

Министерство образования и науки 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) программы «Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

 Н.В. Савина

« 19 » 06 2018 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Повышение надежности транзита 110 кВ Хвойная – Волково в связи с реконструкцией подстанции Ивановка

Исполнитель

студент группы 442-об3(П1)

 15.06.18  
(подпись, дата)

А.А. Фролов

Руководитель

доцент, канд. техн. наук

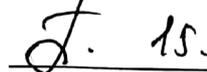
 16.06.18  
(подпись, дата)

А.А. Казакул

Консультант:

по безопасности и экологичности

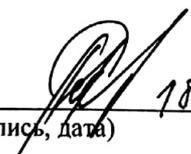
доцент, канд. техн. наук

 15.06.2018  
(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

 18.06.18  
(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Благовещенск 2018

МИНОБРНАУКИ РОССИИ  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический  
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

« 07 » 05 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Углова Александра  
Алексеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Повышение надежности  
Транзита 110кВ "Хвейная" - Валово" в связи с реконструкцией ПС Иванов.  
(утверждена приказом от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: нормальная схема  
электрических соединений; схема развития распределительных  
электрических сетей 35-110 кВ Амурской области.

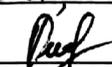
4. Содержание выпускной квалификационной работе (перечень подлежащих разработке  
вопросов): Выбор и проверка оборудования на подстанции, разработка  
молниезащиты и грозразрядки, расчет электрических нагрузок,  
выбор релейной защиты и автоматики.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем,  
программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) \_\_\_\_\_

7 Дата выдачи задания 08.05.18

Руководитель выпускной квалификационной работы: Карацуп Александр  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Александр Углова, доцент, к.т.н., с.т.б.

Задание принял к исполнению (дата): 08.05.2018г   
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 87 с., 3 рисунков, 31 таблиц, 24 источников, 2 приложения.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, МЕЖСИСТЕМНАЯ СВЯЗЬ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, РАСЧЕТ РЕЖИМА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЛИНИИ, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

В данной выпускной квалификационной работе была предложена реконструкция электрической части подстанции «Ивановка» для повышения надежности электроснабжения потребителей. Предоставлен расчет рабочих токов и токов КЗ.

Произведен выбор силовых трансформаторов и основного электрического оборудования, релейной защиты и автоматики на подстанции.

Выполнен анализ и расчет нормальных и послеаварийных режимов.

## СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	6
Введение	7
1 Климатическая и географическая характеристика Ивановского района	9
1.1 Климатическая характеристика района	9
1.2 Географическая характеристика района	10
2 Анализ электрической сети в районе подстанции	11
2.1 Анализ существующей системы электроснабжения	11
2.2 Расчет и анализ режимов существующей сети	12
3 Расчет токов короткого замыкания	21
4 Реконструкция подстанции Ивановка	24
4.1 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	24
4.2 Выбор и проверка выключателей	25
4.3 Выбор и проверка разъединителей	29
4.4. Выбор и проверка трансформаторов напряжения	31
4.5 Выбор и проверка сборных шин	34
5 Разработка заземления и молниезащиты ПС	37
5.1 Конструктивное исполнение заземления ПС и определение его стационарного и импульсного сопротивления	37
5.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	42
5.3 Выбор и проверка ОПН	44
6 Релейная защита и автоматика	51
6.1 Релейная защита и автоматика питающей ВЛ	51
6.1.1 Расстановка комплектов защиты и автоматики	51
6.1.2 Релейная защита ВЛ	51
6.1.3 Автоматика на ВЛ	54
6.2 Релейная защита и автоматика силового трансформатора	54
6.2.1 Расстановка комплексов защиты и автоматики	54
6.2.2 Релейная защита силового трансформатора	56

6.2.3 Дифференциальная защита	58
6.2.4 Максимальная токовая защита	61
7 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при реконструкции подстанции «Ивановка»	62
7.1. Выбор и характеристика ПВК для расчета режима	62
7.2 Расчет и анализ нормального режима	63
7.3 Расчет и анализ послеаварийного режима	65
7.4 Управление потоками реактивной мощности и регулирование напряжения в сети	66
8 Безопасность и экологичность	67
Заключение	84
Библиографический список	85
Приложение А Расчет молниезащиты	88
Приложение Б Расчет уставок релейной защиты	92

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ВПТ – вставка постоянного тока;

КВЛ – кабельно-воздушная линия;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ОЭС – Объединенная энергетическая система;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПС – подстанция;

РЗА – релейная защита и автоматика;

СН – собственные нужды;

СТАТКОМ – Статический компенсатор реактивной мощности;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

УШР – управляемый шунтирующий реактор;

ШР – шунтирующий реактор;

## ВВЕДЕНИЕ

Реконструкция и техническое перевооружение электроэнергетических систем является основным фактором определяющим развитие электрических сетей и экономические показатели деятельности распределительной сетевой компании и предприятия.

Совершенствование схем электроснабжения, внедрение прогрессивных технических решений, новых конструкций и оборудования, таким образом создание сетей нового поколения, отвечающим экономико-экологическим требованиям и современному техническому уровню распределения электроэнергии в соответствии с требованиями потребителей и является комплексом мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электрических сетей.

Электроэнергетические системы и сети должны обеспечивать:

- Высокие уровни надёжности электроснабжения существующих и присоединяемых потребителей, в нормальных и послеаварийных режимах работы сети;
- Нормированное качество отпускаемой электрической энергии;
- Минимальные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание; адаптацию к возможному росту нагрузок и поэтапной комплексной автоматизации

Поэтому, для написания выпускной квалификационной работы принята тема: «Повышение надёжности транзита 110 кВ Хвойная – Волково в связи с реконструкцией подстанции Ивановка»

Цель работы – Разработка схемы реконструкции ПС «Ивановка», которая позволит повысить надёжность электроснабжения потребителей и транзита 110 Кв «Хвойная» - «Волково».

Чтобы добиться цели необходимо решение ряда задач:

- Анализ существующего состояния сети;

- Выбор и проверка оборудования;
- Исполнение молниезащиты и заземления;
- Выбор релейной защиты и автоматики;
- Вычисление нормальных и послеаварийных режимов после реконструкции.

В ходе выполнения дипломной работы были использованы программно-вычислительные комплексы RastrWin3 и Mathcad15.

# 1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ И ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИВАНОВСКОГО РАЙОНА

## 1.1 Климатическая характеристика района

Ивановский район обладает умеренным климатом. Его климат является ультра-континентальным с муссонными чертами. Годовая сумма радиации солнца 107-117 ккал на 1 кв. см. Воздух – умеренный, континентальный, зимой вторгается арктический. Господствует перенос воздушных масс с запада, обладает деятельность циклонов.

Район выражается приличными амплитудами температур воздуха в год (45-50 градусов) и в сутки ( до 20 градусов). Зимой исключительно ветры, летом преобладание осадков. Континентальность климата самая большая по сравнению с другими областями в тех же широтах.

Температура воздуха средняя в год колеблется от 0 до 8 градусов. Температура воздуха в июле в среднем от 17 градусов по северу и до 21 градуса по югу. Период без заморозков 57 дней по северу и 144 дня по югу. Вегетационный этап температуры воздуха больше 10 градусов от 86 дней по северу и 134 дня по югу. 17 градусов аномальная отрицательная температура зимой. Температура воздуха в среднем в январе -26 по югу и -32 по северу. Нижний предел отрицательной температуры -58 градусов (бассейн Нюкжи).

Осадки в год: больше 430 мм по западу и больше 800 мм по востоку. Преимущественное выпадение в нехолодный период (90 -92 % год). Дожди преобладают ливневые, обложные, редко выпадает град. Снежная пелена зимой: 17 см по югу и 42 см по северу. Скорость ветра в год, в среднем не больше 3.6 м/сек. В теплое время года в некоторые дни бывает 20 м/сек. Облачный покров июльский 6.5 балла, в январе – 3 балла. Ивановский район по числу часов зимнего солнцестояния попадает в первые места по России.

Налет мерзлоты около 2.5-3 м., зимой на юге, который окончательно оттаивает к первым дням июля. А на севере долголетняя мерзлота достигает 70-80 м. Летом палящее солнце, по северу не очень горячее, дождливость. Зима

мерзлая, бывают метели, снежные покровы не большие, много солнечного сияния.

## **1.2 Географическая характеристика района**

Ивановский район располагается в южно-западных широтах Амурской области. Имеет границу с такими районами как Благовещенск, Тамбовка, Октябрьск и т.д. Охваченная территория 2643 кв. км.

На Дальнем Востоке по югу, располагается Зейско – Буреинская равнина между двумя приливами реки Амур, Зея и Буряя. Эта территория является самой населенной и изученной.

Местность равнины обладает крупными до 3,5 км не плотными породами, высотой над морем от 140 до 250 метров. Состоит почти из холмистых участков, где степная растительность переходит в лесную. Расположение сельских поселений находится у берегов маленьких речек. К северу и северо-востоку идет граница с районом Белогорска, к востоку идет граница с Ромненским и Октябрьским, с районом Тамбовки на юге, на западе идет граница с районом Благовещенска возле реки Зея.

Имеется железнодорожная дорога проходящая по району от Белогорска до Благовещенска, а так же есть магистрали для автомобилей проходящие от Белогорска до Благовещенска и от Райчихинска до Белогорска. Расстояние от края севера до края юга получается 73 километра, а от края востока до края запада 68,3 километра.

По толщине стенки гололеда – III район

По ветровому давлению – I район

Число грозных часов в год – от 40 до 60 ч/г.

## 2 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ В РАЙОНЕ ПОДСТАНЦИИ

### 2.1 Анализ существующей системы электроснабжения

Подстанция Ивановка 110/35/10 кВ служит для электроснабжения потребителей района села Ивановки, передачи мощности в сеть 110 кВ. ПС питается от двух воздушных линий 110 кВ с проводами марки АС-120/19, отходящих от ПС Волково и ПС Полевая. Схема электрической сети показана на листе 1.

Выключатели, разъединители, автоматические выключатели, предохранители, все это установлено на ПС в качестве коммутационных аппаратов.

Распределительное устройство 110 кВ выполнено по схеме 9 – «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин». РУ 35 кВ выполнена по схеме 9 – «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин». Распределительное устройство 10 кВ – «Одна секционированная выключателем, система шин».

Трансформаторы тока, напряжения, выключатели, разрядники, разъединители относятся к оборудованию ОРУ 110 кВ.

Чтобы разъединять и подключать участки цепи под напряжением служат разъединители, но без нагрузки. Принцип действия заключается в создании видимого разрыва цепи.

Выключатели наоборот, под нагрузкой включают и отключают цепи. Все это делается как в нормальном, так и в аварийном режиме электрооборудования. Бывают вакуумные, элегазовые, воздушные и масляные.

Измерительным трансформатором, а также с целью расширения измерительных приборов являются трансформатором тока. А если использовать его в высоковольтных цепях, то его используют в качестве изолирования реле и приборов от напряжения высокого.

А чтобы защитить электрооборудование от перенапряжений используют разрядники или ОПН.

Выключатели, трансформаторы напряжения, тока, ошиновка используется на распределительном устройстве 10 кВ обычно закрытом.

Шины используются для передачи электричества, в качестве материала для проводов используется медь, сталь и алюминий. Сечение бывает как круглое так и прямоугольное. Количество шин в полосе на фазу зависит от тока нагрузки.

Предназначение изоляторов является в изолировании токоведущих частей друг от друга электрооборудования и по отношению к земле. Самый надежный материал для изолятора который имеет большую электрическую и механическую прочность называется фарфор. В наши дни в качестве материала используют кремнеорганику или стекло. Различаются на проходные, опорные и подвесные.

Чтобы получить одну величину из другой применяются силовые трансформаторы, чтобы эти все величины преобразовать.

## **2.2 Расчет и анализ режимов существующей сети**

Состояние которое определяется параметрами в данный момент времени называется режимом электроэнергетической системы. Расчет режима работы энергосистемы это важная часть проектирования сетей электрических. Из результатов полученных при расчете режима можно выяснить перетоки реактивной и активной мощности, уровни напряжения, потери в элементах сети и т.д.

Подстанция «Ивановка» питается от двух воздушных линий 110 кВ с проводами АС-120/19, отходящих от подстанции «Волково» и подстанции «Полевая». Протяженность воздушной линии от ПС «Волково» до ПС «Ивановка» 22,7 км, а от подстанции «Ивановка» до подстанции «Полевая» протяженность ВЛ составляет 33 км. В свою очередь ПС «Волково» питает ПС «Николаевка» протяженностью ВЛ 22 км, ПС «Лазовое» протяженностью ВЛ 7,74 км, ПС «Садовое» протяженностью ВЛ 15,24 км. Подстанция «Ивановка» питает ПС «Дмитриевка» протяженностью ВЛ 8,3 км, ПС «Правовосточная» протяженностью ВЛ 13,28 км, ПС «Алексеевка» протяженностью ВЛ 27 км.

Произведем расчет режима существующей системы для анализа. Используем для расчета режима ПВК RastrWin3.

Расчет будем производить для части энергосистемы Амурской области, взятой для дипломного проекта, включающий в себя подстанции: Хвойная, Озерная, Анновка, Полевая, Ивановка, Волково, Лазовое, Садовое, Тамбовка, Степная, Александровка, Черемушки. За базисный узел взято – шины 110 кВ ПС «Волково». За генерацию – ПС «Хвойная».

Чтобы рассчитать режим в ПВК RastrWin 3 необходимо знать параметры линий, трансформаторов, шунтирующих реакторов.

Активное сопротивление линии:

$$R_{ВЛ} = r_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (1)$$

где  $r_0$  – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (2)$$

где  $x_0$  – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

Реактивная мощность, генерируемая ЛЭП моделируется реактивной проводимостью ВЛ:

$$B = b_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (3)$$

где  $b_0$  – погонная емкостная проводимость, мкСм/км

Потери на коронный разряд моделируются активной проводимостью ВЛ:

$$G = g_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (4)$$

где  $g_0$  – погонная емкостная проводимость, мкСм/км

Коэффициент трансформации трансформаторов силовых и АТ находим по формулам:

$$K_{ТН} = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} \quad (5)$$

$$K_{ТС} = \frac{U_{СН}}{U_{ВН}} \quad (6)$$

$$K_{TB} = \frac{U_{BH}}{U_{BH}} = 1 \quad (7)$$

где  $K_{TH}, K_{TC}, K_{TB}$  – соответственно коэффициенты трансформации для низкой, средней и высокой сторон соответственно;

$U_{HH}, U_{CH}, U_{BH}$  – соответственно напряжения на низкой, средней и высокой сторонах трех-обмоточного трансформатора.

Реактивные проводимости трансформаторов вычисляются по формулам:

$$B_T = \frac{\Delta Q_{XX}}{U_{BH}^2} \cdot 10^3, \quad (8)$$

где  $\Delta Q_{XX}$  – реактивные потери холостого хода, кВар.

$$G_T = \frac{\Delta P_{XX}}{U_{BH}^2} \cdot 10^3, \quad (9)$$

где  $\Delta P_{XX}$  – активные потери холостого хода, кВт.

Генерация задается активной мощностью которая вырабатывается, заданным модулем напряжения, пределами выработки и потребления реактивной мощности.

Балансирующий узел задается заданным модулем напряжения.

Расчет нормального режима.

Для расчета существующего режима используются значения контрольных замеров зимнего максимума.

Таблица – нагрузка на ПС

ПС	Активная нагрузка, МВт	Реактивная нагрузка, Мвар
Ивановка	8	3,4

Таблица 3 – параметры ветвей

Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	G, мкСм	Kт/г
Волково ВН - Волково Н	5	142.2	8.3	1.28	1.098
Волково Н - Волково СН	5				
Тамбовка ВН - Тамбовка Н1	5	142.2	8.3	1.28	1.12
Тамбовка Н1 - Тамбовка СН	5				
Тамбовка ВН - Тамбовка Н2	1.5	56.9	13.2	2.34	1.12
Тамбовка Н2 - Тамбовка СН	1.5				
Степная ВН - Степная НН1	4.6	31.9	22.4	7.5	0.322
Степная ВН - Степная НН2	1.4	14.6	46.2	4.1	0.322
Александровка ВН - Александровка Н	4.6	31.9	22.4	7.5	0.322
Черемушки ВН - Черемушки Н	4.6	31.9	22.4	7.5	0.322
Озерная ВН - Озерная Н1	9.7	226	5.7	0.86	1.1
Озерная ВН - Озерная Н2	5	142	8.3	1.05	1.1
Озерная Н1 - Озерная СН	9.7				
Озерная Н2 - Озерная СН	5				
Озерная Н1 - Озерная НН1	9.7	131			
Озерная Н2 - Озерная НН2	5	82			
Хвойная 220 кВ - Хвойная Н	1.4	104	6	0.97	1
Хвойная Н - Хвойная ВН	1.4				
Хвойная Н - Хвойная СН	2.8	196			
Хвойная СН - Хвойная НН	2.6	23	32.6	5.4	0.322
Анновка ВН - Анновка НН	42.6	508	3.1	0.4	0.104
Полевая ВН - Полевая Н1	5	142.2	8.3	1.05	1.1
Полевая ВН - Полевая Н2	2.6	88.9	12.1	1.53	1.1
Полевая Н1 - Полевая СН	5				
Полевая Н2 - Полевая СН	2.6				
Полевая Н1 - Полевая НН1	5	83			
Полевая Н2 - Полевая НН2	2.6	52			
Ивановка ВН - Ивановка Н	5	142	8.3	1.05	1.1
Ивановка Н - Ивановка СН	5				
Ивановка Н - Ивановка НН	5	83			
Лазовое ВН - Лазовое НН	2.6	23	32.6	5.4	0.314
Садовое ВН - Садовое НН	2.6	23	32.6	5.4	0.314
Волково ВН - Тамбовка ВН	4.37	11.15	-74.2	6.2	
Тамбовка СН - Степная ВН	6.84	6.91			
Степная ВН - Александровка	8.4	8.6			
Александровка ВН - Черемушки	5.8	7.9			
Черемушки ВН - Озерная СН	3	4.2			
Озерная ВН - Хвойная ВН	8.96	15.37	-95.7	6.8	
Озерная ВН - 1	4.8	8.4	-69.1	6	
1 - Анновка ВН	0.25	0.42	-2.7	0.4	
1 - Полевая ВН	4.8	8.4	-65.3	5.9	
Полевая ВН - Ивановка ВН	8.45	14.01	-87.8	7.2	
Ивановка ВН - Волково ВН	5.5	9.89	-61.2	7	
Волково СН - Лазовое ВН	0.2	0.4			
Лазовое ВН - Садовое ВН	0.2	0.4			

Таблица 4 – параметры узлов

название	U_ном,кВ	P_н, МВт	Q_н,Мвар	P_г, МВт	Q_г,Мвар	V_зд, кВ	V, кВ
ПС Волково	110			79.1	45.3	110	110
ПС Тамбовка ВН	110						107.31
ПС Тамбовка СН	35	12	5				36.18
ПС Тамбовка НН	10	4	2				10.76
ПС Степная СН	35						34.37
ПС Степная НН	10	4	2				10.73
ПС Александровка С	35						34.11
ПС Александровка Н	10	1	0.5				10.8
ПС Черемушки СН	35						34.58
ПС Черемушки НН	10	1.5	0.8				10.83
ПС Озерная ВН	110						104.36
ПС Озерная СН	35	6	3				35.32
ПС Озерная НН	10	2	1				10.5
ПС Хвойная	220			21.2	18.1		220
ПС Хвойная ВН	110						107.89
ПС Хвойная СН	35						34.15
ПС Хвойная НН	10	2	1				10.73
ПС Анновка ВН	110						104.17
ПС Анновка НН	10	1	0.5				10.51
ПС Полевая ВН	110						104.13
ПС Полевая ВН	35	8	4				35.2
ПС Полевая НН	10	4	2				10.43
ПС Ивановка ВН	110						106.61
ПС Ивановка СН	35	10	4.4				35.63
ПС Ивановка НН	10	2	1				10.59
ПС Лазовое ВН	35						35.77
ПС Лазовое НН	10	2	1				10.95
ПС Садовое ВН	35						35.72
ПС Садовое НН	10	2	1				10.94

Схема потокораспределения представлена на рисунке 1.



Таблица 5 – Расчетные значения токов схемы

Название	Марка провода	I, А
Волково ВН - Тамбовка ВН	АС – 185/29	169
Тамбовка СН – Степная ВН	АС – 70/11	121
Степная ВН – Александровка ВН	АС – 70/11	33
Александровка ВН – Черемушки ВН	АС – 95/16	32
Черемушки ВН – Озерная ВН	АС – 95/16	83
Озерная ВН – Хвойная ВН	АС – 120/19	123
Озерная ВН -1	АС – 120/19	12
1 – Анновка ВН	АС – 70/11	13
1 – Полевая ВН	АС – 120/19	10
Полевая ВН - Ивановка ВН	АС – 120/19	106
Ивановка ВН – Волково ВН	АС – 120/19	206
Волково СН – Лазовое ВН	АС – 95/16	150
Лазовое ВН – Садовое ВН	АС – 120/19+ АС- 95/16	75

#### Расчет послеаварийного режима

Чтобы рассчитать послеаварийный режим нужно отключить самую загруженную линию. В данном случае отключаем линию (Ивановка – Волково)

Таблица 6 – Расчетные значения токов схемы

Название	Марка провода	I, А
Волково ВН - Тамбовка ВН	АС – 185/29	222
Тамбовка СН – Степная ВН	АС – 70/11	416
Степная ВН – Александровка ВН	АС – 70/11	422
Александровка ВН – Черемушки ВН	АС – 95/16	429
Черемушки ВН – Озерная ВН	АС – 95/16	389
Озерная ВН – Хвойная ВН	АС – 120/19	153
Озерная ВН -1	АС – 120/19	212
1 – Анновка ВН	АС – 70/11	11
1 – Полевая ВН	АС – 120/19	201
Полевая ВН - Ивановка ВН	АС – 120/19	103
Ивановка ВН – Волково ВН	АС – 120/19	
Волково СН – Лазовое ВН	АС – 95/16	150
Лазовое ВН – Садовое ВН	АС – 120/19+ АС- 95/16	75

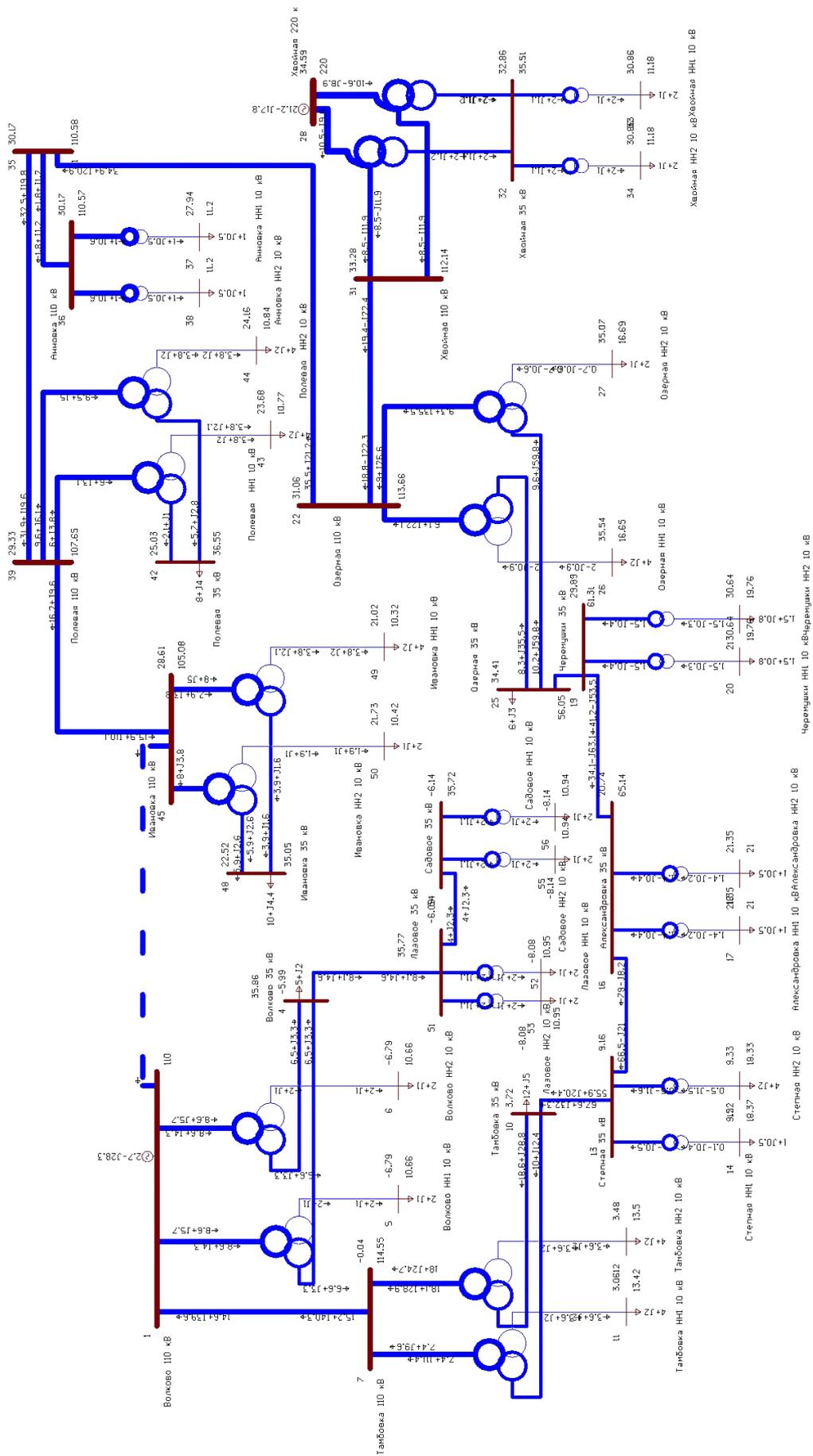


Рисунок 2 – Схема послеаварийного режима в ПВК RastrWin 3

## Анализ расчетных режимов

Как видно из результатов нормального режима некоторые линии слабо загружены, а токи не выходят за пределы.

