


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) образовательной программы – «Электрические станции»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.О. зав. кафедрой


_____  **Н.В. Савина**
« 20 » 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Строительство подстанции напряжением 220 кВ НПС-23 с заходами
воздушной линии 220 кВ Ключевая - Сиваки


Исполнитель

студент группы 442 об-1(1)

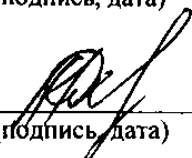
_____  18.06.2018 В. С. Сологубов
(подпись, дата)

Руководитель


профессор, докт. тех. наук

_____  18.06.18 О. В. Скрипко
(подпись, дата)

Нормоконтроль

_____  А. Н. Козлов
(подпись, дата)

Консультант по разделу
безопасность и экологичность
доцент, канд. тех. наук

_____  19.06.2018 А. Б. Булгаков
(подпись, дата)

Благовещенск 2018

Министерство образования и науки Российской Федерации
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 Соловьева

Варшавца Сергея

1. Тема бакалаврской работы: проектирование цепи питания цепи питания цепи питания 220 В ИЭС-23 с использованием воздушной линии 270 кВ Киньовас-Сыбаль

2. Срок сдачи студентом законченной работы

3. Исходные данные к бакалаврской работе: данные нацсетки на предпроектной практике на предприятии ПАО «РСК ЕЭС»

4. Содержание бакалаврской работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Расчет токов КЗ, выбор оборудования на ПС, выбор параметров РЗА, расчет параметров защиты и заземления.

5. Перечень материалов приложения: (включая чертежи, таблицы, графики, схемы, программные продукты, иллюстративные материалы и т.п.)

Рис. 1-3, 5-11; Схема при-
соединения ПС к сети; 2Л: однолинейная схема РУ 270 кВ; 2Л: однолинейная
схема РУ 10 кВ; 2Л: схема однолинейная РУ 10 кВ; 5Л: заземление; 6Л: Машина учета;
7Л: расчетные данные

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов): Коршик А.Н., консультант; Булваков А.Б., консультант по разделу безопасность и экологичность

7. Дата выдачи задания 1 марта 2018 года

Руководитель выпускной квалификационной работы: Сурово О.В., профессор
(имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

доктор технических наук.

Задание принял к исполнению (дата): 2 марта 2018 года

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 87 с., 7 рисунков, 21 таблицу, 117 формул, 33 источника.

ПОДСТАНЦИЯ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ИЗОЛЯТОР, ШИНА, ЯЧЕЙКА, ОПН.

В данной выпускной квалификационной работе произведен выбор главной схемы подстанции, силовых трансформаторов. Были рассчитаны токи короткого замыкания и нормального режима работы, по которым выбраны электрические аппараты подстанции. Произведена проверка каждого аппарата при различных режимах работы.

Цель работы – проектирование подстанционного оборудования.

Основу методологии исследования составляет метод выбора оборудования по расчетным моделям.

Осуществляется имитационное моделирование рассматриваемой системы в ПК MS Visio.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	6
Введение	7
1 Характеристика района проектирования	9
1.1 Географическая характеристика района размещения ВЛ	9
1.2 Климатическая характеристика района размещения ВЛ	9
1.3 Геологическая характеристика района размещения ВЛ 220 кВ	10
2 Основные технические решения	12
2.1 Основные характеристики проектируемого объекта и источников питания	12
2.2 Описание вариантов трассы ВЛ 220 кВ, обоснование выбранного варианта трассы	14
2.3 Сведения об объекте	16
3 Выбор конструкций и схем ру	18
3.1 Обоснование принятой схемы электроснабжения	18
3.2 Расчет токов короткого замыкания	20
4 Выбор числа и мощности трансформаторов	26
5 Выбор и проверка оборудования	28
5.1 Определение потерь мощности и энергии в трансформаторах ТП и линиях	28
5.2 Выбор и проверка разъединителей и заземлителей	31
5.3 Выбор и проверка ТТ 220 кВ	32
5.4 Выбор и проверка ТН 220 кВ	34
5.5 Выбор и проверка кабеля от КРУЭ 220 кВ до трансформатора.	36
6 Выбор и проверка оборудования кру 10 кв	37
6.1 Выбор и проверка силовых выключателей КРУ 10 кВ	38
6.2 Выбор трансформаторов тока	41
6.3 Выбор трансформаторов напряжения	42

6.4	Выбор ограничителей перенапряжения	43
6.5	Выбор трансформаторов собственных нужд	48
6.6	Выбор и проверка ошиновки 10 кв	49
6.7	Выбор аккумуляторных батарей	52
6.8	Выбор системы оперативного тока	54
7	Заземление и молниезащита	55
7.1	Расчёт заземлителя	55
7.2	Молниезащита подстанции	58
8	Расчет релейной защиты трансформатора	60
8.1	Выбор общих параметров дифференциальной защиты	62
8.2	Выбор уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ-1)	64
8.3	Выбор уставок чувствительности дифференциальной защиты (ДЗТ-2)	65
8.4	Расчет уставок токовой отсечки (мтз-1 вн) защиты трансформатора	66
8.5	Расчет установок максимальной токовой защиты стороны вн трансформатора (мтз-2 вн)	67
8.6	Расчет установок защиты от перегрузки трансформатора	68
8.7	Газовая защита трансформатора	69
9	Безопасность и экологичность	71
9.1	Безопасность	71
9.1.1	Требования по безопасности персонала, обусловленные особенностями конструкции КРУЭ	71
9.1.2	Требования безопасности при обслуживании КРУЭ	75
9.2	Экологичность	76
9.3	Чрезвычайная ситуация	80
	Заключение	84
	Библиографический список	85

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ПС – подстанция;

ВН – высокое напряжение;

НН – низкое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

ТТ – трансформатор тока;

ТН – трансформатор напряжения;

ТР – силовой трансформатор;

РЗ – релейная защита.

ВВЕДЕНИЕ

Проектирование электрической части электрических подстанций энергетических объектов и энергосистем представляет собой процесс выработки и принятия основных решений по схеме электрических соединений, составу электрооборудования и выбору его параметров, компоновке и размещению электрооборудования на территории подстанции, связанный с проведением расчетов, оптимизацией отдельных фрагментов, а также объекта в целом.

Этот процесс на современном этапе требует системного подхода при изучении объекта проектирования, при автоматизации проектных работ с помощью электронно-вычислительных машин, а также при использовании результатов новейших достижений науки и техники, передового опыта проектных, строительно-монтажных и эксплуатационных организаций.

Целью выпускной квалификационной работы является проектирование ПС 220/10 кВ НПС-23 в связи с подключением энергопринимающих объектов ООО «Дальнефтепровод» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС».

Актуальность работы состоит в необходимости присоединения вновь вводимых объектов ООО «Дальнефтепровод» к существующим сетям и активном развитии нефтеперерабатывающей промышленности Дальнего Востока. Строительство ПС 220 кВ НПС-23 вызвано необходимостью обеспечить надежное электроснабжение проектируемой нефтеперекачивающей станции.

Задачи, выполненные в ВКР:

- расчет токов короткого замыкания;
- выбор числа и мощности трансформаторов на ПС;
- выбор и проверка оборудования на проектируемой подстанции;
- расчет сетки заземления и молниезащиты;
- выбор уставок релейной защиты трансформатора;
- рассмотрены вопросы безопасности и экологичности.

Основная цель работы – разработка надежного, оптимального и безопасного варианта, который будет отвечать всем установленным требованиям и стандартам, а также будет иметь перспективу для дальнейшего развития в будущем.

Проектирование проводилось в соответствии с нормативной документацией (ПУЭ, ПТЭ, РД и т.д.).

При выполнении дипломного проекта использовались программные комплексы, такие как: MicrosoftWord 2010, MicrosoftVisio 2010, MathType5, Mathcad 14.0.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Географическая характеристика района размещения ВЛ

В административном отношении проектируемые заходы ВЛ 220 кВ на ПС 220 кВ НПС-23 следуют по территории Магдагачинского района Амурской области, расположенной на юго-востоке Российской Федерации.

Проектируемый участок трассы ВЛ проходит в переходной зоне между Верхнеамурским прогибом и Амуро-Зейской наложенной впадиной. Абсолютные отметки от 312 до 354 м.

Проектируемый участок трассы ВЛ на своем следовании не пересекает водных объектов, ближайший водоток располагается на удалении около 780 м к востоку от отпайки ВЛ 220 кВ Ключевая – Сиваки – верховья реки Помилковский, и около 1,0 км к западу от площадки ПС НПС-23 – верховья реки Юкта.

1.2 Климатическая характеристика района размещения ВЛ

Климат Магдагачинского района резко-континентальный, с чертами муссонного. Отмечаются значительные годовые (60-70 °С) и суточные амплитуды температуры воздуха, низкие зимние и отрицательные среднегодовые температуры; муссонность климата определяется преобладанием ветров западного и северо-западного направлений, а также преобладанием летних осадков, в том числе ливневых.

В холодное время года господствуют воздушные массы, приходящие из Восточной Сибири, Монголии и со стороны Северного Ледовитого океана. Летом преобладают ветры, дующие с Тихого океана, которые приносят основное количество годовых осадков. Такое распределение их в условиях горного рельефа, обуславливает возникновение высоких паводков и, нередко, катастрофических наводнений.

Характеристика климата рассматриваемой территории обеспечивается данными ГМС Тыгда.

Расчетные климатические условия для проектирования ВЛ 220 кВ приняты в соответствии с требованиями ПУЭ-7 и сведены в таблицу .

Таблица 1 – Расчетные климатические условия

Характеристика	Амурская область
Нормативное ветровое давление на высоте 10 м над поверхностью земли W_0 , Па (скорость ветра V_0 , м/сек)	Район по ветру III 650 (32)
Нормативная толщина стенки гололеда $B_э$, для высоты 10 м над поверхностью земли, мм	Район по гололёду III 20
Среднеэксплуатационная температура воздуха $t_{экс}$, °С	-2,5
Высшая температура воздуха t_{+max} , °С	+36
Низшая температура воздуха t_{-min} , °С	-48
Температура воздуха при гололеде t_r , °С	-5
Температура воздуха при максимальном ветре t_B , °С	-5
Температура наиболее холодных суток обесп. 0,98, °С	-45
Пляска проводов	умеренная
Тип местности по воздействию ветра на ВЛ	В

Сейсмичность района вероятностью превышения интенсивности землетрясений в течение 50 лет – 10% равна 7 баллов, 5% - 7 баллов, 1% - 8 баллов.

1.3 Геологическая характеристика района размещения ВЛ 220 кВ

Формация породы представлена косослоистыми песками с примесью гравия и гальки, линзами глин. Амуро-Зейская впадина в новейшем структурном плане это область слабых относительных прогибов. В Верхней части разреза впадина выполнена нередко сланцеватыми суглинками и глинами.

Непосредственно район пролегания проектируемой трассы ЛЭП принадлежит к водораздельной поверхности р.р. Тыгда и Чалгана. Эта поверхность представляет собой плоское, слегка холмистое плато, расчлененное логами, долинами ручьев и малых речек. Днища логов часто слабозаболочены. Глубина расчленения достигает 10-20 метров.

В сфере взаимодействия фундаментов проектируемых заходов ВЛ-220 кВ с геологической средой до глубины 7,0 м в соответствии с номенклатурой ГОСТ

25100-2011 "Грунты. Классификация" выделены 2 слоя и 8 инженерно-геологических элементов:

Слой-П. Почвенно-растительный слой;

Слой-С. Суглинок темно серый легкий пылеватый текучепластичный с примесью органического вещества;

ИГЭ-1. Суглинок легкий пылеватый твердый делювиальный с прослоями супеси, с включением дресвы до 5%;

ИГЭ-1. Суглинок легкий пылеватый твердый элювиально-делювиальный дресвой до 20%;

ИГЭ-2. Глина легкая пылеватая твердая делювиальная;

ИГЭ-3. Глина легкая пылеватая твердая элювиально-делювиальная с прослоями песка, с дресвой до 20%;

ИГЭ-4. Супесь пылеватая твердая с прослоями песка с дресвой до 20%;

ИГЭ-5. Песок пылеватый малой степени водонасыщения однородный средней плотности, с прослоями супеси, с включением дресвы до 10%;

ИГЭ-6. Песок крупный плотный неоднородной малой степени водонасыщения, с прослоями пылеватого и среднего, с дресвой до 10%;

ИГЭ-7. Дресвяный грунт с песчаным заполнением до 35% неоднородный, малой степени водонасыщения, сильновыветрелый, малопрочный.

Нормативная глубина промерзания грунтов составляет для:

- глинистых грунтов – 2,32 м;
- супесей и мелких песков – 2,82 м.
- крупных и средних песков – 3,01 м.
- крупнообломочных грунтов – 3,42 м.

2 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

2.1 Основные характеристики проектируемого объекта и источников питания

ПС 220 кВ Ключевая участвует в транзите электроэнергии от Зейской ГЭС потребителям южных районов Амурской области.

ПС 220 кВ Ключевая территориально расположена в непосредственной близости от села Тыгда, Магдагачинского района Амурской области. ПС 220 кВ Ключевая имеет в своем составе ОРУ двух классов напряжений: 220, 35 кВ.

ОРУ - 220 кВ выполнено по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин». К РУ через выключатели присоединяются пять воздушных линий 220 кВ. К каждой секции рабочей системы шин подключен трансформатор напряжения. К шинам 220 кВ через выключатель подключен один трехобмоточный трансформатор 220/35/10 кВ ТДТН-25000/220/35/10-УХЛ1 мощностью 25 МВА.

ОРУ - 35 кВ выполнено по схеме «Одна рабочая система шин». К РУ 35 кВ присоединяется три воздушные линии 35 кВ, реактор 35 кВ мощностью 8 МВАР. Так же нормально отключен двухобмоточный трансформатор 35/10 кВ мощностью 4 МВА.

РУ - 10 кВ имеет закрытое исполнение (ЗРУ) и выполнено по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». С учетом резерва и ТН 10 кВ РУ 10 кВ состоит из 17 ячеек.

ПС 220 кВ Сиваки участвует в транзите электроэнергии от Зейской ГЭС потребителям южных районов Амурской области.

ПС 220 кВ Сиваки территориально расположена в поселке городского типа Сиваки Магдагачинского района Амурской области. ПС 220 Сиваки имеет в своем составе ОРУ двух классов напряжений: 220, 110 кВ.

ОРУ - 220 кВ ПС 220 кВ Сиваки выполнено по схеме "Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны

трансформаторов". К РУ 220 кВ присоединяются две воздушные линии 220 кВ. На ОРУ 220 кВ установлены два автотрансформатора АДТТГН-30000/220/110/6 и АДЦТГН-63000/220/110/6, осуществляющих связь ОРУ - 220 кВ с ОРУ - 110 кВ и КРУН - 6 кВ.