По результатам послеаварийного режима, делаем вывод о том что, токи таких линий как «Степная»-«Александровка» и «Александровка» - «Черемушки» выходят за пределы. Из-за того что, токи будут проходить по линиям долгое время, за пределами длительно допустимых, может произойти авария или любые другие сбои в электроэнергетической системе, что повлечет за собой не утешительные последствия.

### 3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для того чтобы произвести выбор и проверку электрооборудования и для того чтобы рассчитать уставки защиты релейной и автоматики.

Примем некоторые допущения для расчета токов короткого замыкания:

- можем пренебречь токами намагничивания трансформаторов;
- можем проводимость линий емкостную не учитывать;
- трёхфазную систему примем симметричной где нагрузки на ток короткого замыкания являются приближенными;

- Чтобы сопротивления индуктивные частей цепи короткозамкнутой можно было принять постоянными, насыщение магнитных систем мы можем не учитывать;

- Фазы ЭДС примем не изменяемыми для генераторов при всём процессе КЗ.

В электроустановках свыше 1 кВ за расчетные сопротивления следует принять индуктивные сопротивления электрических машин, силовых трансформаторов и автотрансформаторов, реакторов, воздушных и кабельных линий, а также токопроводов. Для воздушной линии с малыми сечениями и стальными проводами, учитываем только активное сопротивление.

Сопротивления линий находятся по формуле, Ом:

$$x_{л} = x_{o} \cdot l \quad (10)$$

Среднее значение отношения  $X_0/X_1$  для одноцепных ВЛ со стальными заземленными тросами равно 3, следовательно сопротивление линии для нахождения однофазного тока необходимо умножить на 3.

$$x_{н.л} = 3 \cdot x_{o} \cdot l \quad (11)$$

Расчет ТКЗ произведен в ПВК RastrWin3.

Алгоритм расчета ТКЗ в ПВК RastrWin3.

Необходимо во вкладке Узлы/Несим/ИД задать все узлы, для них указать тип нейтрали, номер и номинальное напряжение. Глухозаземленная нейтраль

обозначается – зак., изолированная нейтраль – Δ. Во вкладке Ветви/Несим/ИД задаются ветви, для них указывается сопротивление прямой и нулевой последовательности, коэффициенты трансформации. Во вкладке Генераторы/Несим задаются все системы с указанием сопротивлений прямой и нулевой последовательности, ЭДС генератора (системы).

Таблица 7 – Узлы/Несим/ИД

Тип0	Номер	Название	U_ном
у	1	шины 110 кВ Волково	110
зак	2	Волково Т	110
у	3	шины 110 кВ Тамбовка	110
зак	4	Тамбовка Т	110
у	5	шины 110 кВ Озерная	110
зак	6	Озерная Т	110
у	7	шины 110 кВ Хвойная	110
зак	8	Хвойная Т	110
у	9	шины 110 кВ Анновка	110
у	10	шины 110 кВ Полевая	110
зак	11	Полевая Т	110
у	12	шины 110 кв Ивановка	110
зак	13	Ивановка Т	110

Таблица 8 – Ветви/Несим/ИД

Название	Реактивное сопротивление прямой последовательности X, Ом	Реактивное сопротивление нулевой последовательности x0, Ом	Коэффициент трансформации Kт/г
шины 110 кВ Волково - Тр. Волково	142,2	142,2	1
шины 110кВ Волково - шины 110 кВ Тамбовка	11,15	33,15	
шины 110 кВ Тамбовка - Тр. тамбовка	142,2	142,2	

Продолжение таблицы 8

Шины 110 кВ Озерная – шины 110 кВ Хвойная	15,37	137,5	
Шины 110 кВ Озерная – Тр. Озерная	226	226	
Шины 110 кВ Хвойная – Тр. Хвойная	104	104	1
Шины 110 кВ Хвойная – шины 110 кВ Анновка	8,82	25,86	
Шины 110 кВ Анновка- Тр. Анновка	198,6	198,6	
Шины 110 кВ Полевая – Тр. Полевая	142,2	142,2	1
Шины 110 кВ Полевая – шины 110 кВ Ивановка	14,01	42,07	
Шины 110 кВ Ивановка – Тр. Ивановка	88,9	88,9	1

Ударный ток рассчитывается по формуле:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot K_{y\delta} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} \quad (12)$$

где  $I_{\text{ПО}}^{(3)}$  – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ;

$K_{y\delta}$  – ударный коэффициент .

Для части системы, с которой электростанция (подстанция) связана ВЛ напряжением 110 кВ ударный коэффициент равен  $K_{y\delta} = 1,717 - 1,78$ , значение постоянной времени  $T_a = 0,03 - 0,04$  [4].

Таблица 10 – токи короткого замыкания

Точка КЗ	Трехфазное КЗ, кА	Однофазное КЗ, кА
ПС Полевая ВН	2,97	2,73
ПС Ивановка ВН	3,99	3,75
ПС Волково ВН	6,61	6,13

#### 4 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ ИВАНОВКА

Прежде всего поводом для реконструкции послужило увеличение потребляемой мощности в связи с увеличением потребителей, которые растут каждый год, что в данный момент невозможно ввиду недостаточной мощности

установленных трансформаторов. Из-за этой причины возможны длительные перерывы в электроснабжении потребителей по причине отказов оборудования подстанции, в результате – полезного отпуска электроэнергии и прибыли от реализации электроэнергии. Следует заменить силовой трансформатор ТДТН 10000/35/10 на ТДТН 16000/35/10.

В результате проведения реконструкции обеспечивается надежное электроснабжение потребителей.

#### 4.1 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Для оптимизации систем снабжения электроэнергией основная задача является в выборе мощности силовых трансформаторов. Выбор производится с точки экономического целесообразного режима работы трансформатора и резервным питанием, если один из трансформаторов отключится. Мощности должно хватить чтобы подпитывать всех пользователей электроэнергии.

Если при нормальном режиме один из трансформаторов по каким то причинам будет поврежден и отключен, например меньший по мощности, то у трансформатора с большей мощностью вырастит нагрузка на больше, чем нужно. Но если отключится трансформатор больший по мощности, то меньшему не будет хватать нагрузки в полном объеме, что не обеспечит высокой надежности.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению:

$$S_{TPi} = \frac{\sqrt{P_{cpi}^2 + Q_{cpi}^2}}{n \cdot K_3}, \quad (13)$$

где  $n$  – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

$K_3$  – коэффициент загрузки (принимается равным 0,7);

$P_{cpi}$  – среднее значение активной мощности;

$Q_{cpi}$  – среднее значение реактивной мощности.

После выбора трансформатора его необходимо проверить по коэффициентам загрузки в номинальном и послеаварийном режимах работы.

$$K_3^{ном} = \frac{S_{TP}}{n \cdot S_{TPном}}, \quad (14)$$

Полученное значение номинального коэффициента загрузки не должно выходить за границы интервала 0,5 – 0,8.

Проверку трансформаторов осуществляем в послеаварийном режиме на подстанциях:

$$K_{3.ПА} = \frac{S_{TP}}{S_{TPном}}, \quad (15)$$

Расчеты приведены в приложении. Все расчеты сведем в таблицу 11.

Таблица 11 – Выбор трансформаторов

ПС	$S_{расч}$ , МВА	$S_{мп}$ , МВА	$k_3$	$k_{3,па}$	Марка
Ивановка	16,38	16	0,51	1,03	ТДТН – 16000/110/35

#### 4.2 Выбор и проверка выключателей

Выключатели высокого напряжения могут быть выбраны элегазовые и вакуумные.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (16)$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение аппарата;

$U_{уст}$  – номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{раб.мах} \leq I_{ном}, \quad (17)$$

где  $I_{раб.мах}$  – максимально возможный рабочий ток присоединения;

$I_{ном}$  – номинальный ток аппарата.

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_{np.ckв} \geq i_{yд} \quad (18)$$

где  $i_{np.ckв}$  – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата;

$i_{yд}$  – ударный ток короткого замыкания.

Максимальный рабочий ток определяется по формуле:

$$I_{раб.мах} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (19)$$

Максимальный рабочий ток по формуле 19:

$$I_{раб.мах} = \frac{\sqrt{18,04^2 + 7,2^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,121 \text{ кА.}$$

Установим на подстанции Ивановка элегазовый баковый выключатель типа ВЭБ-УХЛ1-110. с завода «Уралэлектротяжмаш». Данный выключатель применяется в эксплуатации на ОРУ и ЗРУ в сетях с частотой 50 Гц и напряжением 110 кв, подходит для умеренного и холодного климата. Имеет три полюса которые находятся на общей раме и связаны передаточным устройством механически. А так же на выключателе имеется электроподогрев полюсов, т.е. если температура воздуха понижается до -25 градусов то он включается автоматически. Обладает встроенным трансформатором тока, который имеет высокий класс точности.

Целью выключателя является вкл. и откл. электрических цепей при режиме нормальной работы и аварии при трехфазном перем. токе с нейтралью изолированной и заземленной.

Проверка на термическую устойчивость происходит по следующей формуле:

$$B_k = I_{н0}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (20)$$

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

$T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Чтобы проверить выключатель на термическую стойкость надо провести 2 и 3 ступень селективности теплового импульса, для этого понадобится выдержка времени срабатывания релейной защиты. Исходя из этого, время отключения определяется по формуле:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{с.в.}, \quad (21)$$

где  $\Delta t$  – выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты, равная 0,3 с;

$t_{с.в.}$  – собственное время отключения выключателя, равное 0,04 с.

Рассчитаем значения по формулам 76-77:

$$t_{откл} = 0,3 + 0,04 = 0,34 \text{ с}$$

$$B_k = 3,99^2 \cdot (0,02 + 0,34) = 5,731 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Проверяем апериодическую составляющую тока короткого замыкания. Для этого надо знать допускаемую апериодическую составляющую для времени  $\tau$  в отключаемом токе:

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} \cdot I_{откл.ном}, \quad (22)$$

где  $\beta_{ном}$  – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя;

$$\beta_{ном} = 40 \text{ \%};$$

$I_{откл.ном}$  – номинальный ток отключения, кА;

$$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}.$$

Номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$  по формуле 78:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22,63 \text{ кА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 12.

Таблица 12 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЭБ-УХЛ1-110.

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 121 \text{ А}$
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	$i_{пр.скв} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 12,721 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 5,731 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{вкл} \geq I_{н0}$	$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{н0} = 5,594 \text{ кА}$
$I_{откл.ном} > I_{н0}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{н0} = 5,594 \text{ кА}$
$i_{a.ном} \geq i_{ат}$	$i_{a.ном} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{ат} = 4,798 \text{ кА}$

Данный выключатель проходит по условиям из предоставленных результатов и может приниматься к установке.

На ОРУ 35 кВ устанавливаем элегазовый выключатель ВГБ-УЭТМ-35. Данный выключатель применяется в эксплуатации в сетях с частотой 50 Гц и напряжением 35 кВ. Работа этих выключателей применяется от края севера и до климата с тропиками. Обладает быстрым и простым монтажом потому что с завода в полной готовности. Имеет высокую надежность, что обеспечивает действие выключателя даже при падении давления элегаза. На нем установлены встроенные трансформаторы тока, что позволяет не устанавливать выносные трансформаторы.

Сравнение данных расчета и каталога представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВГБ-УЭТМ-35.

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$

$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 320 \text{ А}$
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	$i_{пр.скв} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,38 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 4,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{вкл} \geq I_{н0}$	$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{н0} = 4,471 \text{ кА}$
$I_{откл.ном} > I_{н0}$	$I_{откл.ном} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{н0} = 4,471 \text{ кА}$
$i_{а.ном} \geq i_{ат}$	$i_{а.ном} = 14,14 \text{ кА}$	$i_{ат} = 4,924 \text{ кА}$

Данный выключатель проходит по условиям из предоставленных результатов и может приниматься к установке.

На ЗРУ 10 кВ оставляем тот же выключатель масляный, марки ВМП-10 и проведем для него проверку по параметрам.

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 14.

Таблица 14 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВМП-10.

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
1	2	3
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 752 \text{ А}$
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$	$i_{пр.скв} = 52 \text{ кА}$	$i_{уд} = 17,44 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 122,61 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{откл.ном} > I_{н0}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$	$I_{н0} = 7,17 \text{ кА}$
$i_{а.ном} \geq i_{ат}$	$i_{а.ном} = 35,36 \text{ кА}$	$i_{ат} = 7,3 \text{ кА}$

Данный выключатель проходит по условиям из предоставленных результатов и замене не подлежит.

#### 4.3 Выбор и проверка разъединителей

Разъединители выбираются по аналогичному способу выбора выключателей, но не проверяем способность отключения, потому что это требуется только для отключения цепей, под током.

Устанавливаем разъединители РПД-УЭТМ-110 с завода «Уралэлектротяжмаш».

Таблица 15 – Сравнение данных с расчета и каталога для разъединителя РПД-УЭТМ-110.

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб. max}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 121 \text{ А}$
$i_{пр. скв} \geq i_{уд}$	$i_{пр. скв} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд} = 12,721 \text{ кА}$
Главные ножи		
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{к}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 5,731 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Заземляющие ножи		
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{к}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 5,731 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Данный разъединитель проходит по условиям из предоставленных результатов и может приниматься к установке.

На ОРУ 35 кВ примем к установке разъединитель РДЗ-35-УХЛ1 с завода «Уралэлектротяжмаш».

Таблица 16 – Сравнение данных с расчета и каталога для разъединителя РДЗ-35-УХЛ1.

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб. max}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 121 \text{ А}$
$i_{пр. скв} \geq i_{уд}$	$i_{пр. скв} = 63 \text{ кА}$	$i_{уд} = 12,721 \text{ кА}$
Главные ножи		
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{к}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 5,731 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Заземляющие ножи		
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{к}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 5,731 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Данный разъединитель проходит по условиям из предоставленных результатов и может приниматься к установке.

#### 4.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Данные трансформаторы которые стоят на ПС следует заменить из-за того что они установлены в 90-х годах.

Из следующих условий выбираются трансформаторы напряжения:

- напряжение установки;
- конструкция и схема соединения;
- класс точности;
- вторичная нагрузка.

Необходимо соблюдать условие при выборе трансформатора:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}, \quad (23)$$

где  $S_{\text{НОМ}}$  - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$  - присоединенные к трансформатору приборы и реле и их нагрузка.

В цепь высокого напряжения данные трансформаторы включаются параллельно, своей первичной обмоткой. Чтобы выбрать вводы в аппарат и изоляцию первичной обмотки, надо знать напряжение первичной цепи, во вторичной обмотке оно равно 100 В. Еще от мощности трансформатора напряжения выбираются сечения проводов и цепей первичных и вторичных. Надо чтобы трансформаторы были не больших размеров и совершенными в своем роде, обладали высокой надежностью для работы в электрооборудовании. Чтобы получить высокую точность в измерениях надо снизить до малых значений погрешности.

Устанавливаем на подстанцию Ивановка трансформатор напряжения типа ЗНГ-УЭТМ-110 с завода «Уралэлектротяжмаш»

Данный трансформатор антирезонансный, элегазовый, передача сигнала измерительной информации до измерительных приборов является его предназначением. Частота его работы 50 – 60 Гц, применяется на ОРУ и ЗРУ и имеет эффективно заземляющую нейтраль. Максимум температуры воздуха при его работе + 50 градусов и минимум – 60. Обладает высокой надежностью, что позволяет исключить даже взрыв трансформатора из-за внутреннего КЗ.

Имеет высокий класс точности: 0,2.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 17.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка ТН в ОРУ 110 кВ (на одну фазу)

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Количество приборов	Общая мощность S, ВА
Вольтметр	СВ3021	5	1	5
Вольтметр 3-х ф-й	СВ3021	7,5	1	7,5
Частотомер	СС3021	5	1	5
Итого				17,5

Суммарная нагрузка на трансформаторах напряжения:

$$S_{\Sigma} = 5 + 7,5 + 5 = 17,5 \text{ ВА.}$$

Сравнение данных расчета и каталога представлено в таблице 18.

Таблица 18 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$S_{НОМ2} = 500 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 17,5 \text{ ВА}$	$S_{НОМ2} \geq S_{\Sigma}$

Данный трансформатор напряжения проходит по условиям из предоставленных результатов и может приниматься к установке.

На стороне СН 35 кВ выбираем ЗНОЛ-35 и кабель марки АКРВГ четырехжильный с сечением 6 мм<sup>2</sup>. Приборы, подключаемые к ЗНОЛ-35 указаны ниже в таблице 19.

Таблица 19 – Приборы, подключаемые к ЗНОЛ-35.

Приборы	Мощность приборов			Тип
	А	В	С	
1	2	3	4	5
Амперметр	0,5	0,5	0,5	Э-350
Ваттметр	0,5	-	0,5	Д-335
Варметр	2,5	-	2,5	Д-335

Счетчик ватт-часов	2,5	-	2,5	И-674
Счетчик вольт-ампер часов	2,5	-	2,5	И-675
Сумма	8,5	0,5	8,5	

Сравнение каталожных и расчетных данных приведены ниже в таблице 20.

Таблица 20 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 35$ кВ	$U_H = 35$ кВ	$U_P \leq U_H$
$I_H = 3000$ А	$I_P = 1421$ А	$I_P \leq I_H$
$Z_2 = 0,6$ Ом	$Z_{2НОМ} = 0,544$ Ом	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{ДИН} = 107$ кА	$I_{УД} = 21,604$ кА	$I_{УД} \leq I_{ДИН}$
$B_T = 2883$ кА <sup>2</sup> с	$B_K = 7,5$ кА <sup>2</sup> с	$B_T \geq B_K$

Данный трансформатор напряжения проходит по условиям предоставленных результатов и может приниматься к установке.

На стороне НН 6 кВ выбираем НАМИ-10 и кабель марки АКРВГ четырехжильный с сечением 10 мм<sup>2</sup>. Приборы, подключаемые к НАМИ-10 указаны ниже в таблице 21.

Таблица 21 – Приборы, подключаемые к НАМИ-10

Приборы	Мощность приборов			Тип
	А	В	С	
1	2	3	4	5
Амперметр	0,5	0,5	0,5	Э-350

Продолжение таблицы 37

1	2	3	4	5
Ваттметр	0,5	-	0,5	Д-335
Варметр	2,5	-	2,5	Д-335
Счетчик ватт-часов	2,5	-	2,5	И-674
Счетчик вольт-ампер часов	2,5	-	2,5	И-675
Сумма	8,5	0,5	8,5	

Сравнение каталожных и расчетных данных приведены ниже в таблице 22.

Таблица 22 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные ден-ные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 3000 \text{ А}$	$I_P = 131,22 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_2 = 0,2 \text{ Ом}$	$Z_{2НОМ} = 0,12 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{ДИН} = 150 \text{ кА}$	$I_{УД} = 9,145 \text{ кА}$	$I_{УД} \leq I_{ДИН}$
$B_T = 6000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 28,22 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_T \geq B_K$

Данный трансформатор напряжения проходит по условиям из предоставленных результатов и замене не подлежит.

#### 4.5 Выбор и проверка сборных шин

В РУ 35 кВ и выше напряжением используется стале-алюминиевыми проводами марки АС гибкая ошиновка. А также чтобы подключить трансформатор с распределительным устройством использую гибкую ошиновку. Выбираем гибкие провода на РУ 110 кВ.

По длительному допустимому току выбираем сечение шин:

$$I_{\text{раб. max}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (24)$$

Примем ошиновку, выполненную сталеалюминевыми проводами марки АС-240/32. Выполняем проверку по допустимому току:

$$121 \leq 400 \text{ А.}$$

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока КЗ:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} \leq q, \quad (25)$$

где  $C$  – коэффициент, зависящий от материала провода; для алюминия равен 90.

Проверим выбранное сечение на термическое действие тока КЗ:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{5,731}}{90} = 26,6 \text{ мм}^2,$$

$$26,6 \leq 300 \text{ мм}^2.$$

По условию термической стойкости сечение подходит.

В проверке тока короткого замыкания по электродинамической стойкости мы не нуждаемся, потому что проверка осуществляется при  $I_{\text{до}}^{(3)} \geq 20 \text{ кА.}$ , а у нас КЗ равно 3,99 кА.

На завершении расчета гибких шин нужно проверить их по условиям короны. Суть коронирования заключается в потере энергии, появляются электромагнитные колебания которые в свою очередь сотворяют радиопомехи и на соединениях контактов появляются негативные влияния из-за озона.

При max начальной критической напряженности появляется коронный разряд:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (26)$$

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

$r_0$  – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (27)$$

где  $U$  – линейное напряжение, кВ;

$D_{cp}$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При расположении фаз по горизонтали на проводе по середине напряженность будет больше на 7%, определяемых по формуле (92).

Если соблюдать следующее условие то коронирования не будет:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (28)$$

Для шины АС 240 напряженность критическая равна:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}} \right) = 31,99 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода составит:

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{1,08 \cdot \lg \frac{500}{1,08}} = 13,6 \text{ кВ/см.}$$

Проверим согласно условию (93):

$$1,07 \cdot 12,4 \leq 0,9 \cdot 31,63,$$

$$14,55 \leq 28,79.$$

Коронный разряд не возникнет по условию.

Гибкая ошиновка АС-240/32 из всех условий подходит к установке на распределительном устройстве.

**5 РАЗРАБОТКА МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ ПС ИВАНОВКА**

## 5.1 Конструктивное исполнение заземления подстанции Ивановка и определение его стационарного и импульсного сопротивления

Часть электрических аппаратов которые состоят из металла обязаны быть надежным способом присоединятся к земле, потому что если повредится изоляция они окажутся под напряжением. Защита персонала, которые занимаются обслуживанием электроустановок от серьезных напряжений, и называется заземлением (защитным). По назначению бывают: Защитное, молниезащиты, рабочее.

Исходя из определения, на подстанции должны быть надежно заземлены металлические конструкции сооружений и зданий, оболочки кабелей и проводов, кабельных муфт которые состоят из металлического материала, конструкции щитов распределительных, пультов и шкафов, каркасы трансформаторов, аппаратов, приводы электрических аппаратов, вторичные обмотки трансформаторов.

Рабочим заземлением называют такое заземление, которое создает благоприятные и нормальные обстановки для работы электрических аппаратов. Чтобы защитить заземлением нейтрали трансформатора и катушки дугогасящие используют как раз рабочее заземление. Для надежного исполнения своих функций и чтобы электрические аппараты работали в нормальном режиме без каких-либо сбоев, требуется установка рабочего заземления.

ОПН, тросовые, многотросовые и стержневые отводы молний присоединяемые к заземлителям, это все что нужно что чтобы предотвратить электрооборудование от прямых ударов молний и перенапряжений. Это и есть грозозащитное заземление. Все эти виды заземлений обычно используют одно устройство заземления.

Чтобы выполнить заземление необходимо использовать заземлители, которые в свою очередь различаются на искусственные и естественные.

Подземные сооружения из металлических материалов, трубы водопровода, металлические и железобетонные сооружения которые стоят на

земле, все это используется в форме естественных заземлителей. А таким заземлителям как естественные, необходимо двумя проводниками или больше входить в систему магистралей заземления.

Условие  $R < 0,5$  Ом выполняется если заземлители электрических аппаратов с напряжением выше 1 кВ имеют сети с эффективной заземленной нейтралью.

Чтобы рассчитать заземления на ПС необходимо произвести расчет стационарного и импульсного сопротивления. Горизонтальным заземлителям используют стальные прутки с размером диаметра  $d_{гор} = 10$  мм (площадь сечения  $-F = 78,5$  мм<sup>2</sup>), с глубиной  $t_{вер} = 0,7$  м. А заземлители вертикальные используют прутки с размером длины  $l_{вер} = 5$  м.

Рассчитаем удельное сопротивление нижнего слоя грунта:

$$\rho_2 = \frac{\rho_1}{\psi}, \quad (29)$$

где  $\rho_1$  – удельное сопротивление верхнего слоя грунта (супесь водоносная), равное 25 Ом·м;

$\psi$  – коэффициент сезонности (для Ивановского района равен 4,5 - 7).

$$\rho_2 = \frac{25}{7} = 3,571 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Размеры заземлителя должны выходить за пределы ОРУ как минимум на 1,5 м, поэтому площадь заземлителя:

$$S = (A + 1,5 \cdot 2) \cdot (B + 1,5 \cdot 2), \quad (30)$$

где  $A$  – длина ОРУ, м;

$B$  – ширина ОРУ, м.

$$S = (50 + 1,5 \cdot 2) \cdot (32,1 + 1,5 \cdot 2) = 1160 \text{ м}^2$$

Проверим выбранные сечения заземляющих проводников по условиям:

- термической стойкости;
- коррозионной стойкости;

– механической прочности.

Сечение прутка по термической стойкости:

$$F_{тер} = \sqrt{\frac{I_0^2 \cdot t_{с.з.}}{400 \cdot \beta}}, \quad (31)$$

где  $I_0$  – ток однофазного КЗ, А;

$t_{с.з.}$  – время срабатывания защиты, равное 0,2 с;

$\beta$  – вспомогательный коэффициент для стали, равный 21.

$$F_{тер} = \sqrt{\frac{3750^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 18,298 \text{ мм}^2$$

Сечение прутка по коррозионной стойкости:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(T)^3 + b_k \cdot \ln(T)^2 + c_k \cdot \ln(T) + d_k, \quad (32)$$

где  $a_k, b_k, c_k, d_k$  – коэффициенты уравнения для прогноза глубины коррозии стальных заземлителей [1];

$T$  – время использования заземлителя, равное 240 месяцев.

$$S_{cp} = 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,0092 \cdot \ln(240)^2 + (-0,0104) \cdot \ln(240) + 0,0224 = 0,784 \text{ мм}$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (d_{зоп} + S_{cp}), \quad (33)$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 0,784 \cdot (10 + 0,784) = 26,547 \text{ мм}^2$$

Сечение прутка по механической прочности:

$$F_{мех} = 3,14 \cdot r_{прутка}^2, \quad (34)$$

$$F_{мех} = 3,14 \cdot 5^2 = 78,5 \text{ мм}^2$$

Проверка:

$$F_{min} = F_{кор} + F_{тер}, \quad (35)$$

$$F_{мех} \geq F_{min}, \quad (36)$$

$$F_{min} = 26,547 + 18,248 = 44,795 \text{ мм}^2,$$

$$78,5 \geq 44,795$$

Из результатов видно, что данный пруток проходит по условиям.

Чтобы получилось распределение электрического потенциала равномерно по площадке где стоят электрические аппараты, нужно рассредоточить искусственные заземлители должным образом. Чтобы этого достичь на территории где устанавливаются заземлители укладывают полосы заземляющие вдоль и поперёк электрических аппаратов создавая тем самым заземляющую сеть, электрооборудование как раз к этой сетке и присоединяют.

Определение общей длины полос сетки горизонтального заземлителя:

$$L_{гор} = \frac{2 \cdot S}{a_{гор}}, \quad (37)$$

где  $a_{гор} = 6$  – расстояние между полосами сетки, м.

$$L_{гор} = \frac{2 \cdot 1160}{6} = 620 \text{ м.}$$

Уточняем длину горизонтальных полос для квадратичной модели со стороной  $\sqrt{S}$  м. В этом случае число ячеек:

Определим число ячеек по стороне А и В:

$$m = \frac{L_{гор}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (38)$$

$$m = \frac{620}{2 \cdot \sqrt{1160}} - 1 = 6,2$$

Принимаем,  $m = 7$ .

Длина стороны ячейки:

$$L_{яч} = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (39)$$

$$L_{яч} = \frac{\sqrt{1160}}{7} = 6,161 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1), \quad (40)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{1160} \cdot (7 + 1) = 690 \text{ м}$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (41)$$

где  $a$  – расстояние между вертикальными электродами, равное 15 м.

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{1160}}{15} = 11,5$$

Принимаем  $n_B = 12$  электрод.

Определяем стационарное сопротивление для обоих слоев грунта:

$$R_S = \rho \cdot \left( \frac{A'}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_{вер}} \right), \quad (42)$$

где  $A'$  – коэффициент, зависящий от соотношения длины вертикальных электродов  $l_{вер}$  к  $\sqrt{S}$  и равный 0,5 [].

$$R_{1S} = 25 \cdot \left( \frac{0,5}{\sqrt{1160}} + \frac{1}{690 + 12 \cdot 5} \right) = 0,32 \text{ Ом},$$

$$R_{2S} = 3,571 \cdot \left( \frac{0,5}{\sqrt{1160}} + \frac{1}{690 + 12 \cdot 5} \right) = 0,046 \text{ Ом}.$$

Чтобы определить импульсное сопротивление заземлителя, нужно рассчитать коэффициент импульса:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_m + 45)}}, \quad (43)$$

где  $I_m$  – ток молнии, принятый для равнинной местности 40 кА.

$$\alpha_{u1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1160}}{(25 + 320) \cdot (40 + 45)}} = 1,48,$$

$$\alpha_{u2} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1160}}{(3,571 + 320) \cdot (40 + 45)}} = 0,44.$$

Импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R_S \cdot \alpha_u, \quad (44)$$

$$R_{u1} = 0,32 \cdot 1,48 = 0,473 \text{ Ом}$$

$$R_{u2} = 0,046 \cdot 0,44 = 0,02 \text{ Ом}$$

Общее сопротивление заземлителя:

$$R_{\text{общ}} = R_{u1} + R_{u2} \quad (45)$$

$$R_{\text{общ}} = 0,473 + 0,02 = 0,493 \text{ Ом}$$

Исходя из расчётов видно, что сопротивление заземлителя не выходит за рамки 0,5 Ом и соответствует критериям.

## 5.2 Исполнение молниеотводов и зон молниезащиты

Молниеотвод – это способ защиты от прямых разрядов молний.

Чтобы сооружения и здания из металлического материала не были поражены каким-то количеством разрядов молний в год, нужно устанавливать молниезащиты и молниеотводы с их типом защиты. Каждые районы и области обладают своей грозовой интенсивностью.

Свойством грозовых молний является поражение высоких и заземлённых зданий и сооружений, состоящих из металлического материала это и основано на принципе действия молниеотвода. Получается если здание с защитой будет находится ниже зоны действующего молниеотвода по высоте, то молнии в большинстве случаев не смогут поражать это здание, потому что оно в зоне действия защиты. Некоторое пространство в зоне молниеотвода снабжающее защитой зданий и сооружений из металлического материала от разрядов молний и называется зоной защиты молниеотвода. Не большой и частой надёжной защитой является поверхность защиты зоны. Чем ниже и ближе к основанию молниеотвода будет защищаемое здание, тем выше надёжность его защиты.

Все подстанции которые введены в эксплуатацию должны быть защищены молниеотводами и зоной молниезащиты.

Чтобы знать границы защиты молниеотводов нужен расчет молниезащиты сооружений и зданий состоящих из металлических материалов.

В наше время молниеотводы существуют разных видов которые используются для молниезащиты сооружений. Стержневые и многостержневые молниеотводы как правило имеют спрос для того чтобы защитить данную территорию от грозовых явлений. Обычно молниеотводы устанавливаются на линейных порталах и на других не мало важных конструкциях.

Чтобы защитить открытое распределительное устройство ПС «Ивановка» поражений грозовых явлений нужно установить, как минимум четыре молниеотвода которые ставятся как мы выяснили ранее на порталы линейные.

Произведем расчет параметров защиты молниеотводов.

Высота молниеотвода  $h = 19,5$  м, тогда

Эффективную высоту молниеотвода найдем по формуле:

$$h_{эф} = 0,92 \cdot h, \quad (46)$$

$$h_{эф} = 0,92 \cdot 19,5 = 17,94 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне земли определяется по формуле:

$$r_0 = 1,5 \cdot h, \quad (47)$$

$$r_0 = 1,5 \cdot 19,5 = 29,3 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне защищаемого объекта (линейного портала, высотой 11,35 м):

$$r_x = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right), \quad (48)$$

где  $h_{эф}$  – высота защищаемого объекта.

$$r_x = 29,3 \cdot \left( 1 - \frac{11,35}{17,94} \right) = 11 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между двумя равновеликими молниеотводами определяется как:

$$h_{cx} = h_{эф} - 0,14 \cdot (L - h), \quad (50)$$

где  $L$  – расстояние между молниеотводами.

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта определяется по формуле:

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} \quad (51)$$

Для примера рассмотрим параметры защиты молниеотводов 1-2. Расстояние между молниеотводами  $L=32$ м.

$$h_{cx} = 17,94 - 0,14 \cdot (32 - 19,5) = 16,2 ,$$

$$r_{cx} = 29,3 \cdot \frac{16,2 - 11,35}{16,2} = 9$$

Далее находятся параметры для остальных молниеотводов и по окончании расчета строится общая картина для зон защиты для указанного объекта.

Подробный расчет приведён в Приложении А.

На листе 6 графической части хорошо выявлена сеть молниеотводов которая в свою очередь состоит стержневых молниеотводов равной высоты. Полностью защищено открытое распределительное устройство на уровне земли от разрядов молний. Так же в зоне защиты оказываются все части ОРУ на высоте 19,5 метров.

### 5.3 Выбор и проверка ОПН

Высоковольтный аппарат, который имеет предназначение в плане защиты изоляции электрических аппаратов от перенапряжений, которые подразделяются на коммутационные и атмосферные называется ограничитель перенапряжения.

Чтобы сделать подбор ограничителя перенапряжения нужно провести два этапа:

- 1) Предварительный выбор;
- 2) Окончательный выбор при выяснении влияющих факторов.

Длительно допустимое напряжение на электрическом аппарате является самым важным фактором работы его без каких-либо аварийных ситуаций.

Импульсный ток проходящий через варисторы так же является важным параметром, который в свою очередь определяет электро-характеристики ограничителя перенапряжений. Чтобы не произошло перекрытие боковой поверхности, необходимо чтобы токи не выходили за пределы допустимого.

Чтобы предварительно выбрать ограничитель перенапряжения следует держаться следующих условий:

1) По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению в электрической сети:

$$U_{н.д.р.} \geq 1,05 \cdot \frac{U_{н.р.с}}{\sqrt{3}}, \quad (52)$$

2) По расчетной величине рабочего напряжения ОПН:

$$U \leq \frac{U_{max.p}}{K_B}, \quad (53)$$

где  $K_B$  – коэффициент зависимости от времени  $\tau$  (ГОСТ Р 53735.5).

3) По амплитуде коммутационного тока:

$$I_k \leq I_{разр}, \quad (54)$$

где 
$$I_k = \frac{U - U_{ост}}{Z_B};$$

$U$  – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{ост}$  – остающееся напряжение на ОПН;

$Z_B$  – волновое сопротивление провода относительно земли.

Определим энергию, поглощаемую ОПН 110 кВ:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{(U_{max} - U_{ост})}{Z_B} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n, \quad (55)$$

где  $U_{max}$  – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{ост}$  – остающееся напряжение на ограничителе, кВ[];

$Z_B$  – волновое сопротивление линии, Ом[];

$T$  – время распространения волны, мкс;

$n$  – количество последовательных токовых импульсов.

$$T = \frac{L}{V}, \quad (56)$$

где  $L$  – длина линии, км;

$V$  – скорость распространения волны.

$$U_{max} = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (57)$$

где  $U_0$  – напряжение волны перенапряжений в месте её возникновения, кВ;

$k$  – коэффициент полярности, равный  $0,2 \cdot 10^{-3}$  [];

$l$  – длина защищенного подхода питающей линии.

$$U_0 = U_{50\% \text{ разр}}, \quad (58)$$

где  $U_{50\% \text{ разр}}$  – 50 % разрядное напряжение изоляции при стандартном грозовом импульсе, кВ;

Энергоемкость ОПН:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (59)$$

По зависимости  $\mathcal{E}^*$  от отношения  $\frac{U_{ост}}{U_{ном}}$  (обозначают  $K_B$  или  $T$ )

определяют класс энергоемкости ОПН.

Для ОПН 110 кВ:

$$U_{max} = \frac{352}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \cdot 352} = 308,6 \text{ кВ}$$

$$T = \frac{2}{300000} = 6,67 \text{ мкс.}$$

$$\mathcal{E} = \left( \frac{(308 - 232)}{506} \right) \cdot 232 \cdot 2 \cdot 6,67 \cdot 1 = 464,8 \text{ кДж}$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{464,8}{110} = 4,22 \text{ кДж/кВ}$$

Выбираем ОПН с классом энергоемкости 4.

Энергию, поглощаемая ОПН 3-35 кВ:

$$W = 0.5 \cdot C \cdot [(K_n \cdot 0,82 \cdot U_{н.р})^2 - (1,77 \cdot U_{н.д})^2] , \quad (60)$$

где  $C$  – емкость кабеля или конденсаторной батареи, Ф;

$K_n$  – кратность ПН, равная 4;

$U_{н.р}$  – наибольшее рабочее напряжение сети или оборудования, кВ;

$U_{н.д}$  – наибольшее допустимое напряжение ОПН, кВ.

Для ОПН 35 кВ:

$$W = 0.5 \cdot 0,000253 \cdot [(4 \cdot 0,82 \cdot 38,5)^2 - (1,77 \cdot 40,5)^2] = 1,37 \text{ кДж}$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{1,37}{35} = 0,04 \text{ кДж/кВ}$$

Выбираем ОПН с классом энергоемкости 1.

Исходя из результатов по предварительному выбору на открытом распределительном устройстве устанавливаем ОПН-РК-110/56-680 УХЛ 1, компания «Таврида Электрик».

Основные характеристики ОПН представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Основные характеристики ОПН на открытом распределительном устройстве 110 кВ.

Характеристика	Значение
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее U, кВ	73
Остающееся напряжение при коммут. токе $U_{ост}$ , кВ	181
Номинальный разрядный ток $I_{разр}$ , кА	10
Ток пропускной способности (2 мс), А	680
Полная энергоемкость $W_c$ , кДж	540,2
Длина пути утечки внешней изоляции, см	315

Исходя из результатов по предварительному выбору на открытом распределительном устройстве устанавливаем ОПН-РК-35/40,5-680 УХЛ 1.

Основные характеристики которого представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Основные характеристики ОПН на стороне 35 кВ.

Характеристика	Значение
Класс напряжения сети, кВ	35
Наибольшее длительно допустимое рабочее U, кВ	40,5
Остающееся напряжение при коммут. токе $U_{ост}$ , кВ	92,5
Номинальный разрядный ток $I_{разр}$ , кА	10
Ток пропускной способности (2 мс), А	680
Полная энергоемкость $W_c$ , кДж	299,7
Длина пути утечки внешней изоляции, см	125

Проверим выбранные ОПН (предварительный выбор).

1) По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению в электрической сети:

Для ОПН 110 кВ:

$$U_{н.д.р.} \geq 1,05 \cdot \frac{110}{\sqrt{3}} \rightarrow 73 \geq 66,7 \text{ кВ}$$

Для ОПН 35 кВ:

$$U_{н.д.р.} \geq 1,05 \cdot \frac{35}{\sqrt{3}} \rightarrow 40,5 \geq 21,21 \text{ кВ}$$

2) По расчетной величине рабочего напряжения ОПН:

Для ОПН 110 кВ:

$$73 \leq \frac{100}{1,3} \rightarrow 73 \leq 76,92 \text{ кВ}$$

Для ОПН 35 кВ:

$$40,5 \leq \frac{50}{1,23} \rightarrow 40,5 \leq 40,65 \text{ кВ}$$

3) По амплитуде коммутационного тока:

Для ОПН 110 кВ:

$$I_K = \frac{U - U_{ост}}{Z_B}, \tag{61}$$

$$I_K = \frac{308 - 232}{506} = 0,15 \text{ кА}$$

$$0,15 \leq 10 \text{ кА}$$

Для ОПН 35 кВ:

$$I_K = \frac{130 - 92,5}{510} = 0,07 \text{ кА}$$

$$0,07 \leq 10 \text{ кА}$$

Ограничители перенапряжения для ОРУ 110 кВ, ОРУ 35 кВ не выходят за рамки условий проверки.

Произведем окончательный выбор чтобы надежность ограничителей перенапряжения была высокой.

ОПН выбирается из условий и требований ПУЭ а также других указаний от перенапряжений и возможностью неэлектрических воздействий. К последнему пункту можно отнести такие параметры как:

- Взрывобезопасность, температура окружающей среды, возможные вибрации, частичные разряды и утечка внешней изоляции ограничителя перенапряжений.

В сетях напряжением не больше 110 кВ, можно сказать самыми опасными являются грозовые явления.

Проведём окончательный выбор ОПН по некоторым условиям:

1) Поглощаемая ограничителем энергия не должна превосходить энергоемкость ОПН:

$$W_{уд} \cdot U_{нд} \geq W_c, \tag{62}$$

Для ОПН 110 кВ с 4 классом энергоемкости:

$$5,8 \cdot 100 \geq 464,8 \text{ кДж} \rightarrow 580 \geq 464,8 \text{ кДж}$$

Для ОПН 35 кВ с 1 классом энергоемкости:

$$1,1 \cdot 50 \geq 1,37 \text{ кДж} \rightarrow 55 \geq 1,37 \text{ кДж}$$

2) Ограничитель должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям:

$$A_{зп110} = \frac{U_{исп} - U_{ост.зр}}{U_{исп}} = \frac{308 - 232}{308} = 0,27 \geq 0,25 - \text{ для ОПН 110 кВ}$$

$$A_{зп35} = \frac{U_{исп} - U_{ост.зр}}{U_{исп}} = \frac{130 - 92,5}{130} = 0,29 \geq 0,25 - \text{ для ОПН 35 кВ}$$

3) Ограничитель должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям:

$$A_{вн110} = \frac{U_{доп} - U_{ост.к}}{U_{доп.}} = \frac{280 - 232}{280} = 0,17 \geq 0,15 - \text{ для ОПН 110 кВ}$$

$$A_{вн35} = \frac{U_{доп} - U_{ост.к}}{U_{доп.}} = \frac{120 - 92,5}{120} = 0,23 \geq 0,15 - \text{ для ОПН 35 кВ}$$

4) Ток короткого замыкания сети должен быть меньше тока взрывобезопасности ОПН.

$$I_{кз} \leq I_{вз.без.}, \quad (63)$$

$$3,99 \leq 40 \text{ кА} - \text{ для 110 кВ}$$

$$2,101 \leq 40 \text{ кА} - \text{ для 35 кВ}$$

Исходя из всех расчетов и условий данный ограничитель перенапряжений проходит по всем параметрам для установки на подстанции.

## 6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

### 6.1 Релейная защита и автоматика питающей ВЛ

#### 6.1.1 Расстановка комплектов защиты и автоматики на питающей линии

На линии 110 кВ должны быть установлены устройства релейной защиты от замыканий на землю и многофазных.

Ненаправленная защита нулевой последовательности ступенчатая токовая направленная не допускают аварий при замыкании на землю. Эти защиты нужно устанавливать со всех сторон где идет питание.

Питание на линиях одиночных надо защищать ступенчатыми защитами тока и напряжения от замыканий многофазовых. Если эти защиты каким-то образом не смогут пройти по требованиям чувствительности, скорости отключения повреждения, то нужно установить дистанционную защиту. А токовая отсечка без выдержки времени вполне сойдет за дополнительную защиту.

На линиях напряжением 110-220 кВ нужно устанавливать такие защиты как, высокочастотная блокировка дистанционная или токовая нулевая последовательность и прежде всего когда они проходят по параметрам чувствительности.

#### 6.1.2 Релейная защита ВЛ

Для защиты питающей линии установим оборудование производителя «ЭКРА».

На ПС «Ивановка» используем шкаф дистанционной и токовой защит линии ШЭ 2607 021, выполненного на базе микропроцессорного терминала БЭ2704. В качестве основных защит примем дистанционную защиту и токовую защиту нулевой последовательности. И примем максимальную токовую защиту для резерва. В состав установленного шкафа входит УРОВ и АРПТ.

Суть ДЗ в способе определения расстояния до места короткого замыкания.

1-ая ступень ДЗ действует без выдержки времени и охватывает зону линии, определяемую условием отстройки от КЗ на сторонах НН и СН трансформаторов, присоединённых на всех ее ответвлениях, а также условием отстройки от КЗ на шинах ПС противоположного конца линии [19].

Уставка по сопротивлению срабатывания прямой последовательности первой ступени ДЗ от междуфазных КЗ и КЗ на землю линий выбирается по условию:

-отстройка от КЗ на сторонах НН и СН трансформаторов, присоединенных на всех ответвлениях линии;

-отстройка от КЗ на шинах ПС противоположного конца [19].

В качестве уставки принимается наименьшее из сопротивлений, полученных по расчетным условиям.

Уставка рассчитывается по следующей формуле:

$$(R + jX) \leq K_{отс} \cdot \left| Z_{1\text{ расч. экв}} \right| \quad (64)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки от КЗ в конце зоны ограничения чувствительности первой ступени защиты.

$\left| Z_{1\text{ расч. экв}} \right|$  – эквивалентное полное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны первой ступени защиты, определяемое из условий выше [19].

Пересчет уставок из первичных величин во вторичные величины осуществляется согласно выражению:

$$Z_{втор} = \frac{k_{ТТ}}{k_{ТН}} \cdot Z_{перв} \quad (65)$$

где  $k_{ТТ}$  – коэффициент трансформации ТТ;

$k_{ТН}$  – коэффициент трансформации ТН;

$Z_{перв}$  – уставка в первичных величинах.

2-ая ступень ДЗ действует с выдержкой времени и охватывает зону, определяемую условием отстройки от КЗ на сторонах НН и СН трансформаторов, присоединенных на шинах ПС противоположного конца линии и всех ее ответвлениях, а также условием согласования с 1-й ступенью защиты. В качестве уставки принимается наименьшее из сопротивлений, полученных по расчетным условиям [22].

-3-ая ступень ДЗ действует с выдержкой времени и охватывает зону, определяемую условиями резервирования при КЗ в конце линии предыдущего участка сети, и при КЗ на сторона НН и СН трансформаторов, присоединенных

к шинам ПС противоположного конца линии, у согласованием со 2-ой ступенью защиты. В качестве уставки принимается наименьшее из сопротивлений, полученных по расчетным условиям [22].

Для защиты электрических сетей с эффективно заземленной нейтралью от замыканий на землю применяют максимальные токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП).

Отстройка данной защиты для ШЭ 2607 021 производится от тока небаланса в нулевом проводе ТТ при КЗ между тремя фазами за трансформаторами питаемых ПС [22].