ОРУ - 110 кВ ПС 220 кВ Сиваки выполнено по схеме "Одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная системы шин". К ОРУ-110 кВ присоединены две ВЛ-110 кВ и два ввода от автотрансформаторов В-110 АТ-1 и В-110 АТ-2.

КРУН-6 кВ ПС 220 кВ Сиваки выполнено по схеме "Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин".

ОРУ-220 кВ ПС 220 кВ НПС-23 выполнено по схеме «Четырехугольник». К РУ через выключатели присоединяются две воздушные линии 220 кВ. К шинам ОРУ-220 кВ подключены два трансформатора ТДН-10000/220 мощностью 10 МВА.

Электроснабжение проектируемой Подстанции на напряжение 220 кВ, согласно техническому условию на присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС», принято путем подключения ПС 220 кВ НПС-23 к ВЛ 220 кВ Ключевая – Сиваки с помощью двух одноцепных заходов с образованием ВЛ 220 кВ и ВЛ 220 кВ НПС-23 – Сиваки.

Схема присоединения к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» обеспечивает электроснабжение энергопринимающих устройств ООО «Дальнефтепровод» в точках присоединения в объеме 13,5 МВА, обеспечивая по надежности I категорию электроснабжения.

Место проектирования ПС 220 кВ НПС-23 показано на рисунке 1.

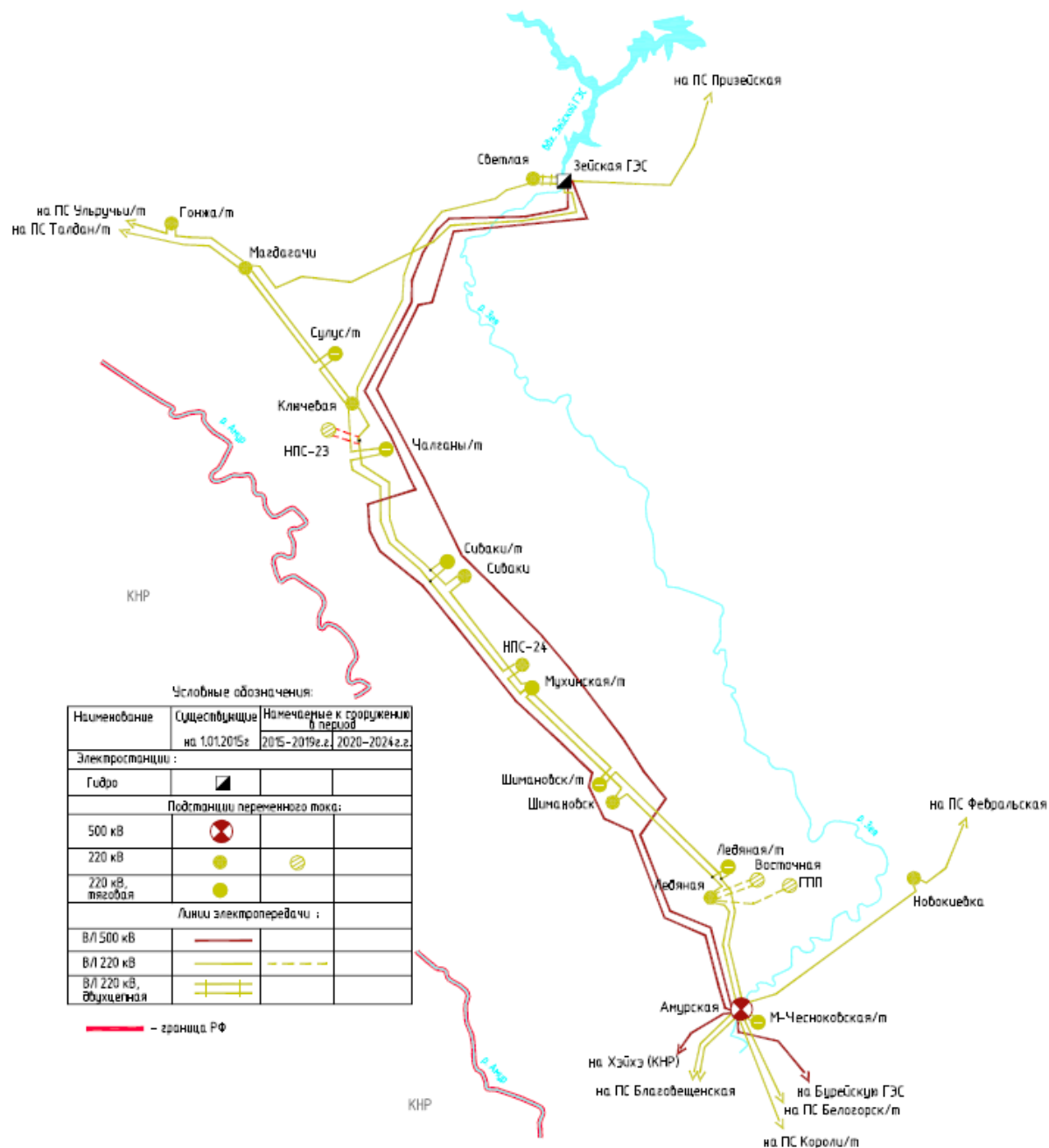


Рисунок 1 – Место проектирования ПС 220 кВ НПС-23

2.2 Описание вариантов трассы ВЛ 220 кВ, обоснование выбранного варианта трассы

Рассмотрены три варианта прохождения трассы вновь сооружаемых заходов ВЛ 220 кВ Ключевая – НПС-23 и НПС-23 – Сиваки в РУ 220 кВ ПС 220 кВ НПС-23.

При предварительной трассировке вариантов трасс ВЛ руководствовались следующими критериями:

- особенности рельефа по трассам;

- наличие пересечений по трассам ВЛ (естественных препятствий и искусственных сооружений);
- обеспечение транспортной доступности трасс ВЛ при строительстве;
- категории землепользователей по трассам, наличие поселков, городов, дач и прочих жилых зон;
- минимальной протяжённостью трасс ВЛ.

Вариант № 1. Выходя из створа ВЛ 220 кВ Ключевая – Сиваки, трасса проектируемого захода направляется на запад параллельно автодороге справа от нее и затем поворачивает в северном направлении, продолжая двигаться вдоль автодороги. Выход с ПС 220 кВ НПС-23 осуществляется параллельно заходу. Протяжённость вновь сооружаемого участка трассы ВЛ 220 кВ Ключевая – НПС-23 – 4,8 км. Протяжённость вновь сооружаемого участка трассы ВЛ 220 кВ Сиваки – НПС-23 – 4,9 км. Общее количество углов поворота – 13 шт.

Вариант № 2. Выходя из створа ВЛ 220 кВ Ключевая – Сиваки, трасса проектируемого захода направляется на север и затем поворачивает в западном направлении. Выход с ПС 220 кВ НПС-23 осуществляется параллельно заходу. Протяжённость вновь сооружаемого участка трассы ВЛ 220 кВ Ключевая – НПС-23 – 4,8 км. Протяжённость вновь сооружаемого участка трассы ВЛ 220 кВ Сиваки – НПС-23 – 4,9 км. Общее количество углов поворота – 13 шт.

Вариант № 3 Генеральное направление трассы ВЛ 220 кВ – северо-западное. Выходя из створа ВЛ 220 кВ Ключевая – Сиваки от опоры №90, трасса проектируемого захода направляется на запад параллельно автодороге слева от неё и затем поворачивает в северном направлении, продолжая двигаться вдоль автодороги. Выход с ПС 220 кВ НПС-23 осуществляется параллельно заходу. Протяжённость вновь сооружаемого участка трассы ВЛ 220 кВ Ключевая – НПС-23 – 5 км. Протяжённость вновь сооружаемого участка трассы ВЛ 220 кВ Сиваки – НПС-23 – 5,2 км. Общее количество углов поворота – 15 шт.

Для проектирования принят Вариант № 1 прохождения трассы, поскольку обладает наибольшим количеством определяющих критериев: выгодное транспортно-географическое положение, высокая экономическая освоенность,

оптимальные условия эксплуатации ВЛ (трасса проложена вдоль автодороги), наименьшее количество углов поворота ВЛ, наименьшая длина ВЛ, оптимальность с точки зрения получения согласования ТУ и т.п.

2.3 Сведения об объекте

В соответствии с заданием на проектирование предусматривается строительство заходов ВЛ 220 кВ Ключевая – Сиваки в РУ 220 кВ ПС 220 кВ НПС-23 по схеме «заход-выход». Начальным пунктом участка заходов является существующая ВЛ 220 кВ Ключевая – Сиваки, конечным пунктом - приёмный портал РУ 220 кВ ПС 220 кВ НПС-23.

Технические решения предусматривают также реконструкцию существующей ВЛ 220 кВ Ключевая – Сиваки с образованием следующих ВЛ:

- ВЛ 220 кВ Ключевая – НПС-23;
- ВЛ 220 кВ НПС-23 – Сиваки.

Выбор сечения провода на проектируемой ВЛ 220 кВ выполнен по экономической плотности тока с учётом динамики изменения нагрузки во времени в нормальных режимах.

Исходя из результатов выполненных расчётов и с учётом унификации с проводом на существующей ВЛ, к подвеске на проектируемой ВЛ 220 кВ рекомендован провод сечением 300 мм².

Принятое сечение удовлетворяет условиям ограничения напряжённости электрического поля на поверхности проводов до уровней, допустимых по короне, а также величине акустических шумов, радио- и телевизионных помех.

При разработке основных технических решений на вновь сооружаемых участках ВЛ предусматривается подвеска провода АС 300/39. Провод АС 300/39 – сталеалюминиевый со стальным сердечником и алюминиевой токопроводящей жилой. Применение на вновь сооружаемых участках ВЛ 220 кВ высокотемпературных проводов обладающих повышенной пропускной способности является не целесообразным, поскольку в этом случае не используется основная потребительская ценность данных проводов – их термостойкость, а также вследствие их высокой стоимости. Кроме того, для

применения данных высокотемпературных проводов требуется специальная импортная арматура, стоимость которой значительно выше отечественных аналогов.

Количество проводов в фазе для проектируемой ВЛ – 1 шт.

Защита ВЛ от прямых ударов молнии осуществляется грозозащитным тросом со встроенным оптическим кабелем марки ОКГТ на 16 оптических волокна типа G.652, установленным по всей длине линии.

Соединение проводов осуществляется при помощи соединительных спиральных зажимов. Марка зажима НС-24,0-02.

3 ВЫБОР КОНСТРУКЦИЙ И СХЕМ РУ

3.1 Обоснование принятой схемы электроснабжения

При выборе схемы РУ учитываются следующие данные параметры:

- аналогичность электрической схемы условий работы и ожидаемому режиму;
- неприхотливость и наглядность схемы; наименьшее число переключений, связанных с изменением режима; возможность вывода электрического оборудования в ремонт без нарушения режима установки;
- удобство сооружения электрической части и возможность автоматизации;
- обильная, экономически оправданная степень надёжности.

Схемы распределительных устройств, представлены ниже.

Для РУ ВН выбираем схему - четырехугольник.

Достоинства схемы:

1. Позволяет производить опробование и ревизию любого выключателя, без нарушения работы её элементов;
2. Высокая надёжность, но она уменьшается при разомкнутом кольце, поэтому после отключения резервной защиты линии или трансформатора необходимо отключить разъединитель в данной цепи и выключатель;
3. Кроме того, в схеме возможна установка отделителей, если это обосновано технико-экономическими показателями;
4. Высокая надёжность и использование разъединителей только в ремонтных работах.

Недостаток схемы:

1. При замыкании кольца, например, при ремонте выключателя, внешнее замыкание может привести к отключению вместе с поврежденной ветвью также соседней неповрежденной ветви.

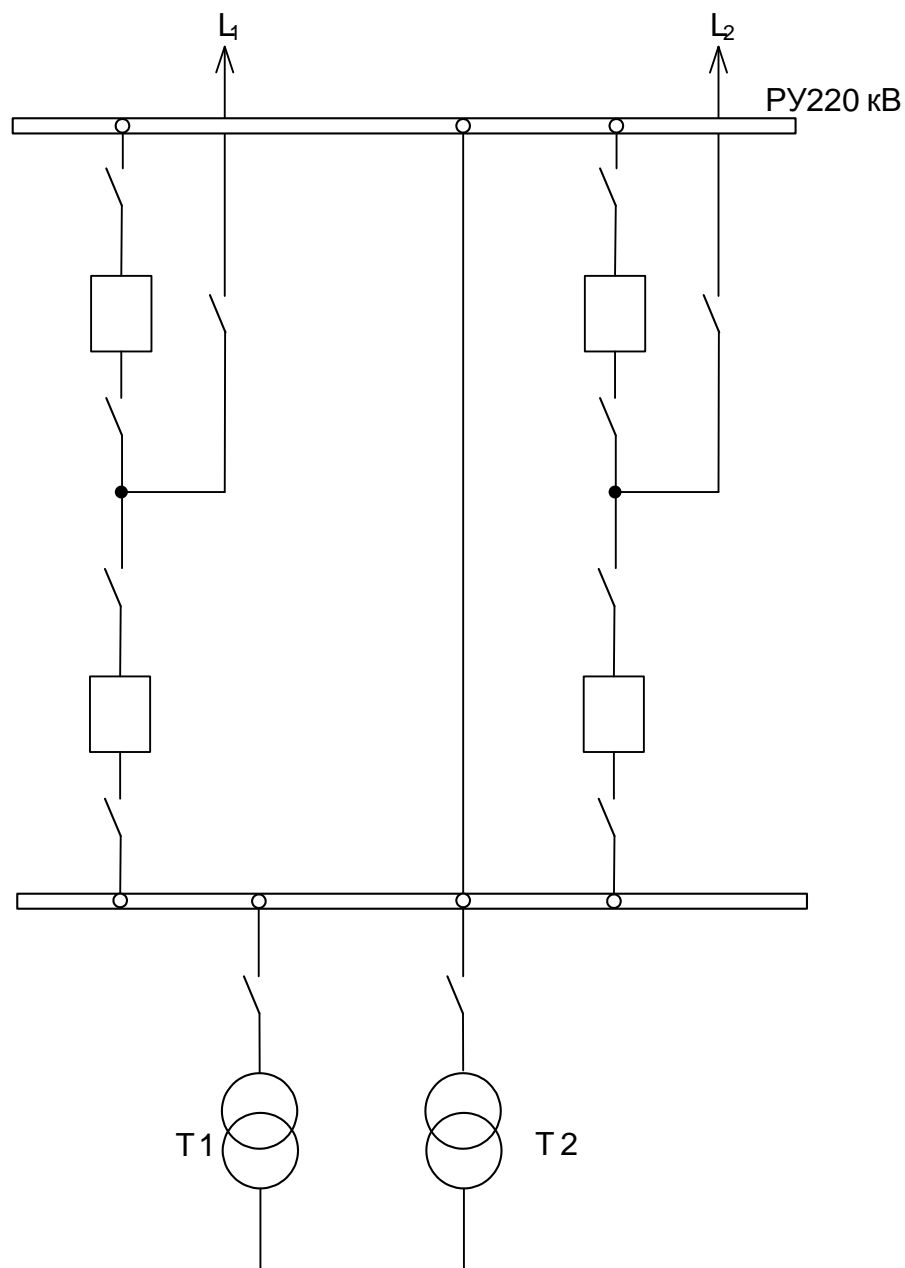


Рисунок 2 – Схема РУ ВН – четырехугольник

Для РУ НН выбираем схему - одна рабочая секционированная выключателем система шин.