Отстройка выполняется согласно выражению:

$$I_0 = \frac{k_{омс} \cdot k_{пер} \cdot k_{нб} \cdot I_{кз}^{(3)}}{k_{ТТ}} \quad (66)$$

где  $k_{омс}$  – коэффициент отстройки, равен 1,25;

$k_{пер}$  – коэффициент увеличения тока в переходном режиме КЗ, равен  $1 \div 2$ ;

$k_{нб}$  – коэффициент небаланса, равен 0,5;

$k_{ТТ}$  – коэффициент трансформации ТТ.

Проверка чувствительности производится согласно выражению:

$$K_{ч} = \frac{3I_{0расч}}{k_{ТТ} \cdot I_0} \quad (67)$$

где  $3I_{0расч}$  – ток, проходящий через защиту при однофазном и двухфазном замыкании на землю в конце защищаемой линии в расчетном режиме.

Подробный расчет приведен в Приложении Б.

Максимальная токовая защита отстраивается от максимального рабочего тока. Она полностью защищает линию, но не является быстродействующей, в отличие от дистанционной защиты. МТЗ в данном случае является резервной.

Ток срабатывания защиты определяется как:

$$I_{сз.МТЗ} = \frac{K_{НАД} \cdot K_{САМ.З}}{K_B} \cdot I_{P.MAX} \quad (68)$$

где  $K_{НАД}$  – коэффициент надежности,  $K_{над} = 1,2$ ;

$K_B$  – коэффициент возврата устройства,  $K_B = 0,85$ ;

$K_{САМ.З}$  – коэффициент самозапуска двигателей,  $K_{САМ.З} = 1$ ;

Чувствительность проверяется по минимальному току короткого замыкания (обычно двухфазного КЗ) за трансформатором, приведенному к соответствующей стороне. Коэффициент чувствительности определяется как:

$$K_{Ч.МТЗ} = \frac{I_{КЗ.ВН}^{(2)}}{I_{СЗ.МТЗ}} \quad (69)$$

Таблица 25 – результаты расчета МТЗ

ПС	$I_{P,MAX}, A$	$I_{СЗ}, A$	$K_{Ч.МТЗ}$
Волково	480	677,3	6,1
Ивановка	512	722,9	5,4

Полученные значения коэффициентов чувствительности больше 1,2, следовательно, можем принять данную защиту к установке.

Выдержка времени МТЗ отстраивается от наибольшего времени срабатывания защиты отходящей линии:

$$t_{СЗ.МТЗ} = t_{Л.НАИБ} + \Delta t, \quad (70)$$

### 6.1.3 Автоматика на ВЛ

Чтобы как можно быстрее восстановить подпитку потребителям или другим путям связи через автоматическое включение выключателей, нужно предпринять АПВ (автоматическое повторное включение).

В электроустановках 110-500 кВ должны предусматриваться УРОВ, предназначенная для отключения выключателя последующего участка при отказе выключателя предыдущего участка в аварийных ситуациях. Каждый комплект ШЭ 2607 021 содержит УРОВ.

Для сохранения работоспособности энергетической системы и потребителей первой категории электроснабжения в случае резкого снижения количества активной мощности в сети, устанавливаем АЧР (автоматическая частотная разгрузка). Защитное действие АЧР заключается в отключении определенной части потребителей электрической энергии от питающей сети.

Для сохранения динамической устойчивости и обеспечения нормативного запаса статической устойчивости в послеаварийных режимах, необходимо применение АПНУ (автоматическое предотвращение нарушений устойчивости).

## 6.2 Релейная защита и автоматика силового трансформатора

### 6.2.1 Расстановка комплексов защиты и автоматики при реконструкции ПС «Ивановка»

Чтобы защитить электрические аппараты от каких-либо аварий на них нужно устанавливать устройства релейной защиты, которые имеют предназначение для:

а) Чтобы отключать от нормальной сети, поврежденные из-за какой-то аварии, элементы электроэнергетической системы, при помощи выключателей. Если не нарушается режим работы энергетической сети, например, произошло по каким-то причинам замыкание на землю, в сети с изолированной нейтралью, то релейная защита действует на сигнал о случившемся.

б) Чтобы действие реле реагировало на опасные и ненормальные режимы работы энергетической сети, например, в обмотках статора гидрогенератора произошла резкая перегрузка напряжения; чтобы не допустить аварии при таких случаях, действие релейной защиты действует на сигнал или отключение от электрической сети элементы которые могут повредиться.

Для того чтобы сохранялся бесперебойный, нормальный режим работы, элементы релейной защиты должны обладать наименьшим временем отключения КЗ.

Релейная защиты обязана быть селективной, для того чтобы при какой-либо аварии отключался именно тот элемент, который будет поврежден.

На линиях 110 кв необходимо предусмотреть защиту от многофазных КЗ и от КЗ на землю. Ступенчатые токовые защиты необходимо ставить от многофазных замыканий. Если токовых этих защит недостаточно для большей чувствительности и реакции отключения повреждения то надо установить еще

одну защиту- ступенчатую дистанционную. Для дополнительной защиты можно установить отсечку без выдержки времени.

Чтобы в системах 110 кВ не происходило никаких действий качания и асинхронного хода должны быть установлены устройства которые будут блокировать эти нарушения.

Ступенчатые защиты тока и защиты тока, напряжения нужно ставить на линии 35 кВ от нарушений в виде многофазных замыканий. На однофазное замыкание на землю следует устанавливать с защитой действующей на сигнал.

Основные защиты в виде дифференциальной и газовой ставят для защиты трансформатора, резервной будет защита максимальная токовая.

#### 6.2.2 Релейная защита силового трансформатора

Силовой трансформатор один из основ электрических аппаратов которые используют на всех подстанциях. Чтобы функционировала работа с хорошей надежностью и безаварийности на ПС, без трансформатора не обойтись. Для этого и устанавливают надежные, селективные, чувствительные релейные защиты, а иначе могут произойти аварийные сбои.

Трансформаторы должны быть укомплектованы релейными защитами для нормального режима работы для избегания таких повреждений как:

- Замыкания многофазные на выводах и в обмотках;
- Однофазные замыкания на землю;
- Замыкание витков в обмотках;
- Токов в обмотках, из-за КЗ внешнего действия;
- токов в обмотках, из-за перегрузки;
- Утечка масла.

На вводах силового трансформатора на подстанции «Ивановка» ставим продольную дифференциальную защиту чтобы уберечь от многофазных КЗ. Для дополнительной защиты от токов КЗ примем максимальную токовую защиту. А также предусматриваем защиту от перегрузки которая в свою очередь действует на сигнал и отключения для безопасности нормальной работы. Важной частью является газовая защита которая отключает объект при

бурном газообразовании и утечке масла, а при малом газообразовании поступает сигнал о повреждении.

В нашем случае на ПС установлен силовой трехобмоточный трансформатор марки ТДТН, для его защиты используем шкаф защиты и автоматики ШЭ 2607 155 с предприятия «ЭКРА». Цепи оперативного постоянного тока осуществляют питание выбранного шкафа. Микроэлектронная часть устройств шкафа гальванически отделена от источника оперативного постоянного тока. Шкаф ШЭ 2607 155 состоит из двух комплектов.

Первым комплектом реализуются функции основных и резервных защит и содержит:

- ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора которая действует на виды короткого замыкания внутри бака;
- ТЗНП – токовая защита нулевой последовательности со стороны ВН;
- МТЗ – максимальная токовая защиту со стороны высокого напряжения;
- МТЗ со стороны СН;
- МТЗ со тороны НН 1 и 2 секции;
- Реле минимального напряжения со сторон СН, НН1, НН2 реагирующие на понижение напряжения междуфазного;
- Реле максимального напряжения сторон СН, НН1 и НН2, реагирующие на повышение напряжения обратной последовательности для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ СН, МТЗ НН1, МТЗ НН2;
- Защиту от перегрузки (ЗП);
- Токовые реле для пуска автоматики охлаждения;
- Реле тока для блокировки РПН при перегрузке;
- Реле минимального напряжения сторон СН, НН1 и НН2, реагирующие на понижение междуфазного напряжения для блокировки РПН;
- УРОВ ВН трансформатора;

- Прием сигналов от сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты трансформатора, газовой защиты РПН трансформаторов, датчиков повышения температуры масла, понижение и повышение уровня масла.

Вторым комплектом реализуются следующие функции:

- автоматическое поддержание напряжения в заданных пределах;
- регулирование напряжения ручным способом;
- блокировку работы РПН при обнаружении неисправности привода РПН;
- блокировку РПН от внешних сигналов;
- блокировку РПН при перегрузках трансформатора;
- блокировку РПН при превышении  $3U_0$  (или  $U_2$ );
- блокировку РПН при пониженном измеряемом напряжении;
- коррекцию уровня регулируемого напряжения по току нагрузки (встречное регулирование);
- одновременный контроль двух секций шин;
- оперативное переключение регулирования с одной секции шин на другую;
- оперативное изменение уставки по напряжению поддержания с выбранного заранее на другое значение;
- формирование импульсных или непрерывных команд управления электроприводом РПН.

Газовая защита будет производиться с помощью реле РГТ – 80.

### 6.2.3 Дифференциальная защита трансформатора

Основа для защиты трансформаторов от различных повреждений является ДЗ (дифференциальная защита). Зона защиты трансформатора определяется участком цепи между измерительными трансформаторами тока на всех сторонах напряжения. Этой защитой охватываются все затрагиваемые элементы которые находятся в зоне.

ДЗ обладает действием быстрого отключения, но только в ограниченной зоне, обладая тем самым селективностью, с помощью которой отключается только неисправный объект.

Чтобы рассчитать уставки ДЗ нужно произвести расчет вторичных токов трансформатора тока.

Используем трансформаторы которые выбирали: ТВГ-УЭТМ-110 на стороне высокого напряжения и ТОЛ-35-III-7.2 на стороне среднего напряжения.

Определим коэффициенты трансформации ТТ:

$$K_{ТТ} = \frac{I_{ТТ1}}{I_{ТТ2}}, \quad (71)$$

где  $I_{ТТ1}$  – первичный ток трансформатора тока, А;

$I_{ТТ2}$  – вторичный ток трансформатора тока, А.

$$K_{ТТ.ВН} = \frac{300}{5} = 60;$$

$$K_{ТТ.СН} = \frac{750}{5} = 150;$$

Рабочие вторичные токи трансформаторов тока:

$$I_{ТТ2} = \frac{I_{НОМ}}{K_{ТТ}}, \quad (72)$$

где  $I_{НОМ}$  – номинальный ток обмоток силового трансформатора;

$K_{ТТ}$  – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

$$I_{ТТ2.ВН} = \frac{214}{60} = 3,57 \text{ А};$$

$$I_{ТТ2.СН} = \frac{613}{150} = 4,09 \text{ А};$$

Дифференциальная защита отстраивается от токов небаланса.

Ток небаланса при внешних КЗ определяется по формуле, о.е.:

$$I_{НБ*} = K''_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ*} + \Delta f_{ВЫР*}, \quad (73)$$

где  $K''_{ПЕР}$  – коэффициент, учитывающий переходный процесс,  $K''_{ПЕР} = 2,5$ ;

$\varepsilon$  - полная относительная погрешность ТТ,  $\varepsilon = 0,1$ ;

$\Delta U_{PEГ*}$  – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора,  $\Delta U_{PEГ*} = 0,02$ ;

$\Delta f_{BЫP*}$  – относительная погрешность выравнивания токов плеч,  $\Delta f_{BЫP*} = 0,02$ .

$$I_{HB*} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29 \text{ о.е.}$$

Минимальный ток срабатывания  $I_{d.min*}$  следует выбирать по условию отстройки от тока небаланса при токе торможения  $I_{bias*} = 1,25$ .

$$I_{d.min*} \geq I_{bias*} \cdot K_{OTC} \cdot (K'_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{PEГ*} + \Delta f_{BЫP*}), \quad (74)$$

где  $K_{OTC}$  – коэффициент отстройки от тока небаланса,  $K_{OTC} = 1,1$ ;

$K'_{ПЕР}$  – коэффициент, учитывающий переходный процесс,  $K'_{ПЕР} = 1,5$

$$I_{d.min*} \geq 1,25 \cdot 1,1 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02) = 0,26.$$

Следующим шагом нужно выбрать тормозные характеристики из стандартных которые комплектуются в терминале. Правильность установки тормозной характеристики влияет на чувствительность защиты. Параметры тормозных характеристик приведены в таблице 21.

Таблица 26 – Тормозные характеристики

№ тормозной характеристики	1	2	3	4	5
$K_{T1}$	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{T.расч*}$	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

Проверяем соответствие коэффициента торможения заданному в таблице через  $I_{T.расч*}$  по формуле:

$$K_{T1} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб*} \cdot I_{ске*} - 0,7}{I_{ске*} - I_{т.расч*}} \leq K_{T1}; \quad (75)$$

Сквозной ток для трансформаторов малой мощности принимается равным  $I_{ске*} = 3$ . Произведем проверочный расчет для четвертой характеристики:

$$K_{т1.4} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,343 \leq 0,4.$$

Условие выполняется, следовательно, устанавливаем 4 характеристику.

#### 6.2.4 Максимальная токовая защита

МТЗ защищает трансформатор целиком и полностью, и еще от токов внешних коротких замыканий, но это прежде всего резервная защита. Защита ставится на все стороны силового трансформатора куда идет питание.

Ток срабатывания защиты определяется как:

$$I_{C3.MT3} = \frac{K_{НАД} \cdot K_{САМ.З}}{K_B} \cdot I_{P.MAX}. \quad (76)$$

где  $K_{НАД}$  – коэффициент надежности,  $K_{над} = 1,2$ ;

$K_B$  – коэффициент возврата устройства,  $K_B = 0,8$ ;

$K_{САМ.З}$  – коэффициент самозапуска двигателей,  $K_{сам.з} = 2$ ;

$$I_{C3.MT3.BH} = \frac{1,1 \cdot 2}{0,8} \cdot 214 = 588,5 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания реле тока определим по формуле, А:

$$I_{C32} = \frac{k_{CX} \cdot I_{C3.MT3}}{k_T}, \quad (77)$$

где  $k_{cx}$  – коэффициент схемы (при соединении ТТ звездой равен 1).

$$I_{C32} = \frac{1 \cdot 588,5}{60} = 9,8 \text{ А.}$$

Чувствительность проверяется по минимальному току короткого замыкания (обычно двухфазного КЗ) за трансформатором, приведенному к соответствующей стороне. Коэффициент чувствительности определяется как:

$$K_{ч.МТЗ} = \frac{I_{КЗ.ВН}^{(2)}}{I_{C3.MT3}}; \quad (78)$$

$$K_{ч.МТЗ} = \frac{\sqrt{3} \cdot 3990}{588,5} = 5,87.$$

Полученное значение чувствительности больше 1,2, что соответствует требованию.

Выдержка времени МТЗ отстраивается от наибольшего времени срабатывания защиты отходящей линии (принимаяем  $t_{л.наиб} = 1,5$  с):

$$t_{сз.МТЗ} = t_{л.наиб} + \Delta t, \quad (79)$$

$$t_{сз.МТЗ} = 1,5 + 0,5 = 2 \text{ с.}$$

Расчет для других сторон трансформатора производится аналогично. Параметры МТЗ представлены в таблице 22.

Таблица 27 – Уставки срабатывания МТЗ

Сторона СТ	$I_{P.MAX}, A$	$I_{C3}, A$	$I_{C32}, A$	$K_{ч}$
ВН	214	588,5	9,8	5,87
СН	613	1243,2	11,24	2,88

## 7 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ПОДСТАНЦИИ

### 7.1. Выбор и характеристика ПВК для расчета режима

Чтобы рассчитать режим используем программно-вычислительный комплекс RastrWin 3. Его предназначением является оптимизация, расчет, анализ режима электроэнергетических систем.

RastrWin 3 имеет ряд особенностей:

- Любого размера, сложности и напряжения установившегося режима делает расчет ПВК. Рассчитывает практически все электроэнергетические параметры любых режимов (рабочие токи, токи КЗ, напряжения и т.д.);

- Логическое и физическое действие так же проверяет ПВК для исходной информации;

- Так же производит анализирование потерь мощности;

- Возможность проведения расчетов от аварийных ситуаций;

- В ходе решения режима подготавливается схема графики.

- Так же для решения подготавливаются окна при расчета режима, в которых отображается нужная информация.

## 7.2 Расчет и анализ нормального режима.

Таблица 28 – Расчетные значения токов схемы

Название	Марка провода	Инач.,А	Икон.,А	I, А
Волково ВН - Тамбовка ВН	АС – 185/29	174	176	176
Тамбовка СН – Степная ВН	АС – 70/11	131	131	131
Степная ВН – Александровка ВН	АС – 70/11	40	40	40
Александровка ВН – Черемушки ВН	АС – 95/16	12	12	12
Черемушки ВН – Озерная ВН	АС – 95/16	59	59	59
Озерная ВН – Хвойная ВН	АС – 120/19	118	115	118
Озерная ВН -1	АС – 120/19	14	18	18
1 – Анновка ВН	АС – 70/11	13	13	13
1 – Полевая ВН	АС – 120/19	8	12	12
Полевая ВН - Ивановка ВН	АС – 120/19	103	100	103
Ивановка ВН – Волково ВН	АС – 120/19	199	198	199
Волково СН – Лазовое ВН	АС – 95/16	150	150	150
Лазовое ВН – Садовое ВН	АС – 120/19+ АС-95/16	75	75	75

Таблица 29 – Расчетные значения напряжений узлов

Название	$U_{ном}$ , кВ	$U_{расч}$ , кВ
ПС Волково СН	35	35.86
ПС Волково НН	10	10.66

ПС Тамбовка ВН	110	107.13
ПС Тамбовка СН	35	38.22
ПС Тамбовка НН	10	11.1
ПС Степная СН	35	36.15
ПС Степная НН	10	11.15
ПС Александровка СН	35	35.64
ПС Александровка НН	10	10.8
ПС Черемушки СН	35	35.54
ПС Черемушки НН	10	11.1
ПС Озерная ВН	110	104.71
ПС Озерная СН	35	36.05
ПС Озерная НН	10	10.72
ПС Хвойная	220	220
ПС Хвойная ВН	110	108.05
ПС Хвойная СН	35	34.2
ПС Хвойная НН	10	10.75
ПС Анновка ВН	110	104.43
ПС Анновка НН	10	11.06
ПС Полевая ВН	110	104.3
ПС Полевая СН	35	34.55
ПС Полевая НН	10	10.17
ПС Ивановка ВН	110	106.75
ПС Ивановка СН	35	36.7
ПС Ивановка НН	10	10.88
ПС Лазовое ВН	35	35.77
ПС Лазовое НН	10	11.07
ПС Садовое ВН	35	35.72
ПС Садовое НН	10	11.06

Исходя из расчетов можно сделать вывод о том, что токи не выходят за рамки допустимых, и напряжения остаются не превышенными. Схема графики предоставлена на 4 листе графической части.

### 7.3 Расчет и анализ послеаварийных режимов

Для того чтобы произвести расчет послеаварийного режима следует отключить самые нагруженные части электроэнергетической системы и проверить данный режим на параметры.

Проверим данный режим по отключению линии (Волково – Тамбовка).

Таблица 30 – Расчетные значения токов схемы

Название	Марка провода	Инач., А	Икон., А	I, А
Волково ВН - Тамбовка ВН	АС – 185/29			
Тамбовка СН – Степная ВН	АС – 70/11	83	83	83
Степная ВН – Александровка ВН	АС – 70/11	208	208	208
Александровка ВН – Черемушки ВН	АС – 95/16	248	248	248
Черемушки ВН – Озерная ВН	АС – 95/16	318	318	318
Озерная ВН – Хвойная ВН	АС – 120/19	176	171	176
Озерная ВН -1	АС – 120/19	73	74	74
1 – Анновка ВН	АС – 70/11	13	13	13
1 – Полевая ВН	АС – 120/19	85	86	86
Полевая ВН - Ивановка ВН	АС – 120/19	184	182	184
Ивановка ВН – Волково ВН	АС – 120/19	281	280	280
Волково СН – Лазовое ВН	АС – 95/16	150	150	150
Лазовое ВН – Садовое ВН	АС – 120/19+ АС-95/16	75	75	75

Таблица 31 – Расчетные значения напряжений узлов

Название	$U_{ном}$ , кВ	$U_{расч}$ , кВ
ПС Волково СН	35	35.86
ПС Волково НН	10	10.66
ПС Тамбовка ВН	110	98.9
ПС Тамбовка СН	35	31.6
ПС Тамбовка НН	10	8.95
ПС Степная СН	35	31.4
ПС Степная НН	10	8.97
ПС Александровка СН	35	31.3
ПС Александровка НН	10	8.8
ПС Черемушки СН	35	30.9
ПС Черемушки НН	10	8.9
ПС Озерная ВН	110	101.03
ПС Озерная СН	35	30.75
ПС Озерная НН	10	8.94
ПС Хвойная ВН	110	106.38
ПС Хвойная СН	35	33.66
ПС Хвойная НН	10	10.57
ПС Анновка ВН	110	101.44
ПС Анновка НН	10	10.72
ПС Полевая ВН	110	102.01
ПС Полевая СН	35	33.65
ПС Полевая НН	10	9.9
ПС Ивановка ВН	110	105.8
ПС Ивановка СН	35	36.35

ПС Ивановка НН	10	10.81
ПС Лазовое ВН	35	35.77
ПС Лазовое НН	10	11.2
ПС Садовое ВН	35	35.72
ПС Садовое НН	10	11.17

Исходя из расчетов можно сделать вывод о том, что токи не выходят за рамки допустимых, и напряжения остаются не превышенными. Схема графики предоставлена на 4 листе графической части.

7.4 Управление потоками реактивной мощности и регулирование напряжения в сети

Предоставленный расчет режимов утвердил что электроэнергетическая система имеет в полном объеме компенсации мощности реактивной. В нормальном режиме работы справляется устройство СТАТКОМ.

Чтобы уравновешивался уровень требуемого и надежного напряжения и действовала пропускная способность передачи электроэнергии справляется статический компенсатор реактивной мощности. Это устройство позволяет облегчить работу управлением потоками реактивной мощности и нужен чтобы отрегулировать напряжение.

Шунтирующий реактор обеспечивает стабильное напряжение на ВЛ с большой зарядной мощностью из-за индуктивности. ШР – это электромагнитный реактор.

## 8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В настоящее время большое внимание уделяется вопросам охраны окружающей среды от воздействия вредных последствий производственной деятельности человека.

При строительстве объекта необходимо руководствоваться природоохранными нормами и требованиями, законодательством по охране окружающей среды.

Электроустановки должны удовлетворять требованиям действующих нормативных документов об охране природной среды по допустимым уровням шума, вибрации, напряженностей электрического и магнитного полей, электромагнитной совместимости [15].

Воздушная линия электропередачи оказывает негативное воздействие на окружающую среду. К основным отрицательным воздействиям относят:

- Влияние электромагнитных полей на живые организмы;
- Изъятие земель в постоянное пользование;
- Вырубка леса;
- Гибель птиц;
- Нарушение естественного состояния грунта и рельефа;
- Загрязнение поверхностных и грунтовых вод во время строительства;
- Акустический шум;
- Создание радио- и телепомех.

ПС оказывает следующие негативные воздействия на окружающую среду

- Возможна утечка элегаза;
- Загрязнение почв и вод трансформаторным маслом и другими продуктами нефтепереработки;
- Акустический шум;
- Влияние электромагнитных полей на человека;
- Изъятие земель под ПС.

Для минимизации вышеперечисленных воздействий применяются определенные меры.

Для улучшения экологической обстановки вблизи воздушных линий применяются стеклянные изоляторы со сниженным уровнем электромагнитных помех и с уплотнениями из кремнийорганической резины [24].

Для предотвращения гибели птиц в районах прохождения воздушных линий электропередачи следует устанавливать противоптичьих заградители на траверсах и тросостойках опор в местах массового расселения крупных птиц и на путях их миграции [24].

При проектировании новых ВЛ должны предусматриваться меры по предотвращению и уменьшению риска гибели птиц [24].

В районах Крайнего Севера в проектах должны быть предусмотрены мероприятия по защите ягельников и мохорастительного слоя при прохождении по ним ВЛ [24].

При прохождении воздушной линии по участкам с вечномерзлым грунтом при рубке просек не следует производить корчевание пней и кустарников, нарушать дерновый слой [24].

В соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации помещения с ячейками комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией (КРУЭ) должны быть оборудованы устройствами, сигнализирующими о недопустимой концентрации элегаза и включающими приточно-вытяжную вентиляцию. Также в здании КРУЭ должен соблюдаться температурный режим, приняты необходимые меры для предотвращения загрязнения оборудования пылью, грязью, металлическими частицами.

Поскольку элегаз относят к крайне опасным парниковым газам, необходимо принимать меры по сокращению эмиссии элегаза в атмосферу. При использовании элегазового оборудования огромное внимание уделяется уплотнениям разъемных частей аппаратов и производится постоянный контроль давления элегаза, утечка в год которого не должна превышать 0,5 %.

Для предотвращения растекания трансформаторного масла по территории подстанции в случае утечки, под маслонаполненным оборудованием обязательно установлен маслоприемник.

Электрические аппараты отрицательно воздействуют не только на природу, но и на самого человека.

Различают следующие виды воздействия электрического поля на человека:

- непосредственное воздействие, проявляющееся при пребывании в электрическом поле. Эффект от этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нем;

- воздействие электрических разрядов, возникающих при прикосновении человека к изолированным от земли конструкциям, корпусам машин и механизмов на пневматическом ходу и протяженным проводникам или при прикосновении человека, изолированного от земли, к растениям, заземленным конструкциям и другим заземленным объектам;

- воздействие тока, проходящего через человека, находящегося в контакте с изолированными от земли объектами - крупногабаритными предметами, машинами и механизмами, протяженными проводниками, - тока стекания.

- электрическое поле может стать причиной воспламенения или взрыва паров горючих материалов и смесей в результате возникновения электрических разрядов при соприкосновении предметов и людей с машинами и механизмами.

Для персонала подстанций и линии установлена допустимая продолжительность периодического и длительного пребывания в электрическом поле при напряженностях на уровне головы человека (1,8 м над уровнем земли):

- 5 кВ/м — время пребывания неограниченно,
- 10 кВ/м — 180 мин,
- 15 кВ/м — 90 мин,
- 20 кВ/м — 10 мин,

- 25 кВ/м — 5 мин.

Выполнение этих условия обеспечивает самовосстановление организма в течение суток без остаточных реакций и функциональных или патологических изменений.

Предельно допустимые уровни напряженности электрического поля определяются СанПиН 2971-84 «Санитарные нормы и правила защиты населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты».

Согласно СанПиН 2971-84 в качестве предельно допустимых уровней приняты следующие значения напряженности электрического поля:

- внутри жилых зданий - 0,5 кВ/м;
- на территории зоны жилой застройки - 1 кВ/м;
- в населенной местности, вне зоны жилой застройки (земли городов в пределах городской черты в границах их перспективного развития на 10 лет, пригородные и зеленые зоны; курорты, земли поселков городского типа, в пределах поселковой черты и сельских населенных пунктов, в пределах черты этих пунктов), а также на территории огородов и садов - 5 кВ/м;
- на участках пересечения ВЛ с автомобильными дорогами I - IV категории - 10 кВ/м;
- в населенной местности (незастроенные местности, хотя бы и часто посещаемые людьми, доступные для транспорта, и сельскохозяйственные угодья) - 15 кВ/м;
- в труднодоступной местности (недоступной для транспорта и сельскохозяйственных машин) и на участках, специально выгороженных для исключения доступа населения, - 20 кВ/м.

Поскольку проектируемая воздушная линия номинальным напряжением 220 кВ удовлетворяет требованиям Правил устройства электроустановок и Правил охраны высоковольтных электрических сетей, то защита населения от воздействия электрического поля не требуется.

При проектировании и строительстве воздушной линии электропередачи должно обеспечиваться выполнение норм по параметрам электрических и магнитных полей, электромагнитных помех и шума, предъявляемых ГОСТ, СНиП, СанПиН.

Охранная зона линий электропередач – это зона, расположенная по обе стороны ЛЭП, в виде участка земли, водного пространства, включающая в себя также воздушное пространство над данным участком. Величина охранной зоны зависит от места прокладки линии электропередач (вдоль суши, через водоем), ее конструктивного исполнения, назначения, класса напряжения линии.

Охранная зона для ВЛ 110 кВ составляет 20 м, данное расстояние регламентировано Постановлением Правительства РФ от 24 февраля 2009 года №160 «О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон».

Для воздушных высоковольтных линий электропередачи (ВЛ) устанавливаются санитарно-защитные зоны по обе стороны от проекции на землю крайних проводов. Эти зоны определяют минимальные расстояния до ближайших жилых, производственных и непроизводственных зданий и сооружений.

Одним из важных аспектов при проектировании, строительстве и эксплуатации электрических сетей является соблюдение техники безопасности.

Несоблюдение техники безопасности может принести серьезный вред здоровью, повлечь за собой потерю возможности продолжения профессиональной деятельности человека, привести к смерти.

Обеспечение безопасных условий и охраны труда возлагается на работодателя. Работодатель обязан обеспечить безопасные условия труда, минимизировать риски возникновения производственных травм и профессиональных заболеваний. Каждый работник должен быть ознакомлен с правилами техники безопасности и безукоризненно соблюдать их. Персонал, который обслуживает электроустановки периодически проходит проверку

знаний нормативных документов по охране труда. Осознанность и ответственность персонала важный аспект реализация техники безопасности на рабочем месте.

Основной нормативный документ, для персонала обслуживающий электроустановки – Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Все нормативные документы, директивы и инструкции составляются в соответствии с данным документом.

Работы на опорах ВЛ являются особо сложными по организации безопасных условий труда по следующим причинам: работа связана с подъемом на опоры на большую высоту; рабочие места меняются ежедневно, а иногда и несколько раз в день; электромонтажники-линейщики рассредоточиваются по рабочим местам вдоль ВЛ, находясь друг от друга на расстоянии пролета между опорами, что затрудняет контроль за безопасностью их труда; работа требует постоянного контроля за состоянием заземляющих устройств, а также постоянной проверки отсутствия напряжения в отключенных цепях ВЛ; работа связана с погодными условиями, состоянием подъездных путей и конструкцией опор.

Поскольку новая линия будет проходить параллельно действующей линии необходимо соблюдать нормируемые расстояния от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, а также контролировать их заземление и иные правила техники безопасности.

Работы вблизи действующих ВЛ, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда-допуска, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы [14].

#### Пожарная безопасность

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранение материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

Источниками пожара на ПС может быть: электрические аппараты, такие как масляные выключатели, ТТ, силовые трансформаторы, трансформаторы

напряжения; работы при которых могут возникнуть искры (сварка, резка); поджог, курение; удар молнии; терроризм и т.д.

Поскольку на ПС существует риск возникновения пожара, необходимо организовать комплекс мер противопожарной защиты, который включает в себя:

- Меры по обеспечению безопасной жизнедеятельности, которые включают в себя следующие мероприятия – организация аварийного освещения, пожарной сигнализации, наличие освещенных знаков выхода, наличие противопожарных стен между этажами зданиями и помещениями с высокой пожароопасностью для предотвращения распространения огня.

- Пассивная противопожарная защита – методы для контроля над распространением огня и минимизации последствий пожара. Такая защита удерживает огонь на ограниченной территории на протяжении определенного периода времени. Элементы пассивной защиты это огнезащитные системы, противопожарные преграды, использование негорючих и недымящихся строительных материалов, наличие щебня вокруг масляного оборудования.

- Активная противопожарная защита – непосредственно тушение пожара. В настоящее время все трансформаторы и реакторы оснащаются установками автоматического пожаротушения. Также к месту пожара должны прибыть пожарные бригады. При тушении воздушно-пенным способом пеногенераторы, пожарный ствол и насосы пожарного автомобиля обязательно заземляют. Вся пожарная бригада оснащается диэлектрическими перчатками и ботами или сапогами, это относится и к водителям пожарных машин.

Тушение электроустановок можно производить только распыленной струей с насадками НРТ-5 с расстояния не менее 5 м. Компактная струя ввиду её малого сопротивления и хорошей проводимости не подходит для тушения установок под напряжением.

Порошковыми огнетушителями запрещается (без проведения предварительных испытаний по ГОСТ Р 51057 или ГОСТ Р 51017) тушить электрооборудование, находящееся под напряжением выше 1000 В.

Углекислотные огнетушители запрещается применять для тушения пожаров электрооборудования, находящегося под напряжением выше 10 кВ.

4.1.10. Углекислотные огнетушители с содержанием паров воды в диоксиде углерода более 0,006% масс. и с длиной струи ОТВ менее 3 м запрещается применять для тушения электрооборудования, находящегося под напряжением выше 1000 В.

Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распределительного устройства, классифицируется на следующие группы:

- пожарные машины,
- средства пожарной и охранной сигнализации,
- огнетушители,
- пожарное оборудование,
- ручной инструмент,
- инвентарь и пожарные спасательные устройства.

На предприятиях энергетики широко применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством.

При испарении воды образуется большое количество пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу горения. Кроме того, сильная струя воды может сбить пламя, что облегчает тушение пожара.

В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители, расположенные у каждого взрывоопасного оборудования.

Газовые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов горения веществ и электроустановок, за исключением веществ, горение которых происходит без доступа кислорода воздуха. В качестве огнетушащего средства в основном используют углекислоту.

Порошковые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов возгорания щелочных металлов и других соединений. Углекислотно-бромэтиловые огнетушители типа ОУБ предназначены для тушения небольших

очагов горения волокнистых и других твердых металлов, а также электроустановок.

На территории ОРУ первичные средства размещаются 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 имеются на тропах обхода территории ОРУ. Проезжую часть по территории подстанции и к водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега. Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему.

При производстве таких работ как сварка или резка металла, можно осуществить тушение небольшого пожара с помощью асбестового полотна, войлока, кошмы, путем набрасывания полотна на горящую поверхность.

Для тушения загораний и небольших очагов пожаров горючих жидкостей следует использовать песок. Песок должен быть постоянно сухим, без комков и посторонних примесей. Песок должен храниться в металлических ящиках, укомплектованных совковой лопатой или большим совком.

### 8.1 Безопасность

При монтаже и эксплуатации подстанции, при осмотрах ремонтах и ревизиях необходимо соблюдать “Правила технической эксплуатации электроустановок”, “Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок”.

К монтажу подстанции допускаются лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности. Не допускается нарушений правил техники

безопасности.

Обеспечьте безопасное выполнение работ всеми устройствами, механизмами, такелажными средствами, инструментом и приспособлениями.

При строительстве и производстве земляных работ должны соблюдаться требования строительных норм и правил по технике безопасности в строительстве.

Механизмы, предназначенные для выполнения строительных и грузоподъемных работ, должны обладать достаточной грузоподъемностью, обеспечивающей безопасное выполнение работ. При подъеме должны соблюдаться «Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов».

Безопасность при перемещении грузов и производстве строительномонтажных работ самоходными кранами обеспечивают лица, ответственные за эти работы.

Категорически запрещается:

- а) допускать к работе на кранах и строительных механизмах работников, не имеющих документов для работы на этих механизмах;
- б) работать на строительных механизмах и кранах, имеющих неисправности;
- в) пользоваться неисправными стропами и грузозахватными средствами, не имеющими бирок с указанием срока проверки;
- г) поднимать груз, находящийся в стороне от свободно висящего крюка, а также превышающий грузоподъемность механизма;
- д) выполнять работы под линиями электропередач;
- е) выполнять работы вблизи установок, находящихся под высоким напряжением, без оформления наряда-допуска.

Перед подъемом элементов и блоков подстанции проверьте состояние болтовых соединений и наличие раскрепления всех частей, так как на этом элементе (блоке) могут оказаться другие конструкции, которые были вложены на период хранения.

Обеспечение безопасности при выполнении электромонтажных и сварочных работ.

Перед началом работы проверьте исправность механизмов и приспособлений, инструмента, лестниц, подмостей и т.п. и неисправность устраните.

При работе на настилах и подмостях весь инструмент держите в ящике и не оставляйте на настиле во избежание падения его вниз на проходящих людей. Работать под настилом запрещается.

Транспортировка и подъем электрических аппаратов, колонок изоляторов, должны быть полностью механизированы.

На высоте выше 2 метров работы должны выполняться с применением стремянок и лестниц, а при высоте более 4 метров - только с лесов, подмостей или со специальных механизмов.

Приступая к сварным работам, необходимо проверить исправность аппаратуры, изоляции сварных проводов и электродержателя, надежность всех контактных соединений. Выполнять сварку под открытым небом во время дождя и грозы запрещается.

Основным мероприятием по защите от поражения электрическим током во время работы с электроинструментом является защитное заземление.

Наряду с указаниями настоящей инструкции необходимо руководствоваться «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок».

В конструкции подстанции предусмотрены следующие технические мероприятия, обеспечивающие возможность безопасного обслуживания:

а) все находящееся под высоким напряжением оборудование установлено на высоте 2,5 м. от нулевой отметки до основания изоляторов;

б) токоведущие части и участки сети ОРУ, конструктивно необорудованные аппаратными ножами заземления, при выполнении работ закорачиваются и заземляются переносными закоротками, входящими в комплект заводской поставки;

в) для ограждения тех токоведущих частей блоков 35 кВ, которые могут оказаться под напряжением, предусмотрены инвентарные ограждения с приспособлением для их запираания.

г) в конструкции подстанции предусмотрена электромеханическая блокировка, предупреждающие ошибочные оперативные действия с коммутационными аппаратами;

д) электрическое питание к осветительным установкам и к розеткам местного освещения подается дистанционно из ячейки КРУ 10 кВ собственного расхода;

е) для питания ламп переносного местного освещения в шкафах, смонтированных на блоках ОРУ, установлены розетки на 12 В;

ж) все металлоконструкции трансформаторов, шкафов и оснований аппаратов, приводов и блоков, труб, электропроводки и кабельных трасс, нормально не находящиеся под напряжением, при монтаже должны быть надежно заземлены к контуру заземления;

з) осветительные установки позволяют выполнять работы по замене ламп без снятия напряжения на подстанции;

и) хранение средств по технике безопасности и инструмента на подстанции предусмотрено в ОПУ или в помещении для ремонтного персонала.

## 8.2 ЧС

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться “Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций”.

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

## 8.3 Экологичность

Защита почвы.

Подстанция не имеет вредных выбросов в атмосферу.

Для защиты почвы от загрязнения маслом, которое может вытечь из

трансформатора при аварии, проектом предусматривается сооружение под трансформаторами маслосборных ям с удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслостоков в маслосборник.

Согласно «ПУЭ» для предотвращения растекания масла и распространения пожара при аварии, используются маслоприемники, маслоотводы, маслосборник. Диаметр маслоотводов выбран из расчета отвода 50% масла и полного количества воды от пожаротушения гидрантами за 15 минут.

Сеть масло-отводов выполняются из асбоцементных труб диаметром 300 мм за исключением участков пересечений с автодорогой, где они предусматриваются из чугунных труб того же диаметра.

Влияние электрического поля.

Факторы влияния РУ и ЛЭП на окружающую среду крайне разнообразны. Прежде всего, это воздействие электромагнитного поля на живые организмы и человека, которые действуют на сердечно-сосудистую, центральную и нервную системы, мышечную ткань и другие органы.

Различают следующие виды воздействия:

- непосредственное воздействие, проявляющееся при пребывании в электрическом поле. Эффект этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нем;

- воздействие электрических разрядов (импульсного тока), возникающих при прикосновении человека к изолированным от земли конструкциям, корпусам машин и механизмов на пневматическом ходу и протяженным проводникам или при прикосновении человека, изолированного от земли, к растениям, заземленным конструкциям и другим заземленным объектам;

- воздействие тока, проходящего через человека, находящегося в контакте с изолированными от земли объектами - крупногабаритными предметами, машинами и механизмами, протяженными проводниками - тока стекания.

Для эксплуатационного персонала РУ установлена допустимая продолжительность периодического и длительного пребывания в электрическом поле. При невозможности ограничения времени пребывания

персонала под воздействием электрического поля применяется экранирование рабочих мест: тросовые экраны над дорогами, экранирующие козырьки и навесы над шкафами управления, съемные экраны при ремонтных работах.

#### Отвод земель

Трассы ВЛ, автодороги и площадки подстанций по проекту размещаются на малопродуктивных землях на расстоянии не менее 30 м от мест, где могут постоянно находиться люди, с учетом рационального использования земельных угодий и лесных ресурсов и с нанесением минимального ущерба окружающей среде.

ЛЭП, проходящие по лесным массивам и земельным насаждениям, выбраны на землях с малоценными насаждениями и кустарниками.

Предусматривается срезка плодородного слоя толщиной 0,3 м и отвозка его на расстояние 1 км. Часть срезанного грунта остается озеленения ПС.

#### Влияние электромагнитного излучения

Проект удовлетворяет требованиям Правил устройства электроустановок и правил охраны высоковольтных электрических сетей, следовательно защита населения от воздействия электрического поля воздушных линий электропередачи напряжением 220 кВ и ниже не требуется.

#### Акустическое воздействие.

Трансформатор является источником постоянного шума механического и аэродинамического происхождения. Механический шум излучается баком трансформатора и в основном зависит от типовой мощности трансформатора. Аэродинамический шум создается дутьевыми устройствами систем охлаждения и в ряде случаев может быть более интенсивным, чем механический шум трансформаторов.

#### Расчёт санитарно-защитной зоны по шуму для подстанции

На территории подстанции «Ивановка» установлены 2 трансформатора ТДТН – 16000/110, трансформатор трехфазный трехобмоточный с принудительной и естественной циркуляцией воздуха и масла, мощность равна 16 МВА, класс напряжения равен 110 кВ.

Цель расчета, определить минимальное расстояние от подстанции до территории жилых домов, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму.

По таблице СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах в помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки» определяю допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к подстанции. При этом необходимо учесть, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов.

Допустимый уровень шума для территорий, прилегающих к жилым домам составляет:  $L_A = 45$  дБА.

Определяю согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля» шумовые характеристики источника шума. В данном стандарте приводятся скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения. Скорректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора.

Для трансформатора с принудительной и естественной циркуляцией масла и воздуха, уровень звуковой мощности составляет ( $S_{ном} = 16$  МВА,  $U_{ном} = 110$  кВ):

$$L_{WA} = 88 \text{ дБА.}$$

Определяем минимальное расстояние от Подстанции до границы жилой зоны.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для трансформатора, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен  $L_{WA}$ , то в любой точке полусферы радиусом  $R$  уровень шума, создаваемый данным источником будет равным  $L_A$  (рисунок 1).

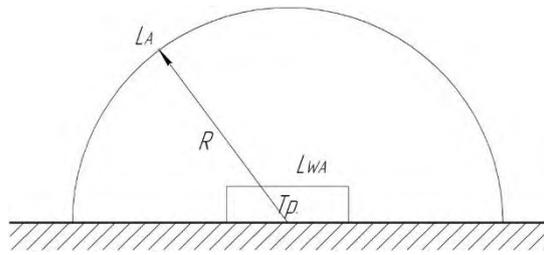


Рисунок 3 – Излучение шума трансформатором.

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение:

$$L_{WA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0} \quad (80)$$

где  $S$  - площадь поверхности полусферы,  $m^2$ ;

$$S_0 = 1 \text{ м}^2.$$

Исходя из последней формулы при оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии  $R$  от трансформатора ( $R > 30 \text{ м}$ ) можно определить по формуле

$$L_A(R) = L_{WA} - 10 \lg \frac{S}{S_0} \quad (81)$$

где  $S = \pi R^2$ .

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС, до границы жилой застройки по формуле необходимо принять следующие допущения:

1) так как расстояние между трансформаторами небольшое и расстояние от трансформаторов до границы жилой зоны на много больше расстояния между трансформаторами, то два и более источника шума можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0.1 L_{WAi}} \quad (82)$$

Где  $N$  - количество источников шума;

$L_{WAi}$  - скорректированный уровень звуковой мощности  $i$ -го источника шума, дБА;

Уровень звуковой мощности эквивалентного источника в условиях данной задачи будет равно:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0.1 \cdot 88} = 91,01 \text{ дБА.}$$

2) на границе жилой застройки уровень звука должен быть равен допустимому уровню звука  $L_A(R) = ДУ_{L_A}$ . Тогда  $R = R_{\min}$ .

Допустимый уровень звука составляет:

$$ДУ_{L_A} = 45 \text{ дБА}$$

Разрешив последнее уравнение, относительно  $R_{\min}$  получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0.1(L_{WAE} - ДУ_{L_A})}}{2\pi}} \quad (83)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0.1(91,01 - 45)}}{2\pi}} = 79,11 \text{ м.}$$

Любое  $R \geq R_{\min}$  будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а  $R_{\min} = L_{CC3}$  санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалифицированной работы были рассмотрены вопросы о реконструкции подстанции «Ивановка» 110/35/10 кВ, которые необходимы для повышения надежности транзита 110 кВ ПС «Волково» - ПС «Хвойная». Актуальность реконструкции ПС 110/35/10 кВ «Ивановка» заключается в замене силовых трансформаторов на более мощные, в связи с увеличением потребления и замене устаревшего оборудования.

На подстанции «Ивановка» произведен выбор нового электрооборудования для надежной работы системы и для экономии электроэнергии. Всё электрическое оборудование проверено по условиям термической и электродинамической стойкости. При этом электрические аппараты в системе электроснабжения надежно работают как в нормальном режиме, так и в условиях аварийного кратковременного режима, просты и компактны в конструкции, удобны и безопасны в эксплуатации.

Так как надежная работа электроустановок немыслима без развития электроэнергетической системы, то имеет смысл правильное выполнение и настройка релейной защиты и автоматики. В связи с этим в работе выполнен выбор релейной защиты и автоматики как на питающей линии «Волково»-«Ивановка», так и для трансформаторов ПС «Ивановка».

В разделе по безопасности жизнедеятельности рассмотрены вопросы о охране труда работников, разработаны мероприятия от воздействий опасных и вредных факторов.

Таким образом ПС 110/35/10 кВ «Ивановка» отвечает всем требованиям по реконструкции.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : Методическое пособие / А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. - Екатеринбург : Изд-во ГОУ ВПО УГТУ-УПИ. 2005. - 52 с.

2 Выбор нелинейных ограничителей напряжения для установки в сетях 110-750 кВ [Электронный ресурс]. URL: <http://www.positron.ru/> (дата обращения 17.06.16).

3 Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uetm.ru/products/146/> (дата обращения: 28.05.2016).

4 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2004. – 964 с.

5 Дьяков А.Ф., Платонов В.В. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем: Учебное пособие.- М.: Издательство МЭИ, 2006.- 248с

6 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети : учеб.пособие / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 592 с.

7 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. СО 153-34.20.118.-2003 Утверждено приказом Минэнерго России от 30.06.03 №281

8 Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. - Благовещенск: Изд-во АмГУ. 2013.

9 Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. - 5-е изд., - Изд-во БХВ - Петербург. 2013. - 608 с.

10 ООО НПП «ЭКРА» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.ekra.ru/> (дата обращения: 03.06.2018).

- 11 Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа : [http:// www.rastrwin.ru](http://www.rastrwin.ru). (дата обращения: 09.06.2018).
- 12 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, 2003 г.
- 13 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. - М. : Энергоатомиздат, 2010. - 118 с.
- 14 Инструкция по выбору изоляции электроустановок. РД 34.51.101-90. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.
- 15 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – 6-е издание, стереотипное – М. : Издательский центр «Академия», 2009. – 448 с.
- 16 Рокотян, С.С. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Рокотяна, С.С., Шапиро И.М. – М. : Энергоатомиздат, 2005. – 352 с.
- 17 Солуянов Ю.И. Повышение эффективности мер электробезопасности электроустановок промышленных предприятий : Учебное пособие/ Ю.И. Солуянов. – Казань: Казанский гос. энерг. ун-т, 2004. – 296 с.
- 18 РусГидро [Электронный ресурс]. URL: <http://www.rushydro.ru/> (дата обращения: 17.05.2018).
- 19 Справочник по проектированию электрических сетей под ред. Д.Л.Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.
- 20 Основы техники безопасности в электроустановках [Электронный ресурс]. URL: <http://www.bookfi.net/book/557082>.
- 21 Безопасность и экологичность подстанции [Электронный ресурс]. URL: <http://www.mylektsii.ru/1-9788.html>.
- 22 Ульянов, С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах : учеб. пособие / С.А. Ульянов. - М. : Энергия, 2009. – 188 с.