Достоинствами схемы:

1. Простота, малая вероятность при аварийных и оперативных переключениях;
2. Экономичность;
3. Возможность применения ячеек КРУЭ;
4. Авария любого элемента кратковременно выводит из работы до 50% потребителей.

Недостатки схемы:

1. При аварии либо ремонте потребители остаются без электроэнергии на время ремонта;
2. Секции сборных шин должны быть рассчитаны на 100% нагрузку потребителей;
3. РУ выполненное по схеме одна рабочая секционированная в случае ремонта секций оставляет потребителей без резерва.

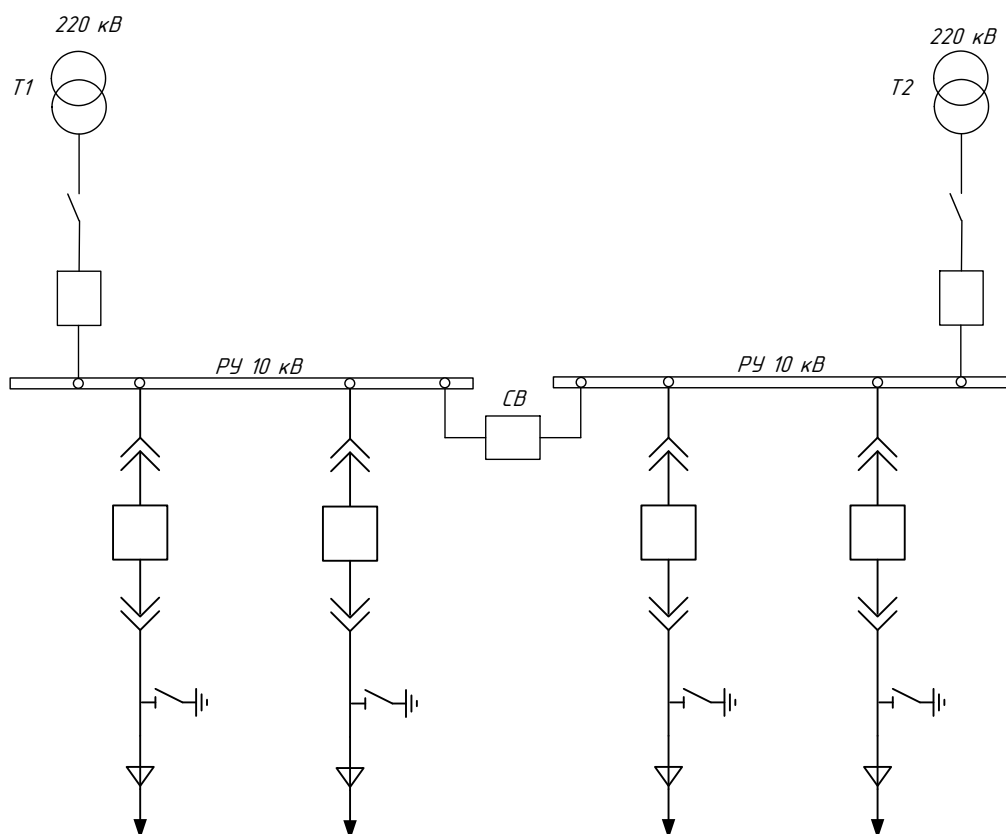


Рисунок 3 – Схема РУ НН – одна рабочая секционированная выключателем

3.2 Расчет токов короткого замыкания

Короткое замыкание (КЗ) - электрическое соединение двух точек электрической цепи с различными значениями потенциала, не предусмотренное конструкцией устройства и нарушающее его нормальную работу.

Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Причины таких нарушений различны: старение и вследствие этого пробой изоляции, набросы на провода линий электропередачи, обрывы проводов с

падением на землю, механические повреждения изоляции кабельных линий при земляных работах, удары молнии в линии электропередачи и др.

Короткие замыкания, как правило, сопровождаются увеличением токов в поврежденных фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения.

Протекание токов КЗ сопровождается также значительными электродинамическими усилиями между проводниками. Если не принять должных мер, под действием этих усилий токоведущие части и их изоляция могут быть разрушены. Токоведущие части, аппараты и электрические машины должны быть сконструированы так, чтобы выдерживать без повреждений усилия, возникающие при КЗ, т. е. должны обладать электродинамической стойкостью.

Короткие замыкания сопровождаются понижением уровня напряжения в электрической сети, особенно вблизи места повреждения.

Для обеспечения надежной работы энергосистем и предотвращения повреждений оборудования при КЗ необходимо быстро отключать поврежденный участок.

Расчеты токов КЗ производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики.

Расчет тока КЗ с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, состоящей из многих электрических станций и подстанций, весьма сложен. Вместе с тем для решения большинства задач, встречающихся на практике, можно ввести допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей.

К таким допущениям относятся следующие:

- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса КЗ;

- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- не учитывают, кроме специальных случаев, емкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;
- считают, что трехфазная система является симметричной; влияние нагрузки на ток КЗ учитывают приближенно;

Указанные допущения наряду с упрощением расчетов приводят к некоторому преувеличению токов КЗ (погрешность практических методов расчета не превышает 10%, что принято считать допустимым).

Исходные данные:

Токи КЗ – шины 220 кВ;

$$I_{кз}^{(3)} = 5,4 \text{ кА};$$

$$I_{кз}^{(1)} = 5,2 \text{ кА}.$$

Параметры элементов:

Трансформатор ТДН-10000/220:

$$U_k = 11,5\%.$$

Перед началом расчетов токов КЗ необходимо составить схему замещения.

Расчет токов КЗ начинается с определения расчетных точек и режимов работы сети, при которых необходимо определять значения токов.

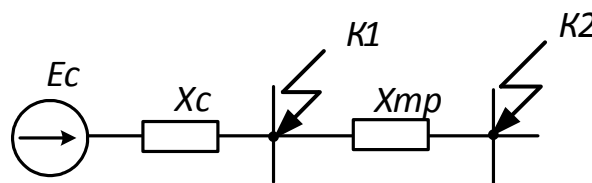


Рисунок 4 – Схема замещения прямой последовательности

Расчет производим в относительных единицах.

Сопротивление элементов схемы приведем к базовой мощности $S_6=1000$ МВА.

Сопротивления элементов определяется по формуле:

$$X_C = \frac{S_{\sigma}}{I_{кз} \cdot U_K},$$

где: $I_{кз}$ – ток КЗ на шинах; U_K – напряжение на шинах.

Сопротивление системы со стороны питания 220 кВ:

$$X_C = \frac{1000}{5,4 \cdot 230} = 0,81 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформатора:

$$X_T = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}} = 4,2 \text{ о.е.}$$

Определение начального значения периодической составляющей трехфазного тока КЗ:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{E}{X_T} \cdot \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср_K}}, \quad (1)$$

где: E – ЭДС источника, отн. Ед.; X_T – результирующее относительное сопротивление трансформатора, приведенное к базовым условиям; $U_{ср_K}$ – среднее напряжение в точке КЗ.

Ударный ток определяется как:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{кз}^{(3)}, \quad (2)$$

где: k_y – ударный коэффициент.

Для тех элементов цепи, у которых взаимоиנדукция между фазами не зависит от порядка чередования фаз, индуктивное, активное и полное сопротивление прямой и обратной последовательности одинаковы, к таким элементам относятся воздушные линии, реакторы и трансформаторы, ток двухфазного КЗ будет равен:

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз}^{(3)} \quad (3)$$

Расчет рабочих токов:

$$I_P = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}} \quad (4)$$

Токи КЗ в точке К-1.

Ударный ток по (2):

$$i_{y, \kappa_1} = \sqrt{2} \cdot 1,78 \cdot 5,4 = 13,59 \text{ кА}$$

где: $k_y = 1,78$

Ток двухфазного КЗ по (3):

$$I_{\kappa_3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,4 = 4,68 \text{ кА}$$

Токи КЗ в точке К-2.

Начальное значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ в точке К-2 по(1):

$$I_{\kappa_3}^{(3)} = \frac{1}{4,2} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 13,09 \text{ кА}$$

Ударный ток по (2):

$$i_{y, \kappa_2} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 13,09 = 29,62 \text{ кА}$$

где: $k_y = 1,6$

Ток двухфазного КЗ по (3):

$$I_{\kappa_3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 13,09 = 11,34 \text{ кА}$$

Расчет рабочих токов производится по формуле:

$$I_P = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}$$

Рабочие токи по (4):

$$\text{Шины 220 кВ: } I_P = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,063 \text{ кА}$$

$$\text{Шины 10 кВ: } I_P = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1,375 \text{ кА}$$

Таблица 2 – Сводная таблица результатов расчета токов

	I_p , А	i_y , кА	$I^{(3)}_к$, кА	$I^{(2)}_к$, кА	$I^{(1)}_к$, кА
Шины 220 кВ	63	13,59	5,4	4,68	5,2
Шины 10 кВ	1375	29,62	13,09	11,34	-

4 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Для нахождения расчетной мощности ПС необходимо знать суммарную активную и реактивную мощность:

$$S_{расч} = \frac{\sqrt{(P_{P.ПС})^2 + (Q_{P.ПС})^2}}{K_3 \cdot N_T}, \quad (5)$$

где: $K_3 = 0,7$ – коэффициент загрузки трансформатора; $P_{P.ПС}$ – активная мощность, кВт; $Q_{P.ПС}$ – реактивная мощность, кВар.

N_T – количество трансформаторов на ПС.

После нахождения расчетной мощности, необходимо выбрать трансформатор по следующему условию [4]:

$$S_{T_{ном}} \geq S_{расч}, \quad (6)$$

где: $S_{T_{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА; $S_{расч}$ – расчетная мощность, кВА.

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_{3н/ав} = \frac{\sqrt{(P_{P.ПС})^2 + (Q_{P.ПС})^2}}{S_{T_{ном}} \cdot (N_T - 1)}, \quad (7)$$

Условие: $K_{3н/ав} \leq 1,4$

Фактический коэффициент загрузки определяется по формуле:

$$K_3 = \frac{\sqrt{(P_{P.ПС})^2 + (Q_{P.ПС})^2}}{N_T \cdot S_{T_{ном}}}, \quad (8)$$

Произведем расчет для выбора и проверки трансформаторов.

Схема присоединения к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» обеспечивает электроснабжение устройств ООО «Дальнефтепровод» в точках присоединения в объеме 13,5 МВА. Потребители относятся к первой категории надежности электроснабжения.

$$S_{P.ПП} = \sqrt{(P_{P.ПП})^2 + (Q_{P.ПП})^2},$$

$$S_{P.ПП} = 13,5 \text{ МВА}$$

Найдем расчетную мощность ПС:

$$S_{расч} = \frac{\sqrt{(P_{Р.ТП})^2 + (Q_{Р.ТП})^2}}{K_3 \cdot N_T},$$

$$S_{расч} = \frac{13,5}{0,7 \cdot 2} = 9,642 \text{ МВА.}$$

Принимаем мощность ТР на ПС: $S_{T_{ном}} = 10 \text{ МВА.}$

Проверка коэффициента загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_{3н/ав} = \frac{13500}{10000} = 1,35 \leq 1,4$$

Проверка коэффициента загрузки в нормальном режиме работы:

$$K_{3н/ав} = \frac{13500}{2 \cdot 10000} = 0,67 \leq 0,7$$

Условие соблюдается, трансформатор выбран правильно.

Принимаем к установке ТДН -10000/220.

Расшифровка ТДН -10000/220:

Где: Т – трансформатор трехфазный; Д – охлаждение с естественной циркуляцией масла и принудительной воздуха; Н – регулирование напряжения под нагрузкой РПН; 10000 – номинальная мощность, кВА; 220 – класс напряжения обмотки ВН, кВ.

5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ

5.1 Выбор и проверка оборудования КРУЭ 220 кВ

Для распределительного устройства 220 кВ примем к установке КРУЭ компании Siemens марки 8DN9.

На примере КРУЭ 220 кВ покажем полный алгоритм выбора и проверки всего необходимого оборудования.

Проведем проверку для КРУЭ 220 кВ.

Условия выбора:

1) По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}, \quad (9)$$

$$220 \text{ кВ} \geq 220 \text{ кВ}$$

2) По номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}, \quad (10)$$

$$1250 \text{ А} \geq 63 \text{ А}$$

3) По предельному сквозному току КЗ - на электродинамическую

стойкость:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{п.о}}, \quad (11)$$

$$31,5 \text{ кА} \geq 5,4 \text{ кА}$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (12)$$

$$79 \text{ кА} \geq 13,59 \text{ кА}$$

4) По тепловому импульсу - на термическую стойкость

$$W_{\text{к}} = I_{\text{п.о}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (13)$$

где: $I_{\text{п.о}}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ; $t_{\text{откл}}$ – полное время отключения КЗ.

$$t_{откл} = t_{с.в.о} + t_{вв} + t_{рз},$$

(14)

где: $t_{с.в.о}$ – собственное время отключения силового выключателя на КРУЭ 220 кВ, принимается 0,056 с.; $t_{вв}$ – время выдержки времени, в соответствие со ступенями селективности, принимается 3 с; $t_{рз}$ – время срабатывания цифровой релейной защиты, принимается 0,05 с.

$$t_{откл} = 0,056 + 3 + 0,05 = 3,106 \text{ с}$$

$$B_{к.ном} \geq B_{к},$$

(15)

$$B_{к} = 5,4^2 \cdot 3,106 = 90,57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{к.ном} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 90,57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Все каталожные и расчетный величины выбора и проверки сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Параметры выбора КРУЭ 220 кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 63 \text{ А}$	$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 90,57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$i_{дин} = 79 \text{ кА}$	$i_{уд} = 13,59 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$

Данное КРУЭ полностью соответствует необходимым требованиям и принимается к эксплуатации.

Проведем проверку для выключателя КРУЭ 220 кВ.