23 ФСК [Электронный ресурс]. URL: <http://www.fsk-ees.ru/> (дата обращения: 14.06.2018).

24 Электрокабель [Электронный ресурс]. URL: <http://elektrokable.ru/> (дата обращения: 10.06)

ПРИЛОЖЕНИЕ А  
Расчет молниезащиты

Исходные данные:

Геометрические параметры ОРУ:

$$A := 50 \quad B := 32.1$$

Высота самого высокого защищаемого объекта  
(линейный портал)

$$h_x := 11.35$$

Среднее число грозových часов в год

$$n := 60$$

Ожидаемое количество поражений молнией в год незащищенного объекта:

$$N := 0.06 \cdot n \cdot (A + 10 \cdot h_x) \cdot (B + 10 \cdot h_x) \cdot 10^{-6} = 0.086$$

Тип зоны защиты Б, т.к.  $N < 1$ .

$$h := 19.35 \quad \text{- высота молниетвода}$$

$$h_{\text{эф}} := 0.92 \cdot h = 17.802 \quad \text{- эффективная высота молниетвода}$$

$$r_0 := 1.5 \cdot h = 29.025 \quad \text{- радиус защиты молниетвода на уровне земли}$$

$$r_x := r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right) = 10.52 \quad \text{- радиус защиты молниетвода на уровне защищаемого объекта}$$

Параметры защиты для молниетводов 1-3, 2-4:

$$L_{12} := 26.5 \quad \text{- расстояние между молниетводами}$$

$$h_{\text{сх}} := h_{\text{эф}} - 0.14 \cdot (L_{12} - h) = 16.801 \quad \text{- наименьшая высота внутренней зоны защиты}$$

$$r_{\text{с0}} := r_0 \quad \text{- половина ширины внутренней зоны на уровне земли}$$

$$r_{\text{сх}} := r_{\text{с0}} \cdot \frac{h_{\text{сх}} - h_x}{h_{\text{сх}}} = 9.417 \quad \text{- половина ширины внутренней зоны на уровне высоты защищаемого объекта}$$

Параметры защиты для молниетводов 1-2;3-4:

$$L_{23} := 32 \quad \text{- расстояние между молниетводами}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчет молниезащиты

$$h_{\text{сх}} := h_{\text{эф}} - 0.14 \cdot (L_{23} - h) = 16.031$$

- наименьшая высота внутренней зоны защиты

$$r_{\text{с0}} := r_0$$

- половина ширины внутренней зоны на уровне земли

$$r_{\text{сх}} := r_{\text{с0}} \cdot \frac{h_{\text{сх}} - h_x}{h_{\text{сх}}} = 8.475$$

- половина ширины внутренней зоны на уровне высоты защищаемого объекта

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчет молниезащиты

Геометрические параметры ОРУ:

$$\underline{A} := 50 \quad \underline{B} := 32.1$$

Площадь использования под заземлитель, м<sup>2</sup>

$$\underline{S} := (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5) = 1.86 \times 10^3$$

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$\underline{R} := 6 \text{ мм} \quad d := 10$$

$$F_{\text{мп}} := \pi \cdot R^2 = 113.097$$

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$I_{\text{кз}} := 3750 \quad \underline{T} := 0.2 \quad \beta := 21$$

$$F_{\text{тс}} := \sqrt{\frac{I_{\text{кз}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = 18.298$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$a_k := 0.0026 \quad b_k := 0.0092 \quad c_k := 0.0104 \quad \alpha_k := 0.0224 \quad \underline{T} := 240$$

$$S_{\text{ср}} := a_k \cdot \ln(T)^3 + b_k \cdot \ln(T)^2 + c_k \cdot \ln(T) + \alpha_k = 0.784$$

$$F_{\text{кор}} := \pi \cdot S_{\text{ср}} \cdot (d + S_{\text{ср}}) = 26.553$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{\text{мп}} > F_{\text{мин}} > F_{\text{кор}} + F_{\text{тс}}$$

$$F_{\text{кор}} + F_{\text{тс}} = 44.851$$

Условие выполняется

Принимаем расстояние между полосами сетки:

$$l_{\text{пт}} := 6$$

## Расчет молниезащиты

Общая длина полос в сетке:

$$L_{\Gamma} := \frac{2 \cdot S}{l_{\text{шт}}} = 620.1$$

Число ячеек:

$$m := \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = 6.189$$

Принимаем  $m := 7$

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 6.162$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L := 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 690.099$$

Определяем количество вертикальных электродов:

Расстояние между вертикальными электродами  $a := 15$

$$n := \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = 11.502$$

Принимаем  $n := 12$

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

Длина вертикального электрода  $l_B := 5$  м

$$\rho := 25 \quad \frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0.116 \quad \text{Согласно ЭТС } A := 0.5$$

$$R := \rho \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n \cdot l_B} \right) = 0.323 \quad \text{Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчет молниезащиты

Сопротивление сетки заземления на ПС должно быть не более 0,5 Ом. Данное условие выполняется.

Импульсный коэффициент:

Ток молнии, кА:  $I_M := 40$

$$\alpha_{и} := \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_M + 45)}} = 1.485$$

Импульсное сопротивление:

$$R_{и} := R \cdot \alpha_{и} = 0.48$$

Анализ грозоупорности ОРУ.

$r_э := 0.012$  - радиус фазы

$N_{\text{мол}} := 0.06 \cdot 50 \cdot (A + 10 \cdot 30) \cdot (B + 10 \cdot 30) \cdot 10^{-6} = 0.299$  - число ударов молнии

$Z_{\text{ош}} := 60 \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot h_{\text{ср}}}{r_э}\right) = 478.692$  - волновое сопротивление ошиновки

$U_{50\%} := 620$  - 50 %-е импульсное напряжение отрицательной полярности

$I_{\text{кр}} := \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{\text{ош}}} = 2.59$  - критический ток молнии

$p_{\text{пр}} := e^{-0.04 \cdot I_{\text{кр}}} = 0.902$

$l_{\text{гирл}} := 0.0175$  - высота подвеса гирлянды на опоре

$R_{\text{з}} := 0.5$  - импульсное сопротивление заземлителя

$I_{\text{оп}} := \frac{U_{50\%} - 50 \cdot l_{\text{гирл}}}{R_{и}} = 1.238 \times 10^3$

$p_{\text{оп}} := e^{-0.04 \cdot I_{\text{оп}}} = 0.000000$  - вероятность обратного перекрытия по гирлянде

$p_{\alpha} := 0.005$  - вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ

#### Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А Расчет молниезащиты

$\eta_{\text{пр}} := 0.9$  - вероятность перехода импульсного ПН в силовую дугу

$\eta_{\text{оп}} := 0.9$  - вероятность перехода импульсного ПН в силовую дугу при обратных перекрытиях

$h_c := 17$  - максимальная высота сооружения

$R_{\text{экв}} := 5 \cdot h_c - \frac{2 \cdot h_c^2}{30} = 65.733$  - эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает разряды

$a_T := 50$   
- геометрические параметры линии

$b_T := 32.1$

$N_{\text{гроз\_ч}} := 50$

$p_0 := 0.05 \cdot N_{\text{гроз\_ч}} = 2.5$

$N_{\text{пу}} := p_0 \cdot (a_T + 2 \cdot R_{\text{экв}}) \cdot (b_T + 2 \cdot R_{\text{экв}}) \cdot (\eta_{\text{пр}} \cdot p_{\alpha} \cdot p_{\text{пр}} + \eta_{\text{оп}} \cdot p_{\text{оп}}) \cdot 10^{-6}$

$N_{\text{пу}} = 3.011 \times 10^{-4}$  - число случаев перекрытия изоляции

$T_{\text{пу}} := \frac{1}{N_{\text{пу}}} = 3.322 \times 10^3$  - средняя повторяемость опасных ПН в годах

Определим число опасных перенапряжений от набегающих волн на ПС в целом, т.е. превышающих допустимое значение за год.

$U_{\text{доп}} := 2.2 \cdot 110 = 242$  - допустимое напряжение изоляции, кВ

$Z_{\text{пр\_кор}} := 367.961$  - волновое сопротивление коронирующей линии

$I_{\text{пр\_эу}} := \frac{2 \cdot U_{\text{доп}}}{Z_{\text{пр\_кор}}} = 1.315$  - критический ток набегающей волны ПН

$\psi_{\text{пр}} := e^{-0.04 \cdot I_{\text{пр\_эу}}} = 0.948746$  - доля опасных перенапряжений

$\delta := 0.3$   $h_{\text{оп}} := 36$  - коэффициент для 1 троса, высота опоры

$I_{\text{оп\_эу}} := \frac{U_{\text{доп}}}{R_{\text{и}} + \delta \cdot h_{\text{оп}}} = 21.416$  - критический ток для внутренней изоляции

$\psi_{\text{оп}} := e^{-0.04 \cdot I_{\text{оп\_эу}}} = 0.424588$  - доля обратных перекрытий

$N_{\text{оп}} := 9$   $N_{\text{оп}} := 30$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчет молниезащиты

$$\delta_{\text{оп}} := \frac{N_{\text{оп}}}{N} = 0.3 \quad - \text{доля грозových ударов в опору}$$

$$k_3 := 0.6 \quad - \text{коэффициент взаимного перекрытия линии}$$

$$n_{\text{вл}} := 4 \quad - \text{число подходящих линий}$$

$$l_{\text{опас зоны}} := 2 \quad - \text{длина опасной зоны}$$

$$N_{\text{нв}} := N \cdot N_{\text{гроз_ч}} \cdot l_{\text{опас_зоны}} \cdot n_{\text{вл}} \cdot (1 - k_3) \cdot (p_{\alpha} \cdot \psi_{\text{ПР}} + \delta_{\text{оп}} \cdot p_{\text{оп}} \cdot \psi_{\text{оп}}) \cdot 10^{-4}$$

$$N_{\text{нв}} = 2.277 \times 10^{-3}$$

$$T_{\text{нв}} := \frac{1}{N_{\text{нв}}} = 439.176 \quad - \text{повторяемость опасных ПН при набегании волны}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б  
Расчет уставок релейной защиты

Защита линии Волково - Ивановка  
Терминал ШЭ2607 021

ДЗ

1. Выбор уставки X1

$$l_1 := 22.7 \quad \text{км}$$

$$X_0 := 0.42$$

$$X_{Л1} := X_0 \cdot l_1 = 9.534 \quad \text{Ом}$$

$$X1_{\text{расч.экв}} := X_{Л1} = 9.534 \quad \text{Ом}$$

$$K_{\text{отс}} := 0.85$$

$$X1 := K_{\text{отс}} \cdot X1_{\text{расч.экв}} = 8.104 \quad \text{Ом}$$

$$K_{\text{тт}} := \frac{750}{5}$$

$$K_{\text{тн}} := 2200$$

$$X1_{\text{втор}} := X1 \cdot \frac{K_{\text{тт}}}{K_{\text{тн}}} = 0.553 \quad \text{Ом}$$

2. Принимаем: уставка по реактивной составляющей сопротивления  
ИО I ст

$$X_{I\_ст} := 4 \quad \text{Ом}$$

2. Выбор уставки R1

$$R1_{\text{мин}} \geq 0.6 \cdot R_{\text{дуги.расч}}$$

$$U_{\text{дуги}} := 2500 \quad \frac{\text{В}}{\text{м}}$$

$$l := 7 \quad \text{м}$$

$$I := 5832 \quad \text{А}$$

$$R_{\text{дуги.расч}} := U_{\text{дуги}} \cdot \frac{1}{I} \cdot \frac{K_{\text{тт}}}{K_{\text{тн}}} = 0.205 \quad \text{Ом}$$

Уставка активного переходного сопротивления при междуфазных КЗ:

$$R1_{\text{втор}} := 0.6 \cdot R_{\text{дуги.расч}} = 0.123 \quad \text{Ом}$$

$$R1_{\text{втор}} := \frac{X1_{\text{втор}}}{2} = 0.276 \quad \text{Ом}$$

$$R_{I\_ст} := 2 \quad \text{Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчет уставок релейной защиты

3. Выдержка времени срабатывания первой ступени

$$T_{\text{ср}} := 0 \quad \text{с}$$

$$t_{\text{ср\_I\_ст}} := 0 \quad \text{с}$$

4. Выбор уставки X2

$$X_{\text{T1}} := 275 \quad \text{Ом}$$

$$l_2 := 274.5 \quad \text{км}$$

$$X_{\text{Л2}} := X_0 \cdot l_2 = 115.29 \quad \text{Ом}$$

$$X2_{\text{расч.экв}} := X_{\text{Л1}} + X_{\text{T1}} = 284.534 \quad \text{Ом}$$

$$X2'_{\text{расч.экв}} := X_{\text{Л1}} + X_{\text{Л2}} = 124.824 \quad \text{Ом}$$

$$X2 := K_{\text{отс}} \cdot X2'_{\text{расч.экв}} = 106.1 \quad \text{Ом}$$

$$X2_{\text{втор}} := X2 \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}} = 7.234 \quad \text{Ом}$$

$$K_{\text{ч}} := 1.5$$

$$X2_{\text{втор}} > K_{\text{ч}} \cdot X2'_{\text{расч.экв}} \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}}$$

$$X_{\text{II\_ст}} := 11 \quad \text{Ом}$$

5. Выбор уставки R2

$$R2_{\text{втор}} := \frac{X2_{\text{втор}}}{2} = 3.617 \quad \text{Ом}$$

$$R_{\text{II\_ст}} := 6 \quad \text{Ом}$$

6. Выдержка времени срабатывания второй ступени

$$T_{\text{ср}} := 0.05 \quad \text{с}$$

$$t_{\text{ср\_II\_ст}} := 0.05 \quad \text{с}$$

7. Выбор уставки X3

$$X_{\text{T2}} := 275 \quad \text{Ом}$$

$$l_{\text{Л3}} := 124.85 \quad \text{км}$$

$$X3_{\text{расч.экв}} := X_{\text{Л1}} + X_{\text{Л2}} + X_{\text{T2}} = 399.824 \quad \text{Ом}$$

$$X3'_{\text{расч.экв}} := X_{\text{Л1}} + X_{\text{Л2}} + l_{\text{Л3}} \cdot X_0 = 177.261 \quad \text{Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчет уставок релейной защиты

$$X3 := K_{отс} \cdot X3'_{расч.экв} = 150.672 \quad \text{Ом}$$

$$X3_{втор} := X3 \cdot \frac{K_{тт}}{K_{тн}} = 10.273 \quad \text{Ом}$$

$$X_{III\_ст} := 14 \quad \text{Ом}$$

8. Выбор уставки R3

$$I := 1787 \quad \text{А}$$

$$R_{дуги.расч} := U_{дуги} \cdot \frac{1}{I} = 9.793 \quad \text{Ом}$$

$$R3_{втор} := (X_{л1} + X_{л2} + I_{л3} \cdot X_0 + 0.6 \cdot R_{дуги.расч}) \cdot \frac{K_{тт}}{K_{тн}} = 12.487 \quad \text{Ом}$$

$$R_{III\_ст} := 17 \quad \text{Ом}$$

9. Выдержка времени срабатывания третьей ступени

$$t_{ср\_III\_ст} := 0.1 \quad \text{с}$$

ТЗНП

1. Выбор уставок срабатывания первой ступени

$$I_{кз} := 2941 \quad \text{А}$$

$$K_{отс} := 1.25$$

$$K_{пер} := 2$$

$$K_{нб} := 0.05$$

$$I_0 := \frac{K_{отс} \cdot K_{пер} \cdot K_{нб} \cdot I_{кз}}{K_{тт}} = 2.451 \quad \text{А}$$

$$I_0 := 2.5 \quad \text{А}$$

$$I_{0расч} := 2868 \quad \text{А}$$

$$K_{ч} := \frac{I_{0расч}}{K_{тт} \cdot I_0} = 7.648$$

$$K_{ч} > 1.3$$

$$I_{ср\_PT\_I\_ст} := 2.5 \cdot I_{НОМ}$$

$$T3I0 := 0 \quad \text{с}$$

$$t_{ср\_I\_ст} := 0 \quad \text{с}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет уставок релейной защиты

2. Выбор уставок срабатывания второй ступени

$$K_{пер} := 1.5$$

$$I_0 := \frac{K_{отс} \cdot K_{пер} \cdot K_{нб} \cdot I_{кз}}{K_{тт}} = 1.838 \quad \text{А}$$

$$I_0 := 1.9 \quad \text{А}$$

$$I_{0\text{МИН}} := 2868 \quad \text{А}$$

$$K_{ч} := \frac{I_{0\text{МИН}}}{K_{тт} \cdot I_0} = 10.063$$

$$K_{ч} > 1.5$$

$$I_{ср\_РТ\_II\_ст} := 1.9 \cdot I_{НОМ}$$

$$\Delta t := 0.3 \quad \text{с}$$

$$t_{ВВ} := 0.02 \quad \text{с}$$

$$TЗI0 := t_{ср\_I\_ст} + \Delta t + t_{ВВ} = 0.32 \quad \text{с}$$

$$t_{ср\_II\_ст} := 0 \quad \text{с}$$

3. Выбор уставок срабатывания третьей ступени

Третья ступень ТЗНП для данной ВЛ задается максимально возможными уставками по току и времени срабатывания.

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Расчет режимов

#### Ветви

Название	R	X	B	G
НГРЭС - ПС Тында АТ ВН	17,99	78,76	-484,7	9,5
НГРЭС - ПС Тында АТ ВН	17,99	78,76	-484,7	9,5
ПС Тында АТ ВН - ПС Тында АТ о.т	1,8	109,14	14,2	1,9
ПС Тында АТ о.т - ПС Тында СН	1,8	-3,79		
ПС Тында АТ о.т - ПС Тында НН	1,8	58,75		
ПС Тында АТ ВН - ПС Хорогочи ВН	7,31	32	-196,9	3,9
ПС Хорогочи ВН - ПС Хорогочи о.т	18,2	261,75	1,6	1,7
ПС Хорогочи о.т - ПС Хорогочи СН	18,2	-23,38		
ПС Хорогочи о.т - ПС Хорогочи НН	18,2	492,69		
ПС Хорогочи ВН - ПС Лопча ВН	8,3	36,34	-223,6	4,4
ПС Лопча ВН - ПС Лопча о.т	18,2	261,75	1,6	1,7
ПС Лопча о.т - ПС Лопча СН	18,2	-23,38		
ПС Лопча о.т - ПС Лопча НН	18,2	492,69		
ПС Лопча ВН - ПС Юктали ВН	13,83	60,53	-372,5	7,3
ПС Юктали ВН - ПС Юктали о.т	18,2	261,75	1,6	1,7
ПС Юктали о.т - ПС Юктали СН	18,2	-23,38		
ПС Юктали о.т - ПС Юктали НН	18,2	492,69		
ПС Юктали ВН - ПС Олекма	8,17	35,78	-220,2	4,3
ПС Олекма - ПС Хани ВН	4,9	21,45	-132	2,6
ПС Хани ВН - ПС Хани о.т	18,2	261,75	1,6	1,7
ПС Хани о.т - ПС Хани СН	18,2	-23,38		
ПС Хани о.т - ПС Хани НН	18,2	492,69		
ПС Хани ВН - ПС Чара	12,24	53,56	-329,6	6,4
ПС Тында АТ ВН - ПС Лопча ВН	11,95	66,91	-430,1	5,6
ПС Лопча ВН - ПС Хани ВН	20,59	115,29	-741,2	9,6
ПС Хани ВН - ПС Чара	9,36	52,44	-337,1	4,4
ПС Тында АТ ВН - ПС Сквородино ВН	15,21	66,58	-409,7	8
ПС Сквородино ВН - ПС Сквородино о.т	1,8	109,14	14,2	1,9
ПС Сквородино о.т - ПС Сквородино СН	1,8	-3,79		
ПС Сквородино о.т - ПС Сквородино НН	1,8	58,75		
ПС Сквородино ВН - ПС Ульручы/т	2,9	12,71	-78,2	1,5
ПС Сквородино ВН - ПС Гонжа/т	11,26	49,29	-303,3	5,9
ПС Ульручы/т - ПС Магдагачи ВН	15,02	54,01	-322,8	6,9
ПС Гонжа/т - ПС Магдагачи ВН	3,52	15,43	-95	1,9
ПС Магдагачи ВН - ПС Магдагачи о.т	7,94	165,12	7,9	2,5
ПС Магдагачи о.т - ПС Магдагачи СН	7,94			
ПС Магдагачи о.т - ПС Магдагачи НН	7,94	125,39		
ПС Магдагачи ВН - Зейская ГЭС	11,64	65,18	-419	5,5
Зейская ГЭС - ПС Светлая ВН	1,22	5,32	-32,7	6,4
ПС Светлая ВН - ПС Светлая о.т	1,8	109,14	14,2	1,9
ПС Светлая о.т - ПС Светлая СН	1,8	-3,79		

ПС Светлая о.т - ПС Светлая НН	1,8	58,75		
Зейская ГЭС - ПС Призейская ВН	18,01	78,85	-485,3	9,5
ПС Призейская ВН - ПС Призейская о.т	18,2	261,75	1,6	1,7
ПС Призейская о.т - ПС Призейская СН	18,2	-23,38		
ПС Призейская о.т - ПС Призейская НН	18,2	492,69		
ПС Призейская ВН - ПС Тутаул ВН	9,67	42,35	-260,6	5,1
ПС Тутаул ВН - ПС Тутаул о.т	18,2	261,75	1,6	1,7
ПС Тутаул о.т - ПС Тутаул СН	18,2	-23,38		
ПС Тутаул о.т - ПС Тутаул НН	18,2	492,69		
ПС Тутаул ВН - ПС Дипкун ВН	5,32	23,29	-143,3	2,8
ПС Дипкун ВН - ПС Дипкун о.т	18,2	261,75	1,6	1,7
ПС Дипкун о.т - ПС Дипкун СН	18,2	-23,38		
ПС Дипкун о.т - ПС Дипкун НН	18,2	492,69		
ПС Дипкун ВН - ПС Тында АТ ВН	14,46	63,3	-389,5	7,6
ПС Хани ВН - Хани НН 1 АПК	0,77	32,2	17	3,2
ПС Хани ВН - Хани НН 2 АПК	0,77	32,2	17	3,2