Условия выбора:

1) По номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети},$$

(16)

$$220\text{кВ} \geq 220\text{кВ}$$

2) По номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}},$$

(17)

$$1250\text{А} \geq 63\text{А}$$

3) По отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения:

$$I_{\text{ном.отк}} \geq I_{\text{пт}},$$

(18)

$$31,5\text{кА} \geq 5,4\text{кА}$$

б) на отключение аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{\alpha.\text{ном}} \geq i_{\alpha.\tau} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}} \cdot I_{\text{ном.отк}}, \quad (19)$$

$$\text{где: } \beta_{\text{ном}} = \frac{i_{\alpha.\text{ном}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{отк}}},$$

$$\beta_{\text{ном}} = \frac{37}{\sqrt{2} \cdot 31,5} = 0,83 \quad (20)$$

$$i_{\alpha.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,83 \cdot 31,5 = 36,97 \text{ кА};$$

$$i_{\alpha.\tau} = \sqrt{2} \cdot 5,4 \cdot 0,83 = 6,34 \text{ кА}$$

$$36,97 \text{ кА} \geq 6,34 \text{ кА}$$

4) По предельному сквозному току КЗ- на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{н.о}}, \quad (21)$$

$$31,5\text{кА} \geq 5,4\text{кА}$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (22)$$

$$79\text{кА} \geq 13,59\text{кА}$$

5) По тепловому импульсу-на термическую стойкость

$$W_{\text{к}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (23)$$

где: $t_{откл}$ — полное время отключения КЗ, складывается из времени отключения выключателя, выдержки времени и времени действия РЗ; $I_{н.о}$ — периодическая составляющая тока трехфазного КЗ.

$$t_{откл} = t_{с.в.о} + t_{вв} + t_{рз}, \quad (24)$$

$$t_{откл} = 0,056 + 3 + 0,1 = 3,156 \text{ с}$$

$$B_{к.ном} \geq B_{к}, \quad (25)$$

$$B_{к} = 5,4^2 \cdot 3,156 = 92,03 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{к.ном} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 92,03 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Все каталожные и расчетный величины выбора и проверки сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Условия выбора и проверки силовых выключателей.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб. макс} = 63 \text{ А}$	$I_{раб. макс} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 5,4 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{а.ном} = 36,97 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 6,34 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$
$i_{вкл} = 79 \text{ кА}$	$i_{уд} = 13,59 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 5,4 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 79 \text{ кА}$	$i_{уд} = 13,59 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{н.о}^3 = 5,4 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 92,03 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры выключателей в КРУЭ 220 кВ соответствуют условиям выбора.

5.2 Выбор и проверка разъединителей и заземлителей

Проведем проверку для разъединителей и заземлителей КРУЭ 220 кВ.

Сопоставление каталожных данных с расчетными представлены в таблице

5. Ток термической стойкости в таблице представлен для главных и заземляющих ножей. Расчетные параметры принимаются, из рассчитанных выше для выключателя.

Таблица 5 – Параметры выбора разъединителей и заземлителей

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 63 \text{ А}$	$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 92,03 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$i_{дин} = 79 \text{ кА}$	$i_{уд} = 13,59 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$

Данный разъединители и заземлители прошли проверку по всем параметрам и могут быть приняты к установке в КРУЭ.

5.3 Выбор и проверка ТТ 220 кВ

1) По напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (26)$$

$$220 \text{ кВ} \leq 220 \text{ кВ}$$

2) По току:

$$I_{макс} \leq I_{ном}, \quad (27)$$

$$63 \text{ А} \leq 300 \text{ А}$$

3) По электродинамической стойкости

$$i_{дин} \geq i_{уд}, \quad (28)$$

$$79 \text{ кА} \geq 13,59 \text{ кА}$$

4) По термической стойкости:

$$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (29)$$

$$2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 92,03 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

5) По величине вторичной нагрузки:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (30)$$

где: $Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, Ом.

Вторичная нагрузка Z_2 состоит из сопротивления приборов $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов r_k :

$$Z_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k \quad (31)$$

Сопротивление контактов r_k принимается равным 0,05 Ом при двух–трех приборах и 0,01 Ом при большем количестве приборов.

В таблице 6 представлен перечень приборов, подключаемых к ТТ в КРУЭ 220 кВ.

Таблица 6 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках РУ 220 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

Номинальное сопротивление вторичной обмотки:

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

где: $S_{2н}$ - номинальная мощность ТТ.

$I_2 = 5A$ - вторичный ток ТТ.

$$Z_{2н} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом}$$

Определяем общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (33)$$

где: $S_{\text{приб}}$ - мощность, потребляемая приборами.

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,7}{5^2} = 0,068 \text{ Ом}$$

Выбираем провод сечением $q=4 \text{ мм}^2$ АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho=0,0283$. Длину проводов примем $l=100 \text{ м}$.

Сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (34)$$

где: ρ – удельное сопротивление проводов; l – длина соединительных проводов; q – удельное сопротивление материала провода.

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ Ом}$$

Сопротивление вторичной нагрузки:

$$Z_2 = 0,068 + 0,71 + 0,01 = 0,78 \text{ Ом}$$

Как видно, требуемое условие соблюдается. Остальные расчетные условия приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 63 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{н}}$
$Z_{2\text{н}} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,2S)	$Z_2 = 0,78 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{н}}$
$I_{\text{дин}} = 79 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 13,59 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 92,03 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_{\text{к}}$

Из расчетных данных видно, что трансформатор тока удовлетворяет всем условиям.

5.4 Выбор и проверка ТН 220 кВ

Проведем проверку для трансформаторов напряжения КРУЭ 220 кВ:

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания вольтметровых обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Трансформаторы напряжения выбираются согласно условиям:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (35)$$

где: $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности; $S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех приборов и реле, присоединенных к ТН.

Условия выбора:

- 1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (36)$$

$$220\text{кВ} \leq 220 \text{ кВ}$$

- 2) По конструкции и схеме соединения обмоток:

Трёхобмоточный трансформатор, выполненный по схеме «У/У₀-0»;

- 3) По классу точности: 0,2;

- 4) По вторичной нагрузке:

В таблице 8 показана мощность и число приборов подключенных к ТН.

Таблица 8 – Мощность приборов, подключенных к ТН.

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	ЩП120П	6	2	12
Ваттметр	СР-3021	5	2	10
Варметр	СТ-3021	5	2	10
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	2	15
Частотометр	СР-3021	5	1	5

Итого	52
-------	----

Суммарная мощность приборов:

$$52\text{ВА} \leq 100\text{ВА}$$

В таблице 9 показано сопоставление расчетных и каталожных параметров.

Таблица 9 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 100 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 52 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры трансформаторов напряжения КРУЭ 220 кВ соответствуют условиям их выбора.

5.5 Выбор и проверка кабеля от КРУЭ 220 кВ до трансформатора.

Выберем кабель по длительно допустимому току:

$$I_{\text{раб.мах.220}} \leq k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot I_{\text{доп}}, \quad (37)$$

где: $I_{\text{раб.мах.220}}$ - рабочий максимальный ток, А; k_1 -поправочный коэффициент, учитывающий количество параллельно лежащих кабелей (ПУЭ таб.1.3.26); k_2 -поправочный коэффициент, учитывающий допустимую нагрузку послеаварийного режима (ПУЭ таб.1.3.23); k_3 -поправочный коэффициент, учитывающий отличие рабочей температуры от той, при которой заданы $I_{\text{доп}}$ в ПУЭ (ПУЭ таб.1.3.13); $I_{\text{доп}}$ - длительно допустимый ток кабеля, А.

Принимаем три одножильных кабеля АПвБВ-400 с длительно допустимым током $I_{\text{доп}} = 521 \text{ А}$.

Расшифровка кабеля: А- Алюминиевая токопроводящая жила; Пв-
Изоляция из сшитого полиэтилена; Б- Броня из двух стальных лент; В-
Оболочка из поливинилхлоридного пластика

$$I_{\text{раб.мах.220}} \leq 1 \cdot 0,87 \cdot 1 \cdot 521 = 453,27 \text{ А}$$

$$63 \text{ A} \leq 453,27 \text{ A}$$

Условие выполняется, следовательно, кабели марки АПвП с сечением 400 мм² могут быть приняты к эксплуатации.

6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ КРУ 10 КВ

В качестве распределительного устройства на стороне 10 кВ применяем КРУ.

Выбор и проверка ячеек КРУ.

Комплектное распределительное устройство (КРУ) - это распределительное устройство, состоящие из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

К эксплуатации были выбраны КРУ внутренней установки 10 кВ компании «СИБЭЛЕКТРОЩИТ» марки К-61 со встроенными вакуумными выключателями марки ВВ/Te1-10-20/1600 для вводных ячеек и со встроенными вакуумными выключателями марки ВВ/Te1-10-20/630 для секционной и фидерных ячеек.

В КРУ нет отдельных разъединителей, так как видимый разрыв создается с помощью выкатывания тележки КРУ в ремонтное положение.

Условия выбора:

1) По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}, \quad (38)$$

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}$$

2) По номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}, \quad (39)$$

$$2500 \text{ A} \geq 1375 \text{ A}$$

3) По предельному сквозному току КЗ - на электродинамическую

стойкость:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{п.о}}, \quad (40)$$

$$51 \text{ кА} \geq 13,09 \text{ кА}$$

$$I_{дин} \geq i_{уд}, \quad (41)$$

$$51 \text{ кА} \geq 29,62 \text{ кА}$$

4) По тепловому импульсу - на термическую стойкость

$$B_k = I_{п.о}^2 \cdot t_{откл}, \quad (42)$$

где: $I_{п.о}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ.

$t_{откл}$ – полное время отключения КЗ.

$$t_{откл} = t_{с.в.о} + t_{вв} + t_{рз}, \quad (43)$$

где: $t_{с.в.о}$ – собственное время отключения силового выключателя на КРУ

10 кВ, принимается 0,07 с; $t_{вв}$ – время выдержки времени, в соответствие со

ступенями селективности, принимается 3 с; $t_{рз}$ – время срабатывания

цифровой релейной защиты, принимается 0,05 с.

$$t_{откл} = 0,07 + 3 + 0,05 = 3,12 \text{ с}$$

$$B_{к.ном} \geq B_k, \quad (44)$$

$$B_k = 13,09^2 \cdot 3,12 = 534,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 534,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Все каталожные и расчетные величины выбора и проверки сведены в таблицу 10.

Таблица 10 – Условия выбора и проверки ячеек КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 1375 \text{ А}$	$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 29,62 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 534,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

КРУ марки К-61 удовлетворяет условиям проверки и может быть принято к эксплуатации.

6.1 Выбор и проверка силовых выключателей КРУ 10 кВ

Условия выбора:

1) По номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}, \quad (45)$$

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}$$

2) По номинальному току:

$$I_{ном} \geq I_{расч},$$

(46)

$$1600 \text{ А} \geq 1375 \text{ А}$$

3) По отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения:

$$I_{ном.отк} \geq I_{пт},$$

(47)

$$31,5 \text{ кА} \geq 13,09 \text{ кА}$$

б) на отключение аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{\alpha.ном} \geq i_{\alpha.\tau} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{ном.отк}, \quad (48)$$

$$\text{где: } \beta_{ном} = \frac{i_{\alpha.ном}}{\sqrt{2} \cdot I_{отк}}$$

$$\beta_{ном} = \frac{11,31}{\sqrt{2} \cdot 31,5} = 0,2 \quad (49)$$

$$i_{\alpha.\tau} = \sqrt{2} \cdot 0,2 \cdot 31,5 = 10,899 \text{ кА};$$

$$11,31 \text{ кА} \geq 10,899 \text{ кА}$$

4) По предельному сквозному току КЗ - на электродинамическую стойкость:

$$I_{дин} \geq I_{п.о}, \quad (50)$$

$$31,5 \text{ кА} \geq 13,09 \text{ кА}$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}, \quad (51)$$

$$31,5 \text{ кА} \geq 29,62 \text{ кА}$$

5) По тепловому импульсу - на термическую стойкость

$$B_k = I_{n.o}^2 \cdot t_{откл}, \quad (52)$$

где: $t_{откл}$ — полное время отключения КЗ, складывается из времени отключения выключателя, выдержки времени и времени действия РЗ; $I_{n.o}$ — периодическая составляющая тока трехфазного КЗ.

$$t_{откл} = t_{с.в.о} + t_{вв} + t_{рз}, \quad (53)$$

$$t_{откл} = 0,07 + 3 + 0,1 = 3,17 \text{ с}$$

$$B_{к.ном} \geq B_k, \quad (54)$$

$$B_k = 13,09^2 \cdot 3,17 = 543,17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 543,17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Все каталожные и расчетные величины выбора и проверки сведены в таблицу 11.

В вводных ячейках применяем ВВ/Тел-10-20/1600, в секционной и фидерных ячейках применяем ВВ/Тел-10-20/630

Таблица 11 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе вводного выключателя 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 1375 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n.o}^3 = 13,09 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{a.ном} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{a.т} = 10,899 \text{ кА}$	$i_{aт} \leq i_{a.ном}$
$i_{вкл} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 29,62 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n.o}^3 = 13,09 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 29,62 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n.o}^3 = 13,09 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 543,17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Таблица 12 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателя в секционную ячейку и на фидерные ячейки.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 688 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 8,53 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{а.ном} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 6,92 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$
$i_{вкл} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 22,92 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 13,09 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 29,62 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 13,09 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 543,17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Все выбранные выключатели на стороне 10 кВ полностью удовлетворяют условиям проверки.

6.2 Выбор трансформаторов тока

Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Трансформатор тока монтируется обычно со стороны отходящей линии силового выключателя. Однако, при необходимости, модуль трансформатора тока может быть также встроен в любом месте ячейки или установки. Токопроводы высокого напряжения образуют первичную обмотку. Сердечники со вторичными обмотками рассчитываются в соответствии с требованиями к количеству ответвлений, классу точности и мощности.

На стороне НН выбираем трансформатор тока в составе КРУ ТОЛ-СЭЩ-21-У2. Расчет производим аналогично. Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 13.

Таблица 13 - Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1500 \text{ А}$ $I_T^2 t_T = 20^2 \cdot 1 = 400 \text{ кА}^2 \text{ с}$ $S_{нагр} = 20 \text{ ВА}$ $Z_{2ном} = 0,46 \text{ Ом}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$ $I_{раб.маx} = 1375 \text{ А}$ $Z_2 = 4,61 \text{ Ом}$ $r_{приб} = 3,86 \text{ Ом}$ $r_{пр} = 0,7 \text{ Ом}$ $S_{пр.мин} = 0,11 \text{ мм}^2$ $S_{пр.ном} = 2,5 \text{ мм}^2$	$U_{ном} \geq U_{уст.а}$ $I_{ном} \geq I_{раб.маx}$ $Z_{2ном} \geq Z_2$

6.3 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

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

где: $S_{ном}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности; $S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Таблица 14 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка Р, Вт
Шины 10 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	8

Счетчик комплексный	2	СЕ 304	8
---------------------	---	--------	---

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{26^2 + 24,2^2} = 35,5 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 15.