### Узлы (максимальный режим)

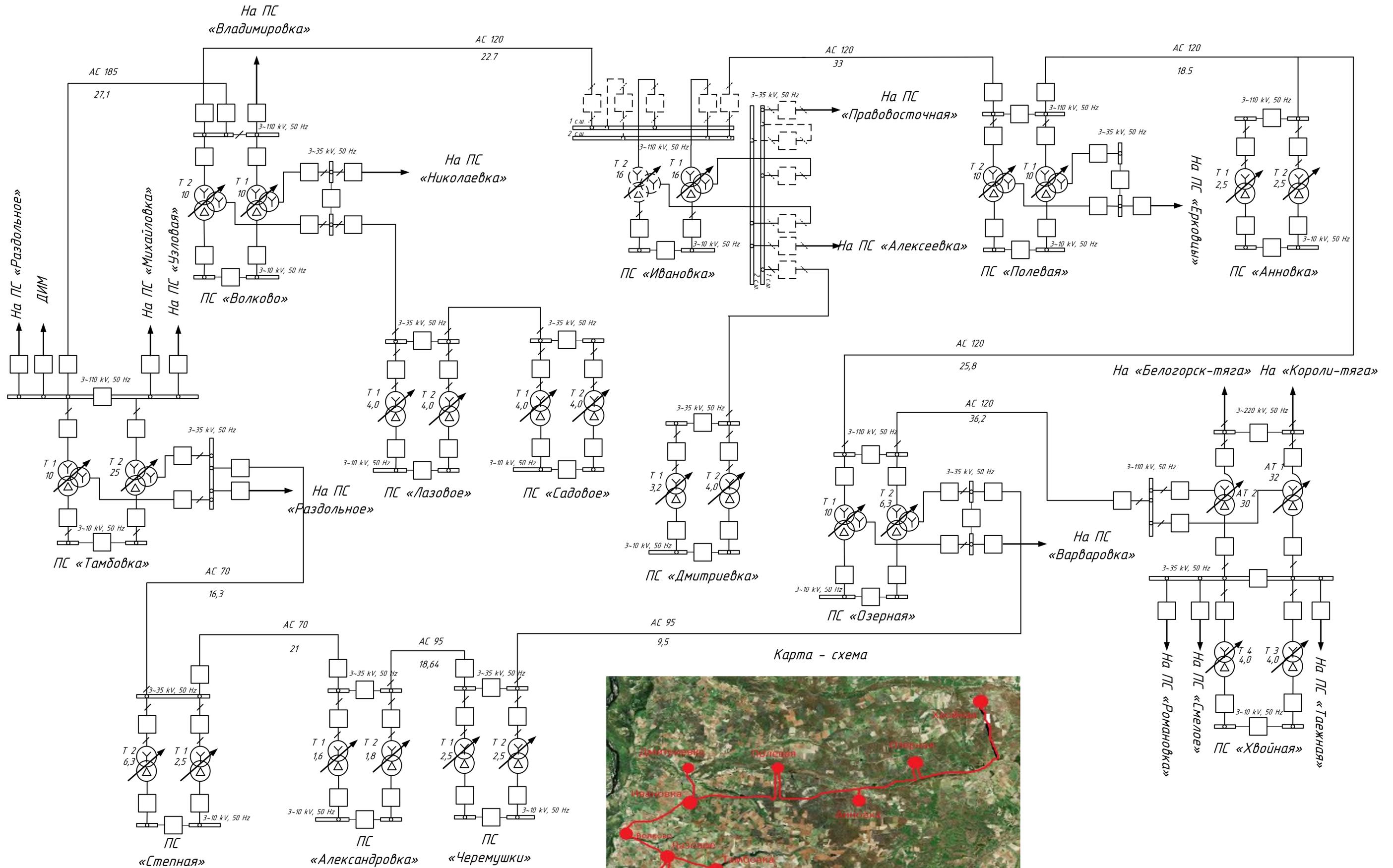
Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	V	Delta
НГРЭС	220			350	-5,3	241	241	13,57
ПС Тында АТ ВН	220						231,17	-0,51
ПС Тында АТ о.т	220						227,68	-4,71
ПС Тында СН	110	35,3	5,5				112,58	-4,55
ПС Тында НН	35						35,85	-4,71
ПС Хорогочи ВН	220						228,11	-4,63
ПС Хорогочи о.т	220						227,59	-5,1
ПС Хорогочи СН	35						37,66	-5,1
ПС Хорогочи НН	10	1,6	0,3				10,72	-5,99
ПС Лопча ВН	220						224,45	-9,27
ПС Лопча о.т	220						223,27	-9,82
ПС Лопча СН	35						37,16	-9,82
ПС Лопча НН	10	1,9	0,8				10,52	-10,8
ПС Юктали ВН	220						217,19	-17,2
ПС Юктали о.т	220						214,5	-18,8
ПС Юктали СН	35						36,93	-18,8
ПС Юктали НН	10	5	1,5				10,34	-21,9
ПС Олекма	220	5,1	8,6				213,12	-21,9
ПС Хани ВН	220						211,52	-24,6
ПС Хани о.т	220						209,69	-25,4
ПС Хани СН	35	2,5	1,3				35,31	-25,3
ПС Хани НН	10						10,09	-25,4
ПС Чара	220						213,4	-24,7
ПС Сквородино ВН	220	33,7	27,2				226,61	-4,54
ПС Сквородино о.т	220						223,3	-8,68
ПС Сквородино СН	110	33,5	5,1				117,38	-8,52

ПС Сквородино НН	35						37,38	-8,68
ПС Ульручы/т	220	9,2	15,7				226,87	-4,5
ПС Гонжа/т	220	8,1	6,3				229,28	-4,17
ПС Магдагачи ВН	220	9,2	1,2				229,97	-3,9
ПС Магдагачи о.т	220						213,04	-7,72
ПС Магдагачи СН	35	12,7	17,6				35,58	-7,54
ПС Магдагачи НН	10	7,9	2,4				10,1	-8,95
ПС Светлая ВН	220	76	16,4				238,06	-0,55
ПС Светлая о.т	220						239,64	-3,74
ПС Светлая СН	110	29	-4,7				125,92	-3,64
ПС Светлая НН	35						40,11	-3,74
Зейская ГЭС	220			175,3	5,7	238,9	238,9	
ПС Дипкун ВН	220						236,74	-0,75
ПС Дипкун о.т	220						236,61	-1,13
ПС Дипкун СН	35	0,3					39,6	-1,12
ПС Дипкун НН	10	1,1					11,31	-1,68
ПС Тутаул ВН	220						237,37	-0,72
ПС Тутаул о.т	220						215,13	-0,53
ПС Тутаул СН	35		18,4				36,34	-0,12
ПС Тутаул НН	10	0,5					10,29	-0,83
ПС Призейская ВН	220						240,14	-0,69
ПС Призейская о.т	220						238,77	-1,46
ПС Призейская СН	35	1,5	0,6				39,96	-1,41
ПС Призейская НН	10	1,5	0,4				11,37	-2,2
Хани НН 1 АПК	35	100	40		33,4	35	35	-28,7
Хани НН 2 АПК	35	100	40		33,4	35	35	-28,7

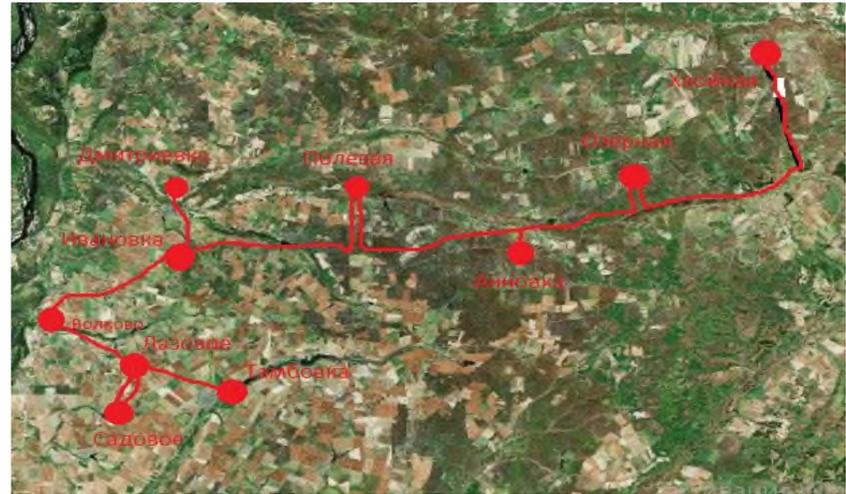
### Узлы (минимальный режим)

Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	B_ш	V
НГРЭС	220			250	49,8	241		241
ПС Тында АТ ВН	220						2066	222,2
ПС Тында АТ о.т	220							209,82
ПС Тында СН	110	14,8	3,7					110,35
ПС Тында НН	35						16330	34,2
ПС Хорогочи ВН	220							222,07
ПС Хорогочи о.т	220							221,74
ПС Хорогочи СН	35	1,1	0,2					35,03
ПС Хорогочи НН	10							10,54
ПС Лопча ВН	220							221,21
ПС Лопча о.т	220							220,83
ПС Лопча СН	35	1,4	0,2					35,25
ПС Лопча НН	10							10,6
ПС Юктали ВН	220							217,48
ПС Юктали о.т	220							216,58
ПС Юктали СН	35	2,5	0,6					36,23

ПС Юктали НН	10							10,36
ПС Олекма	220	3,6	5,5					214,31
ПС Хани ВН	220							212,59
ПС Хани о.т	220							211,94
ПС Хани СН	35	2,5	0,3					33,8
ПС Хани НН	10							10,17
ПС Чара	220							214,48
ПС Сквородино ВН	220	54	30,2					220,36
ПС Сквородино о.т	220							219,18
ПС Сквородино СН	110	20,5	1,6					115,24
ПС Сквородино НН	35							36,69
ПС Ульручы/т	220	13,7	7,3					221,01
ПС Гонжа/т	220	3,4	0,4					223,82
ПС Магдагачи ВН	220	34	18,9					224,32
ПС Магдагачи о.т	220							208,44
ПС Магдагачи СН	35	4,3	8,2					34,86
ПС Магдагачи НН	10	6,2	10,7					9,64
ПС Светлая ВН	220	150	-4,2					237,89
ПС Светлая о.т	220							234,1
ПС Светлая СН	110	24	7,2					115,81
ПС Светлая НН	35							36,86
Зейская ГЭС	220			350,1	33,5	238,9		238,9
ПС Дипкун ВН	220							225,16
ПС Дипкун о.т	220							209,6
ПС Дипкун СН	35	0,4					9850	35,31
ПС Дипкун НН	10	0,4	0,2					10
ПС Тутаул ВН	220							226,27
ПС Тутаул о.т	220							201,8
ПС Тутаул СН	35	0,2					16330	34,14
ПС Тутаул НН	10	0,1						9,65
ПС Призейская ВН	220	74,9	-21,6					230,38
ПС Призейская о.т	220							204,8
ПС Призейская СН	35	1,1	0,3				16330	34,64
ПС Призейская НН	10	0,6	0,2					9,77
Хани НН 1 АПК	35	75	30		14,2	35		35
Хани НН 2 АПК	35	75	30		14,2	35		35

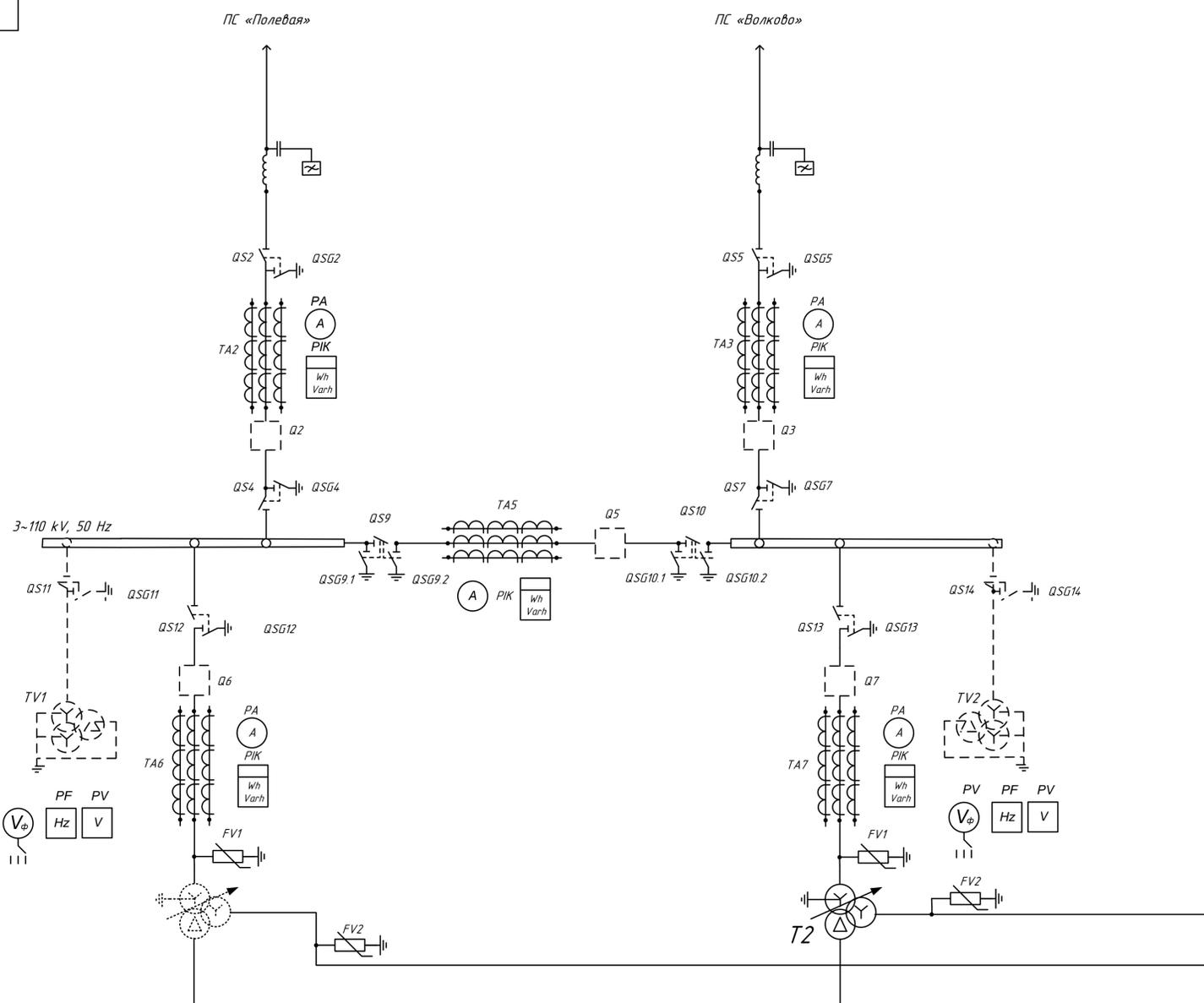


Карта - схема

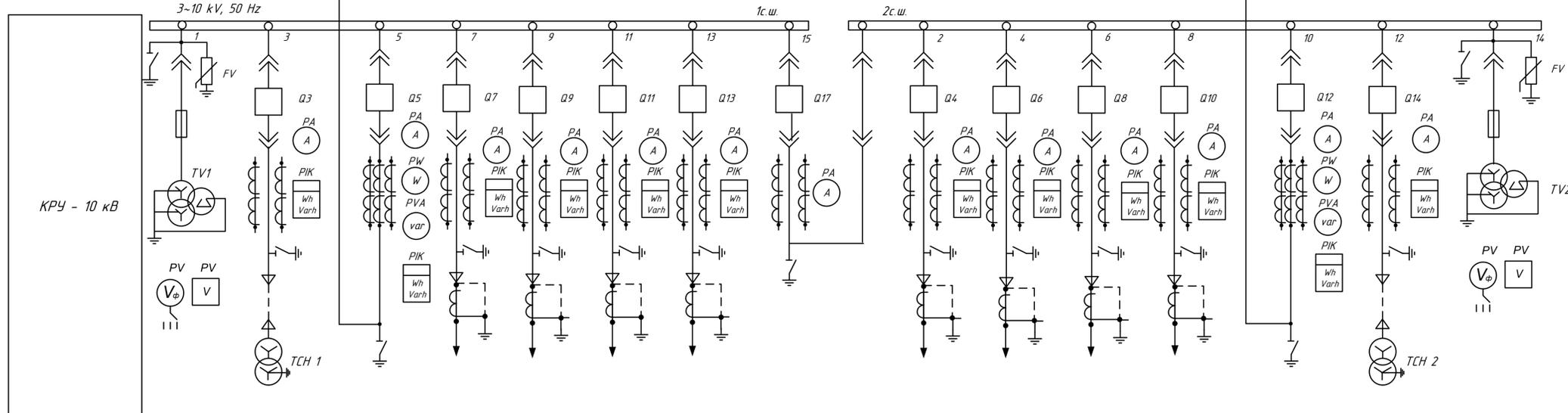
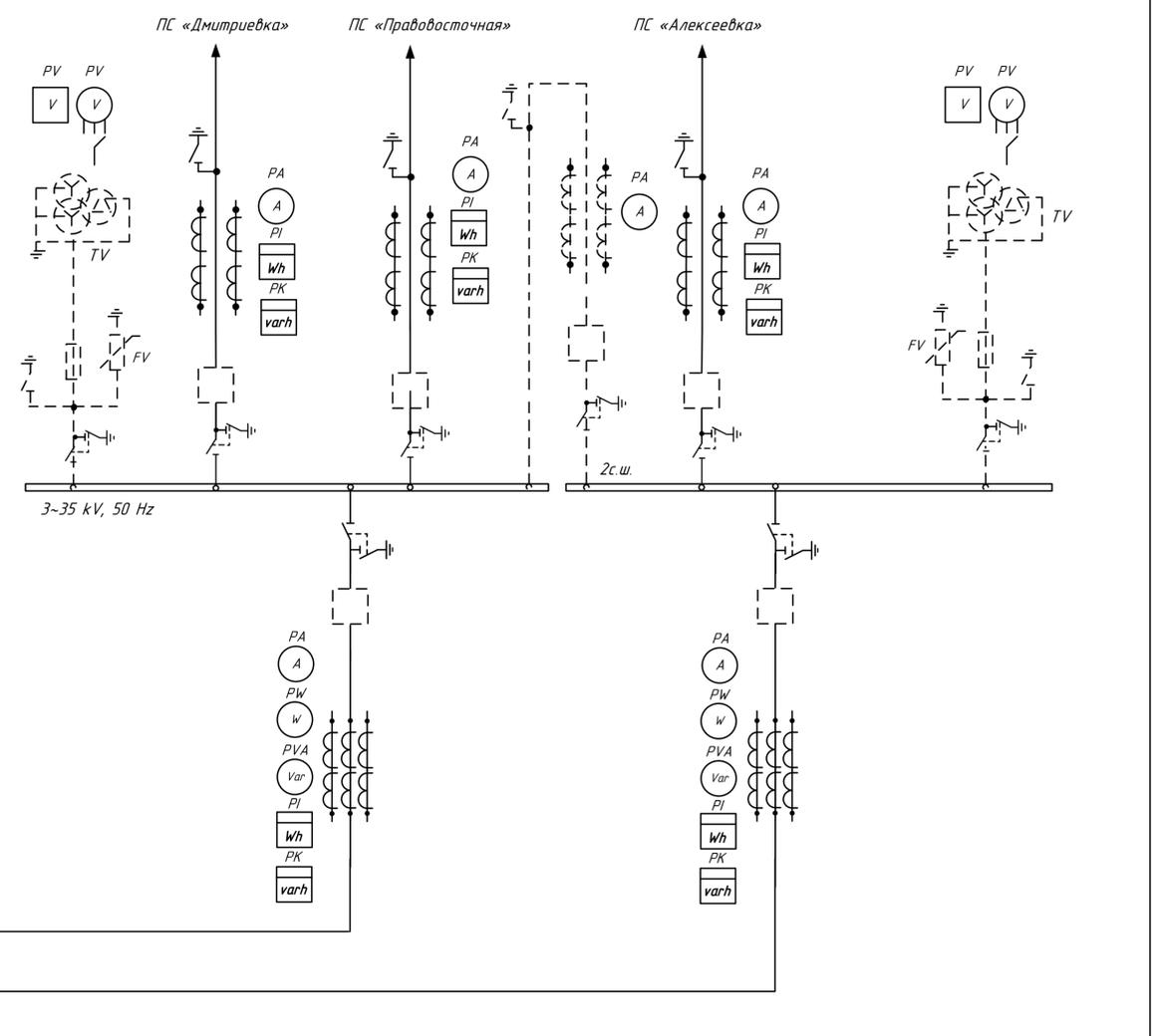


				ВКР.14.083.130302.П1				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Однолинейная схема электрической сети	Литера	Масса	Масштаб
Разраб.	Провер.	Т. контр.	Ротачева А.Г.			Д		
Н. контр.	Уте.	Ротачева А.Г.	Савина Н.В.			Лист 1	Листов 6	АмГУ Кафедра энергетики
					Повышение надежности транзита 110 кВ Хвойная – Волково в связи с реконструкцией ПС Ивановка			

Высокочастотный заградитель ВЗ-600-0,5
Разъединитель РПД-УЭТМ-110
Трансформатор тока ТВГ-110
Выключатель ВЗБ-110-УХЛ1
Разъединитель РПД-УЭТМ-110
Трансформатор тока ТГФ-110-1
Выключатель ВЗБ-110-УХЛ1
Разъединитель РПД-УЭТМ-110
Разъединитель РПД-УЭТМ-110
Выключатель ВЗБ-110-УХЛ1
Трансформатор напряжения ЗНГ-УЭТМ-110
Трансформатор тока ТВГ-110
Ограничитель перенапряжений ОПН-110-УХЛ1
Трансформатор ТДТН-16000/110
Ограничитель перенапряжений ОПН-10-УХЛ1



1	3	5	7, 2	4	6	№ ячейки
ТН 1	ВЛ-35	ВЛ-35	СВ	ВЛ-35	ТН 2	Назначение
ЭНОЛ-35	ТВ-35	ТВ-35	ТВ-35	ТВ-35	ЭНОЛ-35	Тип изм.тр-ра
ВГБ-35	ВТ-35	ВТД-35	ВГБ-35	ВМД-35	ВГБ-35	Выключатель
ОПН-РК-35					ОПН-РК-35	ОПН



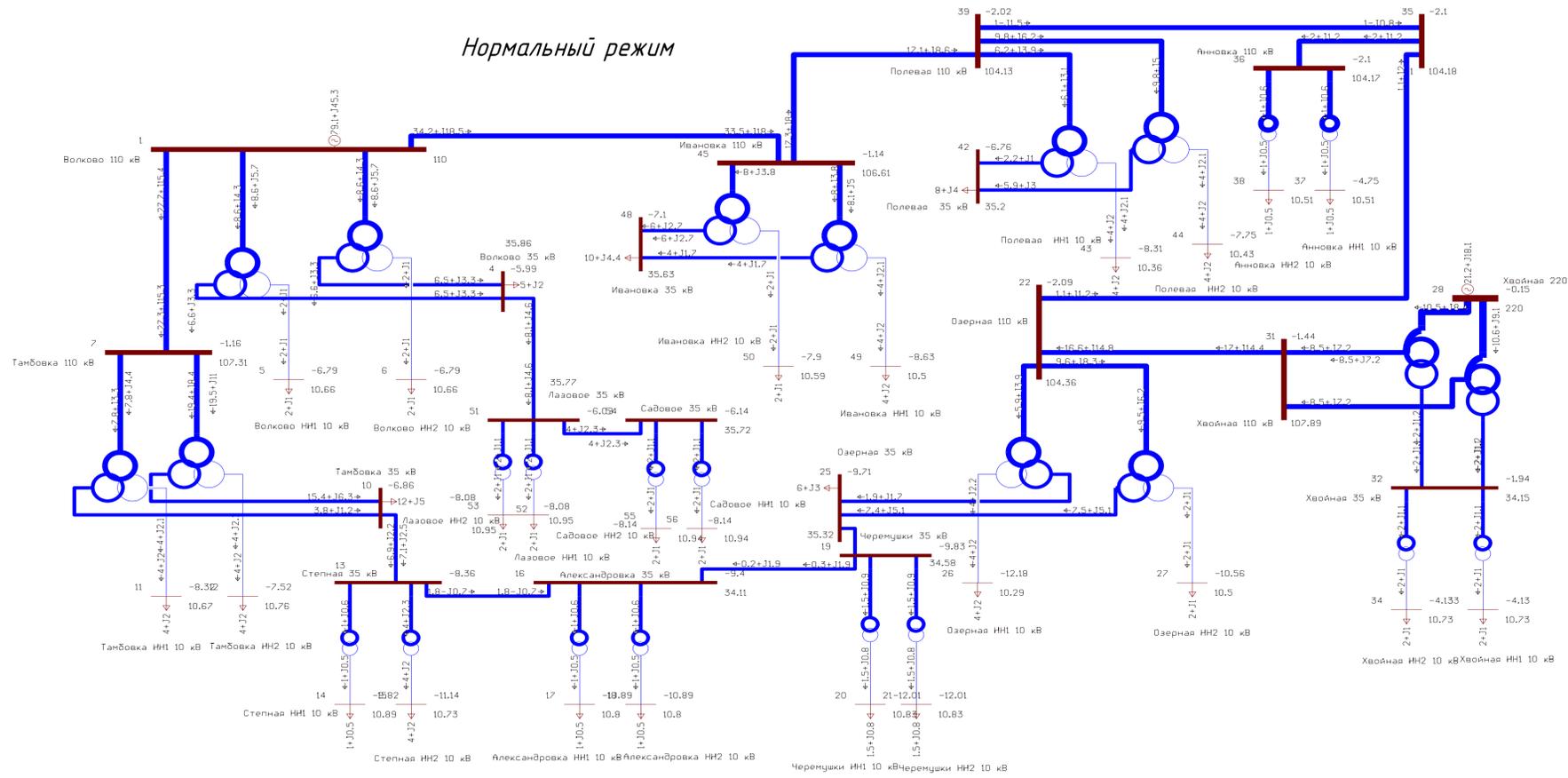
№ ячейки	1	3	5	7	9	11	13	15	2	4	6	8	10	12	14
Назначение	ТН 1	ТЧН 1	Т1	КЛ1	КЛ3	КЛ5	КЛ7	Перемычка	КЛ2	КЛ4	КЛ6	КЛ8	Т2	ТЧН 2	ТН 2
Изм. трансформатор	НАМИ-10	ТПЛ-10	ТПЛ-10	ТПЛ-10	ТПЛ-10	ТПЛ-10	ТПЛ-10	ТПЛ-10	ТПЛ-10	ТПЛ-10	ТПЛ-10	ТПЛ-10	ТПЛ-10	ТПЛ-10	НАМИ-10
Выключатель	ВМП-10	ВМП-10	ВМП-10	ВМП-10	ВМП-10	ВМП-10	ВМП-10	ВМП-10	ВМП-10	ВМП-10	ВМП-10	ВМП-10	ВМП-10	ВМП-10	ВМП-10
Трансформатор СН		ТМ-250/10/0,4												ТМ-250/10/0,4	
Предохранитель	ПКН-10														ПКН-10
ОПН	ОПН-10-УХЛ1														ОПН-10-УХЛ1

**ВКР.14.083.130302.П1**

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<b>Однолинейная схема подстанции 110/35/10</b>	Литера	Масса	Масштаб
Разработ	Проверил	Т. контр.	Исполн.	Дата		д		
Утв.						Лист 2	Листов 6	
						Повышение надежности транзита 110 кВ «Хвойная»-«Волково» в связи с реконструкцией ПС «Ивановка»		
						АмГУ Кафедра энергетики		



Нормальный режим



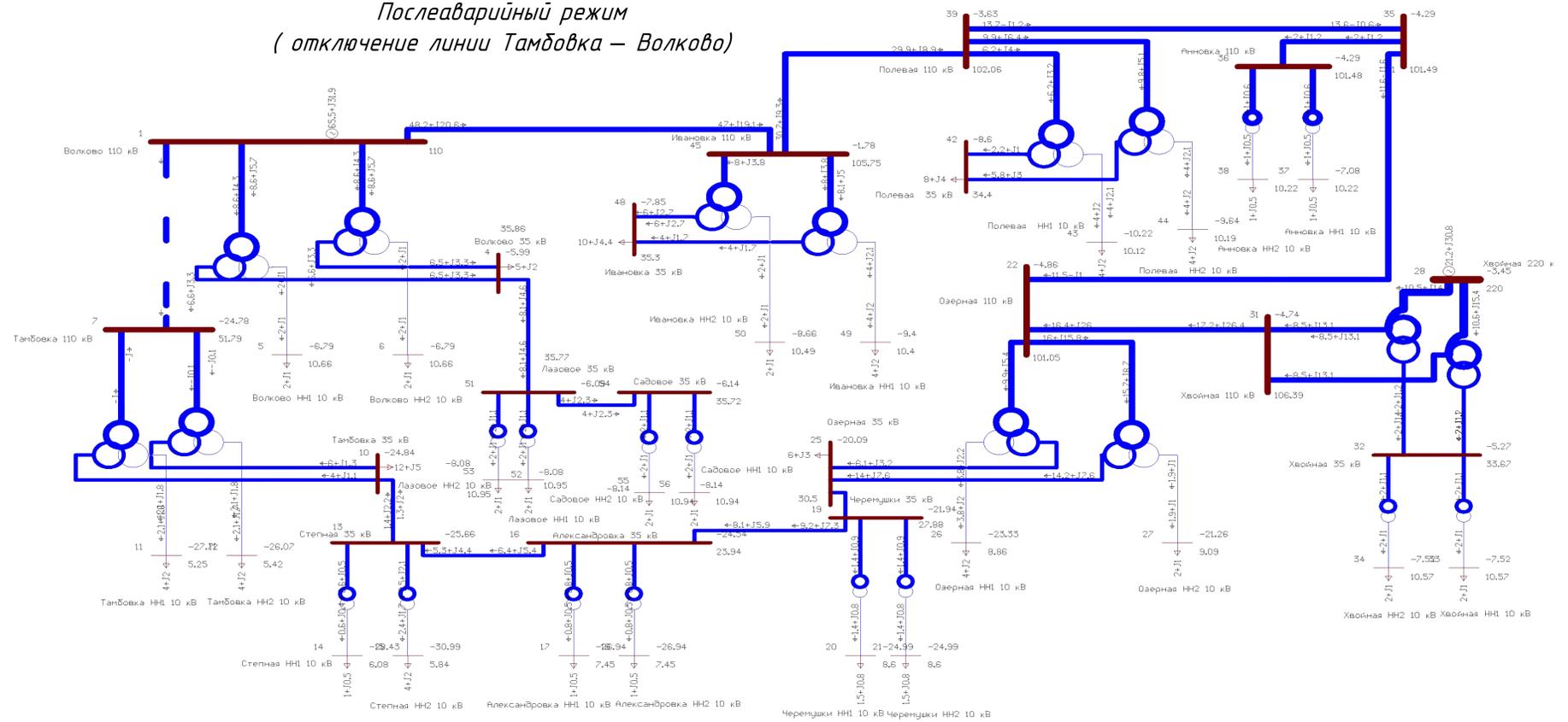
Расчетные значения токов схемы

Участок	Марка провода	Рабочий ток, кА	Длительно допустимый ток, кА
Волково - Тамбовка	АС - 185/29	169	503
Тамбовка - Степная	АС - 70/11	121	400
Степная - Александровка	АС - 70/11	33	380
Александровка - черемушки	АС - 95/16	32	400
Черемушки - Озерная	АС - 95/16	83	400
Озерная - Хвойная	АС - 120/19	123	400
Полевая - Ивановка	АС - 120/19	106	400
Ивановка - Волково	АС - 120/19	206	400
Волково - Лазовое	АС - 95/16	150	400
Лазовое - Садовое	АС - 95/16+ АС - 120/19	75	400

Послеаварийный режим  
(отключение линии Тамбовка - Волково)

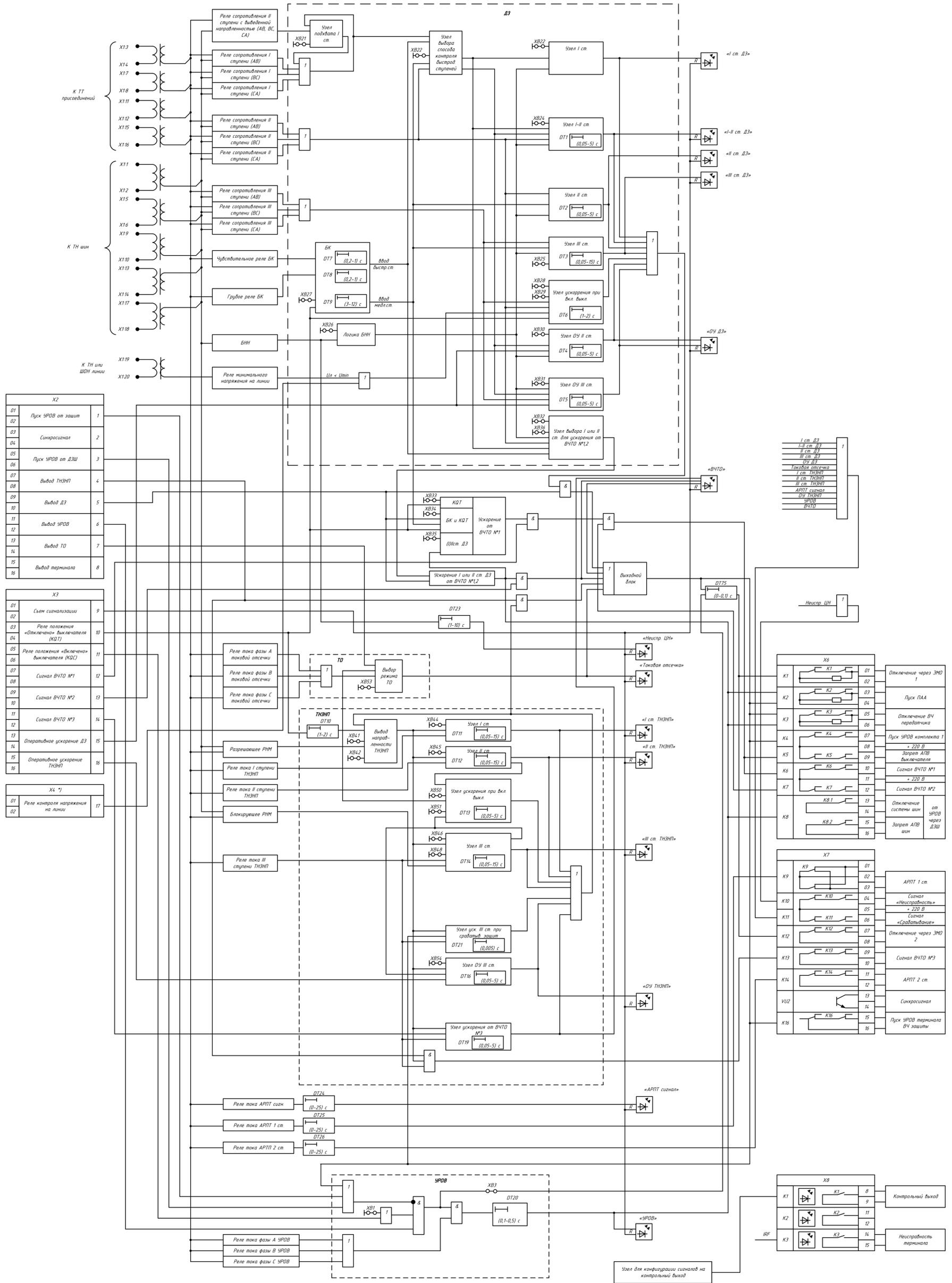
Расчетные значения токов схемы

Участок	Марка провода	Рабочий ток, кА	Длительно допустимый ток, кА
Волково - Тамбовка	АС - 185/29	-	503
Тамбовка - Степная	АС - 70/11	83	400
Степная - Александровка	АС - 70/11	208	380
Александровка - черемушки	АС - 95/16	248	400
Черемушки - Озерная	АС - 95/16	318	400
Озерная - Хвойная	АС - 120/19	176	400
Полевая - Ивановка	АС - 120/19	184	400
Ивановка - Волково	АС - 120/19	280	400
Волково - Лазовое	АС - 95/16	150	400
Лазовое - Садовое	АС - 95/16+ АС - 120/19	75	400



ВКР.14.083.130302.П1						
Изм	Лист	№ докум	Подпись Дата			
Разраб	Фролов А.А.					
Провер	Казачки А.А.					
Т. контр	Ротачева А.А.					
Расчет нормальных и послеаварийных режимов электрической сети				Литера	Масса	Масштаб
				Лист 4	Листов 6	
Повышение надежности транзита 110 кВ Хвойная - Волково в связи с реконструкцией ПС Ивановка				АмГУ Кафедра энергетики		
Н. контр.	Ротачева А.А.					
Утв.	Савина Н.В.					

ЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА МИКРОПРОЦЕССОРНОГО ТЕРМИНАЛА ЗАЩИТЫ ЛИНИИ ТЕРМИНАЛА ШЗ2607 021



X2	
01	Пуск УРОВ от зашит
02	Синхросигнал
03	Пуск УРОВ от ДЗШ
04	Выход ТНЭП
05	Выход ДЗ
06	Выход УРОВ
07	Выход ТО
08	Выход терминала

X3	
01	Съем сигнализации
02	Реле положения «Отключено» выключателя (КДТ)
03	Реле положения «Выключено» выключателя (КДС)
04	Сигнал ВЧТО №1
05	Сигнал ВЧТО №2
06	Сигнал ВЧТО №3
07	Оперативное ускорение ДЗ
08	Оперативное ускорение ТНЭП

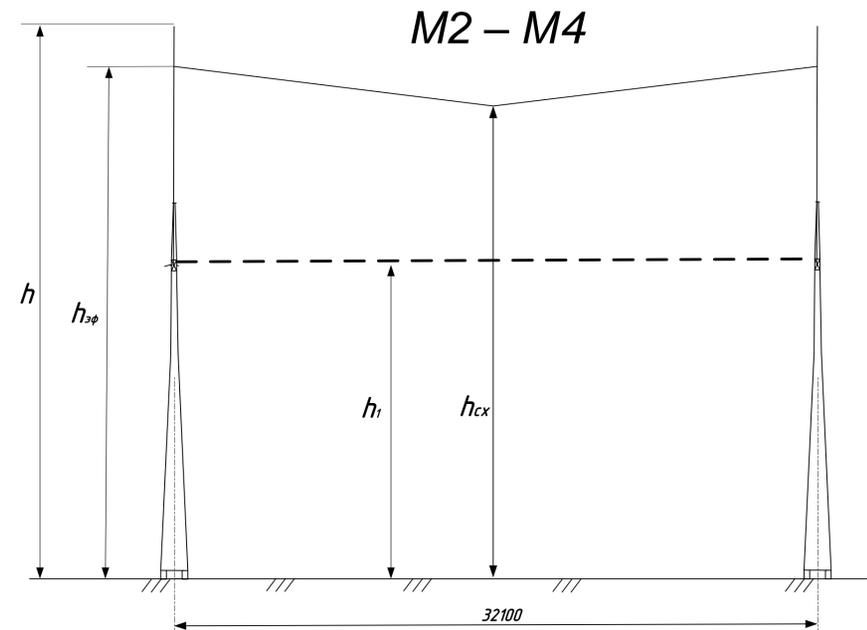
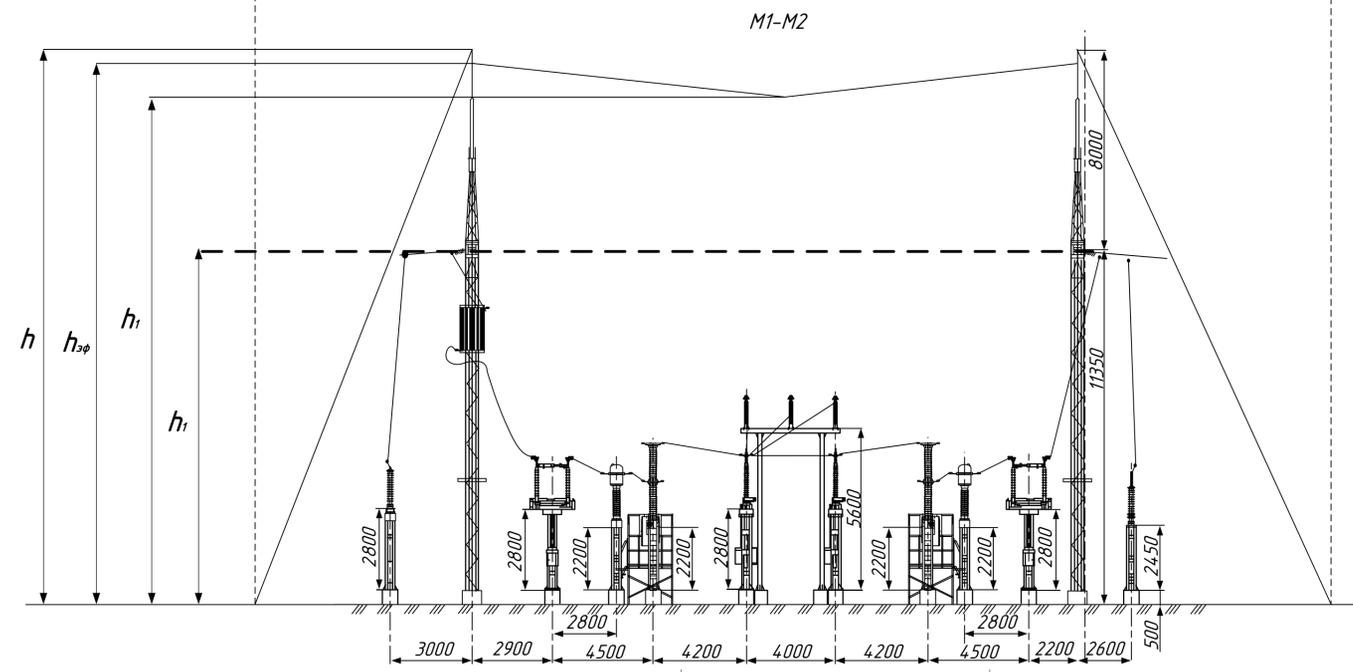
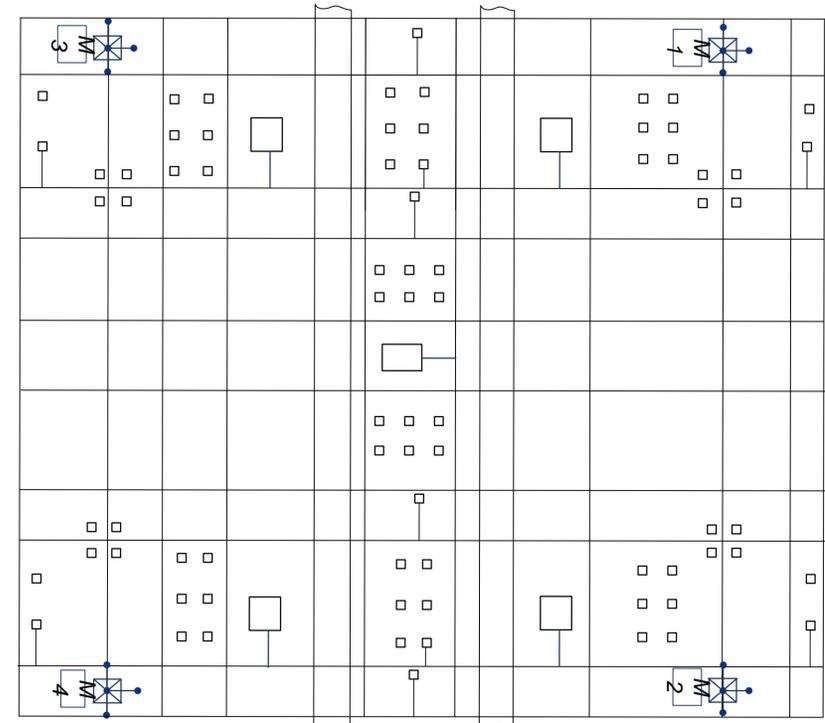
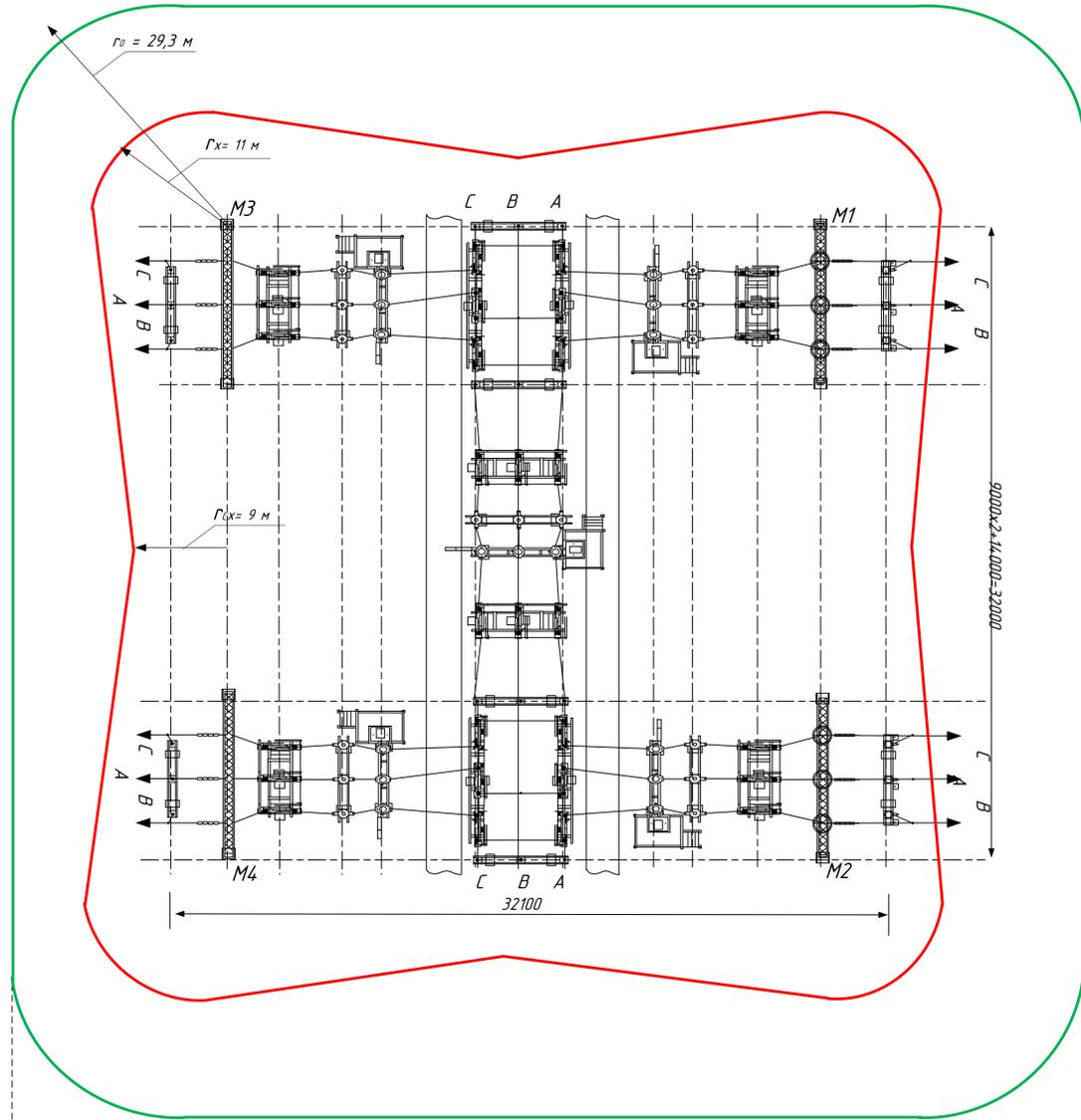
X4 *	
01	Реле контроля напряжения на линии

1	I ст. ДЗ
2	II ст. ДЗ
3	III ст. ДЗ
4	УРОВ ДЗ
5	Токковая отсечка
6	I ст. ТНЭП
7	II ст. ТНЭП
8	III ст. ТНЭП
9	УРОВ ТНЭП
10	УРОВ
11	ВЧТО

X6	
01	Включение через ЭМО 1
02	Пуск ПАА
03	Включение ВЧ передатчика
04	Пуск УРОВ комплекта 1
05	Запрет АТВ выключателя
06	Сигнал ВЧТО №1 + 220 В
07	Сигнал ВЧТО №2 + 220 В
08	Отключение системы шин от УРОВ
09	Запрет АТВ через ДЗШ
10	КВ.1
11	КВ.2
12	КВ.3
13	КВ.4
14	КВ.5
15	КВ.6
16	КВ.7

X7	
01	АПТТ 1 ст
02	Сигнал «Неисправность» + 220 В
03	Сигнал «Срабатывание»
04	Отключение через ЭМО 2
05	Сигнал ВЧТО №3
06	АПТТ 2 ст
07	Синхросигнал
08	Пуск УРОВ терминала ВЧ зашиты

X8	
01	Контрольный выход
02	К1
03	К2
04	К3
05	К4
06	К5
07	К6
08	К7
09	К8
10	К9
11	К10
12	К11
13	К12
14	К13
15	К14
16	К15
17	К16



ВКР.144083.130302.П/1					Литера	Масса	Масштаб
Изм.	Лит.	№ докум.	Подпись	Дата	Д		
Разраб.		Фролов А.А.					
Провер.		Казаки А.А.					
Т. контр.		Ротачева А.Г.			Лист 6	Листов 6	
Н. контр.		Ротачева А.Г.			АмГУ Кафедра энергетики		
Утв.		Савина Н.В.					

Молниезащита и заземление  
Повышение надежности транзита 110 кВ Хвойная – Волково в связи с реконструкцией ПС Ивановка