Таблица 15 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТН-10 кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 60 \text{ ВА}$	$S_p = 35,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

6.4 Выбор ограничителей перенапряжения

Ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН) - электрические аппараты, назначение которых защита оборудования систем электроснабжения от грозовых и коммутационных перенапряжений. Главным элементом ОПН является нелинейный резистор – варистор. Варисторы - это полупроводниковые резисторы, в которых используется явление уменьшения сопротивления полупроводникового материала при возрастании приложенного напряжения.

Главное отличие материала нелинейных резисторов ограничителей от материала резисторов вентильных разрядников состоит в резко нелинейной вольт-амперной характеристики (ВАХ) и большей пропускной способностью. Применение в ОПН высоконелинейных резисторов позволило исключить из конструкции аппарата искровые промежутки, что устраняет большинство недостатков, типичных для вентильных разрядников.

Основной компонент материала резисторов ОПН – оксид (окись) цинка . Оксид цинка смешивают с оксидами других металлов – окисью и закисью кобальта, окисью висмута и др. Варисторы на основе оксида цинка являются системой последовательно– параллельно включённых р – n переходов. От этих р – n переходов и определяются нелинейные свойства варисторов, то есть

нелинейную зависимость величины тока, протекающего через варистор, от воздействующего на него напряжения.

В настоящее время варисторы для ограничителей изготавливаются как цилиндрические диски диаметром 28 – 150 мм, высотой 5 – 60 мм. На боковой части дисков при помощи метода металлизации наносятся алюминиевые электроды толщиной 0.05-0.30 мм. Так же боковые поверхности диска покрывают глифталевой эмалью, что способствует повышению пропускной способности при импульсах тока с крутым фронтом.

Диаметр варистора определяет пропускную способность варистора по току, а его высота - параметры по напряжению.

При изготовлении ОПН определенное количество варисторов соединяют последовательно в элемент называемый «колонка». В зависимости от необходимых характеристик ОПН и его исполнения и имеющихся на предприятии варисторов ограничитель может состоять из одной колонки, возможно состоящей из одного варистора, или из нескольких колонок, соединённых между собой параллельно или последовательно.

Для защиты электрооборудования от коммутационных или грозовых перенапряжений ОПН соединяют параллельно с оборудованием.

Выбор ОПН осуществляется в два этапа: предварительный выбор и окончательный выбор.

Первоначально ОПН выбирается по допустимому уровню напряжения по условию:

$$U_{нд} \geq \frac{U_{н.р.}}{\sqrt{3}}, \quad (56)$$

где: $U_{нд}$ – наибольшее допустимое напряжение ОПН; $U_{н.р.}$ – наибольшее рабочее напряжение сети (нормируется по ГОСТ 721).

Для повышения надежности ОПН выбирают с наибольшим длительно-допустимым рабочим напряжением выше на 2-5 % наибольшего уровня напряжения в точке установки ОПН.

Далее определяется расчетная величина рабочего напряжения ОПН:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{U_{max.раб}}{K_B}, \quad (57)$$

где: $U_{max.раб}$ – рабочее максимальное напряжение; K_B – коэффициент, определяющийся по кривым вида $K_B = f(\tau)$ (Рис.5.), учитывает величину допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия, исходя из условий теплового баланса.

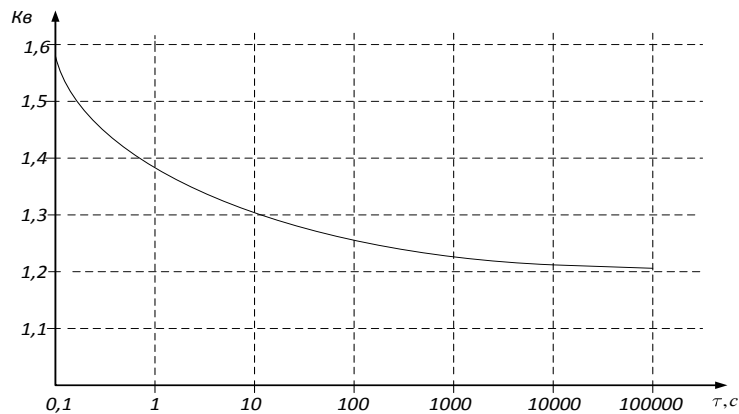


Рисунок – 5 График зависимости коэффициента K_B от длительности перенапряжения

Максимальное рабочее напряжение на подстанциях (на отправном конце линии) в нормальном режиме не должно быть более чем $1,2 \cdot U_{ном}$ в сетях до 35 кВ, $1,15 \cdot U_{ном}$ – в сетях 35-220 кВ.

Следующим этапом выбора ОПН является определение импульсного тока, протекающего через ОПН.

Если ОПН устанавливается на удаленном конце линии, то:

$$I_K = \frac{(U - U_{ост})}{Z_B}. \quad (58)$$

Если ОПН устанавливаем на питающем конце линии (на шинах питающей подстанции), то:

$$I_K = \frac{(U - U_{ост})}{Z_B} \cdot \left(1 + \frac{Z_B}{\beta \cdot L_{П}} \right), \quad (59)$$

где: U – амплитуда неограниченных перенапряжений, кВ; $U_{ост}$ – остающееся напряжение на варисторах ОПН при токе I_K , кВ; Z_B – волновое

сопротивление линии, Ом; L_{II} – предвключенная индуктивность питающей подстанции; β – расчетная частота;

Поскольку ток I_K зависит от $U_{ост}$, его значение определяется параметрами точки пересечения ВАХ ограничителя и нагрузочной кривой.

Ориентировочное значение I_K для ОПН разных классов напряжения и для установки на разных объектах приведены в таблице 15.

Таблица 15 - Характеристики коммутационных токов

$U_{ном}$, кВ	I_K для ОПН, устанавливаемых на подстанциях
10	200-500
35	350-600
110	300-500
220	400-600

При окончательном выборе определяется удельная энергоёмкость ОПН, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (60)$$

где: \mathcal{E} – энергия, поглощаемая ОПН; $U_{ном}$ – номинальное напряжение ОПН.

Поглощаемая ОПН энергия определяется по следующей формуле, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{(U - U_{ост})}{Z_B} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (61)$$

где: U – величина неограниченных перенапряжений, кВ; T – время распространения волны, мкс.; n – количество последовательных токовых импульсов.

На подстанции ОПН подключим к шинам ОРУ 220 кВ вблизи силового трансформатора. Трансформаторы напряжения на ОРУ 220 кВ будут находиться в зоне защиты данных ОПН. Для защиты силового трансформатора со стороны 10 кВ, а также КРУ 10 кВ устанавливаем ОПН на каждую секцию КРУ 10 кВ.

Со стороны 10 кВ трансформатора установка не производится ввиду того, что зона защиты ОПН, устанавливаемого на шинах КРУ 10 кВ, включает в себя силовой трансформатор из-за близкого их расположения [11].

Произведем выбор ОПН на стороне 10 кВ.

Допустимое рабочее напряжение на стороне 10 кВ:

$$U_{нд} \geq \frac{1,2 \cdot 10,5}{\sqrt{3}} = 7,3 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина напряжения ОПН, действующего в течение длительного времени (K_B определяется для времени 1200 с – стандартное значение, приводимое в каталогах):

$$U_{расч.ОПН} = \frac{7,3}{1,21} = 6 \text{ кВ.}$$

Исходя из расчетных условий выбираем ограничитель перенапряжений марки POLIM I-12N.

Таблица 16 - Основные технические характеристики POLIM I-12N

Напряжение сети, кВ	6-35
Номинальное напряжение ОПН, кВ	4-44
Номинальный разрядный ток 8/20 мкс, кА	10
Выдерживаемый импульсный ток: - 4/10 мкс, кА - 1,2/2,5 мс, А - прямоугольный импульс 2000 мкс, А	100 550 550
Класс разряда линии по МЭК 99-4	2
Удельная поглощаемая энергия, кДж/кВ Уном	5,5
Ток взрывобезопасности, кА	40
Изгибающий момент, Нм	2500

Аналогично выберем ОПН на стороне 220 кВ. Допустимое рабочее напряжение на стороне 220 кВ:

$$U_{нд} \geq \frac{1,15 \cdot 230}{\sqrt{3}} = 152,7 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина напряжения ОПН, действующего в течение длительного времени (K_B определяется для времени 1200 с – стандартное значение, приводимое в каталогах):

$$U_{расч.ОПН} = \frac{152,7}{1,21} = 126,2 \text{ кВ.}$$

Исходя из расчетных условий выбираем ограничитель перенапряжений марки Rexlim Q96XV123. Технические характеристики ОПН, принятого к установке, приведены в Таблице 17

Таблица 17 - Технические характеристики Rexlim Q96XV123

Напряжение сети, кВ	110-420
Номинальное напряжение ОПН, кВ	90-360
Номинальный разрядный ток 8/20 мкс, кА	10
Выдерживаемый импульсный ток: - 4/10 мкс, кА - 1,2/2,5 мс, А - прямоугольный импульс 2000 мкс, А	100 900 900
Удельная поглощаемая энергия, кДж/кВ Уном	4,5
Ток взрывобезопасности, кА	50
Изгибающий момент, Нм	2500

6.5 Выбор трансформаторов собственных нужд

К системе собственных нужд (СН) электрических подстанций предъявляют два основных требования: обеспечение надежности и экономичности работы механизмов СН. Также важным условием работы СН является обеспечение экономичности- в связи с большим потреблением электроэнергии на собственные нужды.

В зависимости от типа и мощности подстанции питание потребителей собственных нужд должно осуществляться от специально установленных трансформаторов. Такими потребителями являются: система охлаждения силовых трансформаторов, обогрев шкафов с установленной в них электроаппаратурой, система пожаротушения и другие. При установке трансформаторов мощность их берется по полной суммарной мощности потребителей собственных нужд:

$$S_{TCH} = \frac{\sum S_{CH}}{2 \cdot k_3} \quad (62)$$

Ориентировочные данные о мощности и потреблении на собственные нужды подстанции сведены в таблицу 18.

Таблица 18 – Мощности основных потребителей собственных нужд

№п/п	Потребители	Потребляемая мощность, кВА
1	Система охлаждения трансформаторов ТДН-10000/220/10	15x2
3	Подогрев выключателей и приводов на три полюса КРУЭ-220	30
4	Подогрев шкафов в КРУ	10
5	Подогрев релейного шкафа	5
6	Отопление, освещение, вентиляция КРУ	100
9	Эксплуатационные, ремонтные нагрузки	50
10	Освещение территории ПС	10
Итого		235

$$S_{TCH} = \frac{235}{2 \cdot 0,7} = 168 \text{ кВА}$$

На основании таблицы 18 для каждой секции шин выбирается к установке по одному трансформатору собственных нужд марки ТСЗ-250/10 кВ.

6.6 Выбор и проверка ошиновки 10 кВ.

В качестве токопровода для связи КРУ 10 кВ с автотрансформатором будем использовать жесткие шины.

Согласно ПУЭ сборные шины и ошиновка в пределах распределительных устройств по экономической плотности тока не выбираются, поэтому выбор производится по допустимому току $I_{\text{раб.маx}} = 1375 \text{ А}$.

Принимаем алюминиевые прямоугольного шины АДЗ1Т1 сечением 80x6 мм, с номинальным током $I_{\text{раб.маx}} = 1375 \text{ А}$.

$$I_{\text{раб.маx}} \leq I_{\text{НОМ}}$$

$$1375 \text{ А} \leq 1480 \text{ А}$$

Расположение шины-плашмя. Длина пролета между опорными изоляторами принимается равной $L = 1,5 \text{ м}$ [33].

Проверяем шины на термическую стойкость.

$$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 13,09^2 \cdot 1 = 171,34 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$171,34 \text{ кА}^2\text{с} \leq 2977 \text{ кА}^2\text{с}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}, \quad (63)$$

$$q_{\text{min}} = 145,44 \text{ мм}^2$$

где: $C=90$ - для алюминиевых шин.

$$q_{\text{min}} \leq q = S \quad (64)$$

$$S = a \cdot b = 80 \cdot 6 = 480,$$

где: a и b - ширина и толщина шины соответственно, взятые из выше названных условий.

$$154,44 \text{ мм}^2 \leq 480 \text{ мм}^2$$

Максимальное усилие, приходящиеся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a}, \quad (65)$$

где: $i_{\text{уд}}$ - ударный ток на шине, А.

a- расстояние между фазами, м.

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{22,92^2}{0,2} = 454,95 \text{ Н/м}$$

Напряжение в материале шины, возникающее из-за изгибающего усилия, Мпа:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{f \cdot L^2}{10 \cdot W_{\phi}}, \quad (66)$$

где: L- длина пролета между опорными изоляторами, м; W_{ϕ} - момент сопротивления шины.

$$W_{\phi} = \frac{10 \cdot L^2}{6} \quad (67)$$

$$W_{\phi} = \frac{10 \cdot 1,5^2}{6} = 3,75 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{454,95 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 3,75} = 27,3 \text{ МПа}$$

Для выбранной шины $\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$.

Шины считаются механически прочны, если $\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}}$.

$$27,3 \text{ МПа} < 75 \text{ МПа}$$

Следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого, а это значит, что они механически прочны.

Таблица 19 – Сопоставление данных для жестких шин в КРУ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{\text{ном}} = 1480 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 1375 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$B_{\text{к.ном}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 171,34 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к.ном}}$
$q = 480 \text{ мм}^2$	$q_{\text{min}} = 145,44 \text{ мм}^2$	$q_{\text{min}} \leq q$
$\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{расч}} = 27,3 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}$

6.7 Выбор аккумуляторных батарей

Для питания сетей управления, автоматики и сигнализации, а также для освещения станции используются установки постоянного тока с аккумуляторными батареями. В ряде случаев в качестве оперативного тока используется переменный ток или выпрямленный специальными тиристорными (вентильными) преобразователями постоянный ток. Использование переменного или выпрямленного оперативного тока позволяет отказаться от дорогостоящих мощных аккумуляторных батарей и существенно упростить оперативные цели.

Как правило, аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В.

Число основных элементов в батарее определяется:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (68)$$

Где: $U_{ш}$ – напряжение на шинах; $U_{ПА}$ – напряжение на элементе в режиме подзарядки.

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 108$$

Общее число элементов:

$$n = \frac{220}{1,75} = 125$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0, \quad (69)$$

$$n_{доб} = 125 - 108 = 17$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, \quad (70)$$

где: $I_{ав}$ - нагрузка установившегося получасового разряда; j

- допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1,05 \cdot \frac{549}{25} = 23,06$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера.

$$N = 24$$

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею СК – 24.

$$k_{пер} \cdot N \geq I_{Тmax}, \quad (71)$$

где: $I_{Тmax}$ - максимальный толчковый ток для данного вида батарей;

$I_{Тmax} = 1269$ А; $k_{пер} = 46$ – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot 24 = 1104 \text{ А}$$

Значение получилось меньше необходимого, следовательно, надо выбрать аккумулятор с другим типовым номером:

$$N \geq \frac{1269}{46} = 27,58$$

Окончательно принимаем к установке 125 аккумуляторных батарей марки СК – 28.

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{пз} \geq 0,15 \cdot N + I_{п}, \quad (72)$$

$$I_{пз} \geq 0,15 \cdot 28 + 20 = 24,2 \text{ А}$$

$$U_{пз} \geq 2,2 \cdot n_0, \quad (73)$$

$$U_{пз} \geq 2,2 \cdot 125 = 260 \text{ В}$$

Выбираем подзарядное устройство типа ВАЗП – 380/260 – 40/80.

6.8 Выбор системы оперативного тока

Комплекс источников питания, кабельных линий, шин питания переключающих устройств и других элементов оперативных цепей составляет системы оперативного тока данной электроустановки.

К системам оперативного тока предъявляют условия высокой надежности при коротких замыканиях и иных ненормальных режимах в цепях главного тока. На РУ используется следующие системы оперативного тока:

1) выпрямленный оперативный ток – система питания оперативных цепей переменным током, в которой переменный ток преобразуется в постоянный (выпрямленный) с помощью блоков питания и выпрямительных силовых устройств;

2) переменный оперативный ток – система питания оперативных цепей, при которой в качестве основных источников питания используются измерительные трансформаторы тока, напряжения, трансформаторы собственных нужд;

3) постоянный оперативный ток – система питания оперативных цепей, при которой в качестве источника питания используются аккумуляторная батарея;

4) смешанная система оперативного тока – система питания оперативных цепей, при которой применяются разные системы оперативного тока.

Из вышеописанного следует, что из условий проектируемой подстанции, по требованию высокой надежности, наиболее подходит только постоянный оперативный ток.

В качестве источника постоянного оперативного тока для подстанции применяется система выпрямленного оперативного тока, выбранные ранее аккумуляторные батареи будут использоваться только в качестве аварийного источника питания.

7 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

7.1 Расчёт заземлителя

Алгоритм расчёта заземлителей подстанции:

Контур сетки заземлителя выполняем таким образом, чтобы он выходил за границы оборудования по 2 м. Это необходимо для того, чтобы человек, при прикосновении к оборудованию находился в пределах заземлителя.

Площадь использования под заземлитель:

$$S = 3792 \text{ м}^2$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке выполненных в виде прутков диаметром равным:

$$d = 16 \text{ мм}$$

Необходимо произвести проверку заземлителя по следующим условиям:

Выполняем проверку сечения на механическую прочность:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2 = \pi \cdot 8^2 = 201 \text{ мм}^2 \quad (74)$$

Выполняем проверку сечения на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{\text{молн}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{20^2 \cdot 10^6 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 97,6 \text{ мм}^2 \quad (75)$$

где: $T = t_{OI} = 0,2$ с – время действия релейной защиты при его отключении;

$\beta = 21$ (для стали) – коэффициент термической стойкости.

Выполняем проверку на стойкость к коррозии:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) = 3,14 \cdot 0,102 \cdot (16 + 0,102) = 5,2 \text{ мм}^2 \quad (76)$$

$$\text{где, } S_{CP} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0 = 0,102 \quad (77)$$

где $T = 240$ мес – период пользования за 20 лет

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} \geq F_{КОР} + F_{T.C.} \text{ мм}^2 \quad (78)$$

$H = 2$ м – толщина сезонных изменений грунта, по которой принимается глубина заложения вертикальных прутков, что позволит принять $\rho = const$.

Проверка выполнения условия:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} = F_{КОР} + F_{Т.С.} \text{ мм}^2 \quad (79)$$

$$F_{M.П.} = 201 \geq F_{\min} = 102,8 \text{ мм}^2, \text{ принимаем } d = 16 \text{ мм}$$

Расстояние между полосами принимаем равным 8 м: $l_{П-П} = 8 \text{ м}$

Рассчитаем общую длину полос в сетке:

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot S}{l_{П-П}} = \frac{2 \cdot 3792}{8} = 948 \text{ м} \quad (80)$$

Окончательная длина горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} .

Рассчитаем число ячеек:

$$m = \frac{L_{Г}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{948}{2 \cdot \sqrt{3792}} - 1 = 7,69 \quad (81)$$

Принимаем: $m = 8$

Длина стороны ячейки:

$$a = \frac{\sqrt{S}}{m} = 8 \text{ м}$$

При выборе длины стороны ячейки должно выполняться условие:

$$1,25 \leq a \leq 40$$

$$1,25 \leq 8 \leq 40$$

Условие выполняется.

Рассчитаем длину горизонтальных полос:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot \sqrt{3792} \cdot (7 + 1) = 985 \text{ м} \quad (82)$$

Определяем количество вертикальных электродов.

Принимаем: $l_B = 3 \text{ м}$ - длина вертикального электрода;

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = \frac{4 \cdot \sqrt{3792}}{8} = 30,7 \quad (83)$$

Принимаем: $n_B = 31$

Рассчитываем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{ЭР}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{I}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (84)$$

где: $\rho_{\text{ЭР}}$ - удельное эквивалентное сопротивление грунта.

Выбираем глубину заложения заземлителей:

$$h_3 = 0 \div 0,1 \cdot \sqrt{S} \text{ м}$$

$$h_3 = 0 \div 10 \text{ м}$$

Принимаю: $h_3 = 0,7 \text{ м}$.

Расчётное удельное эквивалентное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{Э}} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k \quad (85)$$

где: ρ_1, ρ_2 – удельные электрические сопротивления верхнего и нижнего слоёв грунта, Ом/м.

k – коэффициент, рассчитываемый как:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{h_1}{l_B} \right), \text{ при } 1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10 \quad (86)$$

$$k = 0,43 \cdot \left(h_3 + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_B} \right), \text{ при } 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1 \quad (87)$$

Исходя из того, что $\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{40}{30} = 1,3$ расчёт коэффициента k производим по

следующей формуле:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{0,5}{5} \right) = 0,13$$

Определим расчетное удельное эквивалентное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{Э}} = 30 \cdot \left(\frac{40}{30} \right)^{0,13} = 31,1 \text{ Ом/м}$$

Найдем расчетное сопротивление искусственного заземлителя :

$$R = 30,8 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{3792}} + \frac{I}{985 + 31 \cdot 3} \right) = 0,23 \text{ Ом}$$

A_{\min} - коэффициент подобия;

Принимаем: $A_{\min} = 0,4$.

Рассчитаем импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_s + 320) \cdot (I_M + 45)}}; \quad (88)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{3792}}{(31,13 + 320) \cdot (20 + 45)}} = 2,01;$$

Определим импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R \cdot \alpha_u = 0,23 \cdot 2,01 = 0,46 \quad (89)$$

Условие $R_{II} < 0,5$ выполняется.

7.2 Молниезащита подстанции

Молниезащита - это комплекс защитных устройств, предназначенных для обеспечения безопасности людей, сохранности зданий и оборудования от возможных взрывов, пожаров и разрушений, возникающих при воздействии молнии. Защита электрооборудования подстанции от прямых ударов молнии осуществляется с помощью стержневых молниеотводов

Нормируется два вида зон:

Зона А - надежность зоны должна быть более 0,995 и $U \leq 500$ кВ;

Зона Б - надежность зоны должна быть более 0,95 и $U > 500$ кВ.

Расчет молниезащиты будем производить, ориентируясь на нормированную зону А, так как напряжение подстанции равно 220 кВ. На подстанции принимаем и устанавливаем 2 стержневых молниеотвода установленных на прожекторных мачтах, два дополнительных, установленных на порталах 220 кВ. Самое высокое из защищаемых сооружений – линейный портал 220кВ, высотой $h_x = 11,35$ м.

Т.к. в данной бакалаврской работе высота молниеотвода $h < 150$ м., то параметры внешней зоны защиты мы будем определять по следующим формулам:

$$h_0 = 0,85 \cdot h, \quad (90)$$

где: h_0 - эффективная высота молниеотвода, м; h - принятая высота молниеотвода, м.

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h)h, \quad (91)$$

где: r_0 - радиус зоны защиты на уровне земли, м.

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (92)$$

где: h_x - высота защищаемого объекта, м; r_x - радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта, м.

Сделаем расчет внутренней зоны защиты для молниеотводов М3 и М4, установленных на прожекторных мачтах. $h=31,75$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \times 31,75)31,75 = 32,45 \text{ м}$$

$$r_{c0} = 32,45 \text{ м}$$

Определим радиус зоны защиты на уровне линейного портала 220кВ. $h_x=11,35 \text{ м}$

$$r_x = \frac{32,45(26,78 - 11,35)}{26,78} = 18,7$$

Аналогичный расчет производим для молниеприемников М1 и М2.

Результаты расчета приведены в таблице 18.

Таблица 20 – Результаты расчета зоны защиты молниеотводов

Молниеотвод	Линейный портал 220кВ, М	Трансформатор, М	Земля, М
М1	6,36	14,03	20,54
М2			
М3	18,7	26,14	32,45
М4			

Внутренняя и внешняя зоны защиты молниеотводов показаны на листе в графической части.

8 РАСЧЕТ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРА

Всевозможные электрические системы должны быть надёжными, экономичными, удобными и безопасными в эксплуатации и обеспечивать потребителей электроэнергией требуемого качества. Значимую роль в выполнении этих требований играют устройства релейной защиты.

Для силовых трансформаторов учитывается релейная защита от повреждений и ненормальных режимов работы. К повреждениям относят:

- многофазные КЗ в обмотках и на выводах трансформатора;
- однофазные КЗ на землю в обмотках и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковые замыкания в обмотках. К ненормальным режимам относят: -
прохождение сверхтоков в обмотках при внешних КЗ;
- прохождение сверхтоков при перегрузках трансформатора;
- понижение уровня масла в маслонаполненных трансформаторах.

Устройство «Сириус-Т» считается сочетаемым микропроцессорным терминалом релейной защиты и автоматики. Устройство может применяться для защиты элементов распределительных сетей как самостоятельное устройство, так и совместно с другими устройствами РЗА (например, резервной защитой силового трансформатора, газовой защитой и т.д.).

Устройство микропроцессорной защиты «Сириус-Т» специализировано для выполнения функций основной защиты двухобмоточного (в том числе с расщепленной обмоткой) трансформатора с высшим напряжением 10-220 кВ. Также возможно использование в качестве дифференциальной защиты реактора или мощного синхронного двигателя. Содержит максимально-токовую защиту (МТЗ) ВН и МТЗ НН с внешним комбинированным пуском напряжения.

Функции защиты, производимые устройством:

- двухступенчатая МТЗ высшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения (по

дискретному входу). Предусмотрен автоматический ввод ускорения при включении выключателя ВН;

- защита от перегрузки с действием на сигнализацию;
- двухступенчатая дифференциальная токовая защита трансформатора (токовая отсечка и защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания); одна ступень МТЗ низшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения (по дискретному входу). Действие на отдельное реле МТЗ-НН и на общие реле отключения с разными временами. Предусмотрен автоматический ввод ускорения при включении выключателя НН;

- одна ступень МТЗ низшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения (по дискретному входу). Действие на отдельное реле МТЗ-НН и на общие реле отключения с разными временами. Предусмотрен автоматический ввод ускорения при включении выключателя НН;

Функции автоматики и сигнализации, производимые устройством:

- формирование сигнала устройством резервирования отказов выключателя (УРОВ) при отказах своего выключателя и исполнение входного сигнала УРОВ при отказах нижестоящих выключателей;

- контроль наличия питания терминала и его работоспособности;
- управление схемой обдува по двум критериям – ток нагрузки и сигналы от датчиков температуры;

- контроль небаланса в плечах дифференциальной токовой защиты с действием на сигнализацию;

- возможность подключения внешних защит, например, газовой защиты трансформатора ;

- выдача сигнала блокировки РПН при повышении тока нагрузки выше допустимого.

На рисунке 6 показано место установки защит трансформатора и точки повреждения, в которых необходимо знать токи КЗ для расчета установок защит.

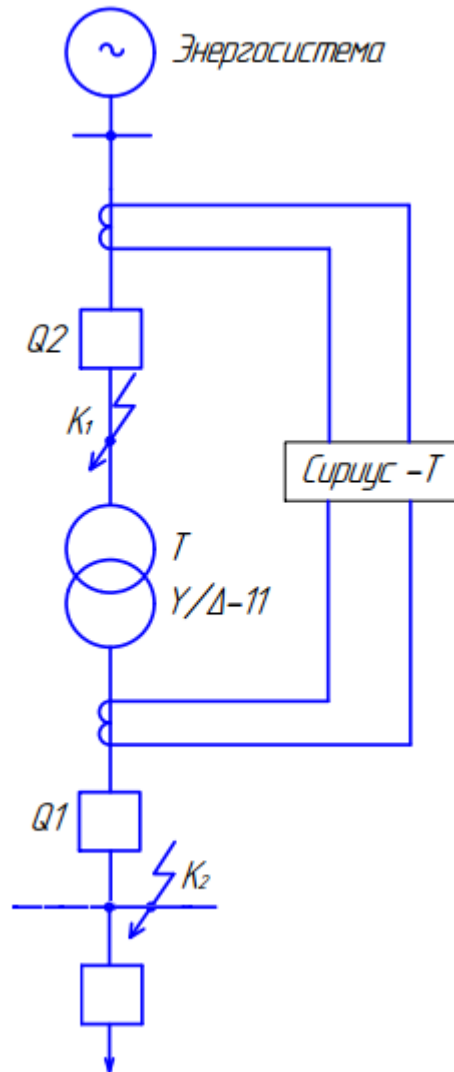


Рисунок 6 – Расположение точек КЗ для расчета уставок защит трансформатора

Исходные данные:

Двухобмоточный трансформатор 220/10 кВ мощностью 10000 кВА. С (РПН) $\pm 16\% \pm 9$ ступеней с системой охлаждения вида «Д».

8.1 Выбор общих параметров дифференциальной защиты

Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора соответствующий его номинальной мощности рассчитывается по формуле:

$$I_{НОМ.ПЕРВ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (93)$$

Первичный ток на стороне ВН равен:

$$I_{НОМ.ПЕРВ.ВН} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 25 \text{ А}$$

На стороне НН:

$$I_{НОМ.ПЕРВ.НН} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 525,5 \text{ А}$$

Коэффициент трансформации трансформаторов тока определяется по формуле:

$$K_I = \frac{I_{ПЕРВ.ТТ}}{I_{ВТОР.ТТ}} \quad (94)$$

Коэффициент трансформации для стороны ВН равен:

$$K_{IB} = \frac{25}{5}$$

На стороне НН:

$$K_{IH} = \frac{600}{5} \quad (95)$$

Коэффициент схемы соединения обмоток трансформаторов тока для обоих трансформаторов равен 1.

Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора:

$$I_{НОМ.ВТОР} = \frac{I_{НОМ.ПЕРВ}}{K_I} \cdot k_{сх}. \quad (96)$$

На стороне ВН вторичный ток в плечах защиты равен:

$$I_{НОМ.ВТОР.ВН} = 5 \text{ А};$$

На стороне НН:

$$I_{НОМ.ВТОР.НН} = 4,375 \text{ А}.$$

Рассчитанные базисные токи сторон проверяем на попадание в допустимый диапазон выравнивания, определяемый номинальным током входа устройства. Для $I_{НОМ} = 5$ базисные токи должны входить в диапазон (1,01 – 10,00) А. Значения 5 и 4,375 укладываются в указанный диапазон.

8.2 Выбор уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ-1)

Так как защиты трансформатора подключены к трансформаторам тока, установленным на стороне высшего напряжения трансформатора, поэтому необходимо знать, какие токи протекают по ним при повреждении на шинах низшего напряжения. Приведение токов КЗ к стороне ВН трансформатора выполняется по формуле:

$$I_{КЗ}^{(3)ВН} = \frac{I_{КЗ}^{(3)НН}}{K_T} \quad (97)$$

где: K_T – коэффициент трансформации силового трансформатора.

Максимальный ток внешнего КЗ равен:

$$I_{КЗ}^{(3)ВН} = 5400 \text{ А}$$

Расчетный ток максимального внешнего КЗ приведенный к номинальному току трансформатора (в относительных единицах) определяется по формуле:

$$I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС*} = \frac{I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС}}{I_{НОМ.ВН}} \quad (98)$$

$$I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС*} = 14,6 \text{ о.е.}$$

Установка дифференциальной отсечки рассчитывается по формуле:

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} \geq k_{ОТС} \cdot k_{НБ} \cdot I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС*} \quad (99)$$

где: $k_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2.; $k_{НБ}$

– отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ, принимаем равным 0,7.

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 14,6 = 12,26$$

Принимается ближайшая большая величина уставки дифференциальной отсечки $\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} = 12,3$

Действительный ток срабатывания дифференциальной отсечки будет равен:

$$I_{\text{ДИФ}} = 12,3 \cdot 25 = 307 \text{ А}$$

Проверим коэффициент чувствительности дифференциальной отсечки при КЗ на стороне ВН по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{ДИФ}}} \quad (100)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{4680}{307} = 15,25 \geq 2$$

Отсюда следует, что дифференциальная отсечка устройства «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям по коэффициенту чувствительности.

8.3 Выбор уставок чувствительности дифференциальной защиты (ДЗТ-2)

Расчетный ток небаланса при протекании тока равного базисному (в относительных единицах):

$$I_{\text{НБ.РАСЧ}} = K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{ПБВ}} + \Delta f_{\text{добав}} \quad (101)$$

где: ε – относительное значение полной погрешности ТТ, принимается равным 0,1; $K_{\text{ПЕР}}$ – коэффициент, учитывающий переходной режим, принимается равным 2; $K_{\text{ОДН}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока, принимается равным 1; $\Delta f_{\text{добав}}$ – добавочная погрешность обусловленная неточностью задания номинальных токов, принимается равным 0,04.

$$I_{\text{НБ.РАСЧ}} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,17 + 0,04 = 0,41 \text{ о.е.}$$

Для выбора установки срабатывания должно выполняться условие:

$$\frac{I_{\text{отс}}}{I_{\text{баз}}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ}} \quad (102)$$

$$1,3 \cdot 0,41 = 0,49$$

Значение базовой установки срабатывания принимаем равное 0,5.

Коэффициент снижения тормозного тока определяется по формуле:

$$K_{\text{СН.Т}} = 1 - 0,5 \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ}} \quad (103)$$

$$K_{\text{СН.Т}} = 1 - 0,5 \cdot 0,41 = 0,795.$$

Расчетный коэффициент торможения в процентах:

$$K_{ТОРМ} = \frac{100 \cdot I_{ДИФ}}{I_{ТОРМ}} = \frac{100 \cdot K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ.}}{K_{СН.Т}}. \quad (104)$$

$$K_{ТОРМ} = \frac{100 \cdot 1,3 \cdot 0,41}{0,795} = 59\%.$$

Значение установки второй точки излома $\frac{I_{m2}}{I_{НОМ}}$ имеет пределы $(1-2) \cdot I_{НОМ}$.

Для нашего расчета принимаем значение равное 2.

Значение установки блокировки по второй гармонике $\frac{I_{\partial 2}}{I_{\partial 1}}$ имеет пределы

(0,06 – 0,2). Принимаем значение равное 0,15.

8.4 Расчет уставок токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) защиты трансформатора

Токовая отсечка контролирует три фазных тока высшей стороны трансформатора $I_{А\text{ ВН}}$, $I_{В\text{ ВН}}$, $I_{С\text{ ВН}}$ и предназначена для защиты от всех видов коротких замыканий. Она отстраивается от максимального тока внешнего короткого замыкания.

$$I_{ТО} \geq k_{ОТС} \cdot I_k^{(3)}, \quad (105)$$

где: $k_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, учитывающий ошибку в определении токов, принимаем равным 1,3.

Ток срабатывания реле токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) равен:

$$I_{СР.ТО} \geq \frac{I_{ТО} \cdot k_{СХ}}{k_{ТТ.ВН}}, \quad (106)$$

$$I_{СР.ТО} \geq \frac{7020 \cdot 1}{25 / 5} = 1404 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-1 ВН может изменяться от 0,40 до 1500,00 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки токовой отсечки принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве «Сириус-Т».

Принимаем $I_{СР.ТО} = 1404,01 \text{ А}$

Далее необходимо рассчитать действительный ток срабатывания токовой отсечки по формуле:

$$I_{TO} = \frac{I_{CP.TO} \cdot k_{TT.BH}}{k_{cx}}, \quad (107)$$

$$I_{TO} = \frac{1404,01 \cdot 25 / 5}{1} = 7020,05 \text{ A}$$

Таким образом, выполняем резервную защиту трансформатора токовой отсечкой (МТЗ-1 ВН) с использованием устройства «Сириус-Т». Выбираем время срабатывания токовой отсечки. Так как уставка токовой отсечки выбрана то токовая отсечка будет действовать только при повреждениях в трансформаторе, и поэтому выдержка времени токовой отсечки берется $t_{то}=0,1$ с.

8.5 Расчет уставок максимальной токовой защиты стороны ВН трансформатора (МТЗ-2 вн)

МТЗ ВН используется для защиты от всех видов междуфазных коротких замыканий и для резервирования основных защит трансформатора, устанавливается на стороне высшего напряжения. МТЗ отстраивается от максимального тока нагрузки, в максимальном режиме.

В соответствии с разделом «Выбор уставок токовой отсечки и максимально токовой защиты» при расчете уставок МТЗ-2 ВН следует принимать следующие параметры: коэффициент возврата реле – $k_B = 0,92$; коэффициент запаса для отстройки от тока нагрузки – $k_{ОТС} = 1,2$; коэффициент согласования с защитами предыдущих линий – $k_C = 1,1$.

Ток срабатывания МТЗ определяется по формуле с учетом следующих коэффициентов:

Коэффициент отстройки $k_{ОТС} = 1,2$;

Коэффициент самозапуска двигателей $k_{ЗАП} = 1,5$;

Коэффициент возврата МТЗ ВН» $k_B = 0,92$

Ток срабатывания МТЗ-2 ВН равен:

$$I_{МТЗ} \geq \frac{k_{ОТС} \cdot k_{ЗАП}}{k_B} \cdot I_{НОМ.ПЕРВ.ВН}, \quad (108)$$

$$I_{МТЗ} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,92} \cdot 25 = 97,8 \text{ A}$$

Максимально-токовая защита подключена к тем же трансформаторам тока, что и токовая отсечка со схемой соединения в звезду. Ток срабатывания реле максимально-токовой защита (МТЗ-2 ВН) равен:

$$I_{CP.MT3} \geq \frac{I_{MT3} \cdot k_{cx}}{k_{TT.VH}}, \quad (109)$$

$$I_{CP.MT3} \geq \frac{97,8 \cdot 1}{25 / 5} = 19,56 \text{ A}$$

Выбираем время срабатывания максимально-токовой защиты (МТЗ-2 ВН) устройства «Сириус-Т» по следующей формуле:

$$t_{MT3} = t_{max} + \Delta t, \quad (110)$$

где: t_{max} – максимальное время защит линий отходящих от шин НН трансформатора; Δt – ступень селективности, принимаем равным 0,5 с.

$$t_{MT3} = 2 + 0,5 = 2,5 \text{ с}$$

Используем выдержку времени в МТЗ-2 ВН устройства «Сириус-Т».

8.6 Расчет уставок защиты от перегрузки трансформатора.

Защита от перегрузки устанавливается, как правило, на питающей стороне трансформатора и функционирует на сигнал. С целью контроля перегрузки двухобмоточного трансформатора достаточно наблюдать за токами в одной из его обмоток. С целью комфорта использования устройства «Сириус-Т» можно вводить контроль токов как в обмотке стороны ВН трансформатора, так и в обмотке стороны НН.

Установки задаются во вторичных значениях токов своей стороны напряжения, то есть приведение тока не используется.

Установка сигнала перегрузки определяется по формуле:

$$I_{ПЕР} \geq \frac{k_{ОТС}}{k_B} \cdot I_{НОМ.ВТОР.ВН}, \quad (111)$$

где: $k_{ОТС}$ – коэффициент отстройки защиты от перегрузки, равен 1,05; k_B – коэффициент возврата токового реле устройства «Сириус-Т», равен 0,92; $I_{НОМ.ВТОР.ВН}$ – номинальный вторичный ток трансформатора на стороне установки защиты от перегрузки.

$$I_{\text{ПЕР.ВН}} = \frac{1,05}{0,92} \cdot 5 = 5,7 \text{ А}$$

$$I_{\text{ПЕР.НН}} = \frac{1,05}{0,92} \cdot 4,375 = 4,99 \text{ А}$$

Время срабатывания защиты от перегрузки равно:

$$t_{\text{ПЕРЕГР}} = t_{\text{МТЗ}} + \Delta t = 2,5 + 0,5 = 3 \text{ с}$$

Используем выдержку времени « $t_{\text{ПЕРЕГР}}$ » в устройстве «Сириус-Т».

8.7 Газовая защита трансформатора

Газовая защита считается наиболее чувствительной защитой трансформаторов от повреждений его обмоток и особенно витковых замыканий, на которые дифференциальная защита реагирует только при

замыкании большого числа витков, а МТЗ и отсечки не реагируют совсем. Формирование газов в кожухе трансформатора и движение масла в сторону расширителя могут служить признаком дефекта внутри трансформатора.

Основным компонентом газовой защиты является газовое реле. В нашем примере на трансформаторе установлено реле типа ВФ-80/Q, которое имеет квадратный фланец с проходным отверстием 80 мм. В соответствии с требованиями ПУЭ схемой защиты трансформатора предусматривается возможность перевода действия отключающего контакта газового реле (кроме отсека РПН) на сигнал и выполнено разделение сигнализации от сигнального и отключающего контактов.

Газовая защита трансформаторов выполняется при помощи специальных газовых реле, монтируемых в металлический кожух, вставленных в маслопровод между баком и расширителем. Нормально реле заполнено маслом. Кожух реле имеет смотровое стекло со шкалой, указывающая на количество скопившегося в реле газа. В верхней части реле имеются кран с целью выпуска газа и зажимы с целью подключения проводов к контактам, расположенным внутри реле.

В стандартном состоянии, когда реле полностью заполнено маслом, поплавков всплывает и его контакт при этом разомкнут. При медленном газообразовании газы, поднимающиеся к расширителю, постепенно заполняют

реле и вытесняют масло. С понижением уровня масла поплавков, снижаясь, поворачивается на своей оси, при этом происходит замыкание ртутных контактов и посылается предупреждающий сигнал.

При последующем медленном газообразовании реле подействовать на отключение не может, так как оно заполняется газом лишь до верхней кромки отверстия, после чего газы будут проходить в расширитель.

Нижний поплавок, находящийся напротив отверстия маслопровода, является отключающим компонентом. Если газообразование происходит быстро, то возникает сильный поток газов из трансформатора в расширитель через газовое реле, при этом нижний поплавок опрокидывается, замыкает ртутные контакты, что приводит в действие аппарат, отключающий трансформатор.

Так как при коротких замыканиях внутри бака трансформатора сразу возникает быстрое газообразование, отключение трансформатора происходит моментально, через 0,1—0,3 с. Несколько позже, уже после отключения трансформатора срабатывает и сигнализация.

Для трансформаторов мощностью 6300 кВА и выше установка газовой защиты обязательна. Для трансформаторов мощностью от 1000 до 4000 кВА она необходима только при отсутствии дифференциальной или максимально-токовой защиты с выдержкой времени 0,5—1 с. Для трансформаторов мощностью 400 кВА и выше, устанавливаемых внутри цеха, газовая защита обязательна.

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

9.1 Безопасность

КРУЭ гарантирует высокую степень безопасности по отношению к воздействиям, которые могут причинить ущерб персоналу, так как токоведущие части высокого напряжения окружены заземленной оболочкой. Тем не менее, оборудование КРУЭ способно представлять потенциальные угрозы вследствие:

- высокого номинального давления изоляционной среды изнутри оболочки КРУЭ;

- снижения давления в аварийных условиях при воздействии внутренней дуги, поскольку в экстренных условиях дуга может прожечь оболочку КРУЭ. Данные явления приводят к непредвиденному выбросу горячего газа;

- трудности монтажа при вводе оборудования в эксплуатацию и при ремонте со сменой элементов;

- вероятного возникновения большой концентрации элегаза при разгерметизации объёмов КРУЭ, а также вредоносных продуктов распада элегаза при дефекте КРУЭ с коротким замыканием.

9.1.1 Требования по безопасности персонала, обусловленные особенностями конструкции КРУЭ

КРУЭ гарантирует защиту персонала от произвольного прикосновения к токоведущим частям, заключенным в оболочки, проникновения твердых тел (степени защиты оболочек). Степень защиты внешних оболочек согласно ГОСТ 14254-96 – IP55.

Изоляция основных цепей КРУЭ, с неполной или абсолютной изоляцией элегазом, цепей управления, вспомогательных цепей и вторичных обмоток измерительных трансформаторов соответствует требованиям ГОСТ 1516.3.

Температура нагрева элементов оболочек КРУЭ:

- доступных для прикосновения, в нормальных условиях обслуживания оборудования – не больше 70 °С;

- не доступных для прикосновения в нормальных условиях обслуживания оборудования – не больше 80 °С.

Конструкция опорных изоляторов учитывает воздействие наибольшего возможного в эксплуатации давления газа и динамические действия от токов короткого замыкания, протекающих по токопроводам, подсоединённым к изоляторам.

Для компенсации изменения размеров ячейки из-за изменения температуры, а также, произвольными отклонениями при изготовлении и монтаже должны быть предусмотрены компенсационные устройства для обеспечения соединений смежных ячеек и, при необходимости, элементов внутри ячейки.

Цепи заземления КРУЭ устойчивы к влиянию сквозных токов короткого замыкания продолжительностью протекания тока термической стойкости.

Зажимы заземления КРУЭ выполнены по ГОСТ 21130 и соответствуют ГОСТ 12.007.0. Метод подключения КРУЭ к контуру заземления в эксплуатационной документации. Не разрешается использование для заземления болтов, винтов, шпилек выполняющих роль крепежных деталей.

Болт (винт, шпилька) для заземления расположена на изделии в безопасном и подходящем для подключения заземляющего проводника месте. Около места, в котором должно исполняться присоединение заземляющего проводника, обязан быть помещен нанесенный различным методом (например, при помощи краски) нестираемый при эксплуатации знак заземления .

Заземляемые компоненты в пределах ячейки КРУЭ до зоны подключения к корпусу внешних заземляющих проводников рассчитаны на полный ток короткого замыкания на землю. Все подлежащие заземлению компоненты приборов и аппаратов, установленных в ячейке КРУЭ, имеют непосредственный электрический контакт с корпусом ячейки КРУЭ. Роль сопротивления среди каждой доступной прикосновению металлической нетоковедущей частью КРУЭ, которая может быть под напряжением, и местом присоединения корпуса ячейки к заземляющей магистрали (заземляющим болтом) не должно быть выше 0,1 Ом.

С целью предоставления заземления все корпуса компонентов токоведущего контура в пределах КРУЭ электрически соединены друг с другом. Корпуса компонентов ячейки имеют зоны для подсоединения к контуру заземления. Выбор сечения шин заземления и шин, расположенных в контуре заземления КРУЭ, а также расчет контура заземления был произведен исходя из значений тока термической стойкости.

Шины заземления различных полюсов КРУЭ соединены в контуре заземления распределительного устройства обной заземляющей шиной.

Заземляемые компоненты в зоне ячейки КРУЭ до места присоединения к внешним заземляющим проводникам рассчитаны на полный ток короткого замыкания на землю. Все подлежащие заземлению компоненты приборов и аппаратов, установленных в ячейке КРУЭ, имеют непосредственный электрический контакт с корпусом ячейки КРУЭ.

Для ограничения шагового напряжения и напряжения касания при длине токопровода больше десяти метров промежуточные шины заземления, отходящие к контуру заземления КРУЭ, установлены на расстоянии шестьдесят метров.

В ячейках КРУЭ прокладывание вспомогательных цепей выполняется в экранированных оболочках, защищенных от коррозии. В местах крепления проводов под металлические крепежные детали (скобы, хомуты и т. д.) подложены изолирующие ленты.

Элегаз — газ без запаха и цвета, в пять раз тяжелее воздуха, не токсичен, не горюч, не поддерживает горения, не взрывоопасен, не образует взрывоопасных смесей, является химически инертным соединением, физиологически безвреден.

Опасность работы с чистым элегазом связана с особенностью элегаза заполнять углубления (траншеи, кабельные каналы, закрытые помещения), вытесняя из них воздух, создавая атмосферу, негодную для дыхания. Наибольшая допустимая концентрация элегаза в воздухе рабочей зоны производственных помещений составляет 5000 мг/м^3 .

При выполнении каких-либо работ с элегазом и элегазовым оборудованием (заполнение, дозаполнение, отбор пробы на анализ и т.д.) в помещении запрещается курить, использовать нагревательные приборы и открытое пламя.

При выбросе чистого элегаза немедленно производится включение аварийной вентиляции на срок, обеспечивающий уменьшение концентрации. Категорически запрещается оставлять открытыми сосуды заполненные элегазом.

При электрическом пробое изоляции элегазового оборудования, а также при коммутациях в элегазе, происходит накопление в оборудовании вредных для здоровья человека газообразных (фтор, фтористый водород, низшие фториды серы и продукты их гидролиза) и твердых (фториды, сульфиды и другие соединения металлов, на которых горела дуга) веществ. Эти продукты разложения элегаза ядовиты и обладают резким, специфическим запахом. При аварийном выбросе элегаза из аппарата (в результате разрыва мембраны, прожога оболочки) необходимо включить аварийную вентиляцию и проветрить помещение до снижения концентрации вредных веществ.

При надобности экстренного выполнения работ в помещении, воздух которого загрязнен продуктами разложения элегаза, необходимо воспользоваться изолирующим сертифицированным противогазом: если выброс элегаза в расчете на объем помещения не превышает 1 % по объему и в помещении отсутствует углубление, предрасположенное к затоплению, то для работы возможно использования фильтрующий противогаз.

Перед вскрытием элегазового аппарата должен быть откачен элегаза или продуктов распада элегаза с применением дополнительного адсорбционного фильтра-поглотителя для удаления продуктов разложения и отвакуумирован.

Удаление твердых продуктов разложения элегаза из аппарата производится пылесосом с дополнительным бумажным фильтром с применением специальных средств защиты персонала – костюма, респиратора, рукавиц, бахил. Адсорбент должен быть нейтрализован щелочью или водой. Хлопчатобумажные средства защиты подлежат нейтрализации в стиральной

машинке.

9.1.2 Требования безопасности при обслуживании КРУЭ

Температура на поверхности органов управления, предназначенных для выполнения операций без применения индивидуальной защиты рук, а также для выполнения операций в аварийных ситуациях во всех случаях, не должна превышать 40 °С для органов управления, выполненных из металла, и 45 °С – для выполненных из материалов с низкой теплопроводностью.

Рукоятки приводов заземлителей окрашены в красный цвет. При съемных рукоятках полоса красного цвета шириной не менее 20 мм должна быть нанесена также на привод заземлителей или должен быть окрашен элемент привода.

Усилие, необходимое для оперирования разъединителем и заземлителем, прикладываемое к рукоятке привода, требующей поворота привода до одного оборота, не должно превышать 250 Н.

На протяжении угла поворота до 15° включительно допускается амплитудное значение усилия, равное 450 Н.

Усилие, необходимое для оперирования разъединителем и заземлителем, прикладываемое к рукоятке привода, вращаемой более одного оборота, должно быть не более 60 Н с возможным увеличением усилия до 120 Н на протяжении не более 10 % общего числа требуемых оборотов.

Шкафы элементов КРУЭ выдерживают не менее 2000 открываний и закрытий дверей.

Разъемные контактные соединения вспомогательных цепей выдерживают не менее 500 включений и отключений.

В ячейках КРУЭ предусмотрены блокировки, указанные в ГОСТ 12.2.007.4:

а) блокировка, не допускающая включение или отключение разъединителей при включенном выключателе первичной цепи;

б) блокировка между разъединителем и заземлителем, не допускающая включение разъединителей при включенных заземлителях, либо включение заземлителей при включенных разъединителях;

в) блокировка, исключая работу электродвигателей приводов разъединителей и заземлителей при их оперировании с помощью рукоятки.

Кроме того, предусмотрено наличие сигнализации для случаев, когда плотность изолирующего газа снижается до минимальной плотности.

Двери шкафов элементов КРУЭ имеют замки, которые открываются одним ключом.

9.2 Экологичность

Загрязнение окружающей среды трансформаторным маслом.

Вследствие механических повреждений наружного корпуса силового трансформатора высока вероятность растекания технического (трансформаторного) масла на землю. Чтобы предотвратить процесс растекания масла и избежать распространения пожара на подстанции, при возгорании силовых трансформаторов с массой масла свыше 1 тонны, на подстанции устанавливают маслосборники, маслоприемники и маслоотводы.

На проектируемой подстанции «СК-1» установлены два силовых трансформатора марки ТДН-10000/220/10. Параметры трансформатора этой марки представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Параметры трансформатора ТДН-10000/220/10

Тип трансформатора	Мощность, МВА	Масса, т		Габариты, мм		
		полная	масла	H	L	B
ТДН-10000/220/10	10	61,5	14,74	6000	6500	4000

Так как масса трансформаторного масла меньше 20т., то согласно маслоприемник под трансформатор выполняем без отвода масла. Габариты маслоприемника для силового трансформатора марки ТДН-10000/220/10 должны выступать за габариты электрооборудования более чем на 1,5 м.

При этом габарит маслоприемника принимается согласно меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородок располагаемых от трансформатора на расстоянии не менее 2м.

Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100% объема масла, залитого в трансформатор, и 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью $0,2 \text{ л/с}\cdot\text{м}^2$ в течение 30 мин.

Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла производится передвижными средствами. При этом выполняется простейшее устройство для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике.

На ПС НПС-23 установлен маслоприёмник без отвода масла, заглубленной конструкции с установкой металлической решётки на нём (поверх решётки насыпан гравий толщиной слоя $0,25 \text{ м}$).

Гравийная засыпка маслоприемника должна содержаться в чистом состоянии и промываться не реже одного раза в год, а в случае невозможности её промывки (образование твёрдых отложений, появление растительности) должна осуществляться замена гравийной засыпки.

Трансформаторы мощностью 10 МВА на напряжение 220 кВ , установленные на ПС НПС-23 по паспортным данным имеют полную массу $61,5 \text{ т}$. Масса масла в трансформаторе составляет $14,74 \text{ т}$, а его объем вычисляется по выражению:

$$V = \frac{m}{\rho_M} = \frac{14,74}{0,895} = 16,5 \text{ м}^3 \quad (112)$$

где: ρ_M - плотность трансформаторного масла, для масла марки Т-750 –
 $\rho_M = 895 \text{ кг/м}^3$

Маслоприемник так же должен вмещать 80% воды от пожаротушения, поступающей в течении 30 минут со скоростью $0,2 \text{ л/с}\cdot\text{м}^2$. Определим, сколько воды расходуется за этот период ($30_{\text{мин}} = 1800_{\text{сек}}$):

$$Q_B = 0,2 \cdot 1800 = 360 \text{ л/м}^2$$

Зная габариты трансформатора, найдём площадь поверхности на которую поступает вода на пожаротушение.

$$S' = 2 \cdot [(H \cdot B) + (H \cdot L)] = 2 \cdot [(6 \cdot 4) + (6 \cdot 6,5)] = 63 \text{ м}^2 \quad (113)$$

Зная площадь поверхности на которую поступает вода и её количество, можно найти объём воды необходимый на пожаротушение.

$$V' = S' \cdot 360 \cdot 0,001 \cdot \frac{80\%}{100\%} = 18,14 \text{ м}^3 \quad (114)$$

Зная объём воды и объём масла, можно найти полный объём маслоприемника.

$$V = V' + V = 16,5 + 18,14 = 34,64 \text{ м}^3 \quad (115)$$

Площадь маслоприёмника:

$$S = L' \cdot B' = 9,5 \cdot 7 = 66,5 \text{ м}^2 \quad (116)$$

где: $L' = L + \Delta = 6,5 + (2 \cdot 1,5) = 9,5 \text{ м}$ - длина трансформатора с учетом выступов за габариты единичного электрооборудования; $L = 6,5 \text{ м}$ - длина трансформатора; $\Delta = 1,5 \text{ м}$ - размер выступа за габариты единичного электрооборудования, зависящий от массы трансформаторного масла находящегося в электрооборудовании, при массе трансформаторного масла от 10 до 50 т; $B' = B + \Delta = 4 + (2 \cdot 1,5) = 7 \text{ м}$ - ширина трансформатора с учетом выступов за габариты единичного электрооборудования; $B = 4 \text{ м}$ - ширина трансформатора.

Для трансформатора ТДН-10000/220/10 выбираем маслоприемник прямоугольной формы, заглубленного исполнения, объемом 35 м^3 . На маслоприемник устанавливаем металлическую решетку, а поверх нее производим засыпку гравием или щебнем толщиной слоя $0,25 \text{ м}$.

Вычислив объем занимаемый маслом, водой, и рассчитав площадь , маслоприемника, можно определить его глубину.

Глубина маслоприемника определяется по формуле:

$$h = \frac{V}{S} + h_1 + h_2 = \frac{34,64}{66,5} + 0,25 + 0,05 = 0,85 \text{ м} \quad (117)$$

где: $h_1 = 0,25 \text{ м}$ - толщина гравийной засыпки; $h_2 = 0,05 \text{ м}$ - воздушный промежуток между решеткой и маслом.

Схема маслоприёмника приведена на рисунке 7.

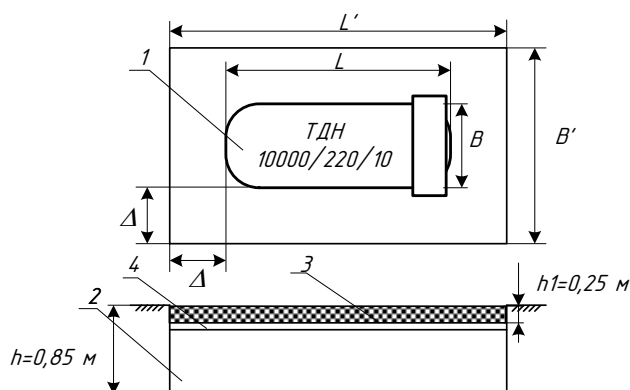


Рисунок 7 - Схема маслоприёмника

На рисунке 7 показаны:

1 – трансформатор; 2 – маслоприёмник; 3 – гравийная засыпка; 4 – воздушный зазор между решеткой и трансформаторным маслом;

При загрязнении трансформаторного масла требуется его замена на свежее. Для этого производится слив масла из трансформаторов.

Перед началом сливных операций должны проверяться правильность открытия всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений гибких шлангов и труб.

Наконечники шлангов должны изготавливаться из материала, исключающего возможность искрообразования при ударе.

Нижний слив масла допускается только через герметизированные сливные устройства.

Запрещается слив масла в открытые сливные люки, а также во время грозы.

При открытии сливных устройств должны применяться инструмент, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, не дающие искрообразования.

Во время слива указанного вида жидкости должны применяться переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания.

При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или

маслоприёмнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

Маслоочистительные установки (сепараторы), установленные стационарно, должны иметь исправную дренажную систему, а приёмный бак грязного масла – мерное стекло с защитным кожухом от повреждений. Под фильтр - прессами должны устанавливаться поддоны для сбора масла и удаления его в специальную ёмкость.

Слив масла из трансформаторов и реакторов на ремонтной площадке должен осуществляться путём подключения переносных шлангов к централизованной разводке маслопроводов маслохозяйства и с использованием специальных баков для этих целей. После сливных операций необходимо убирать всё пролитое масло.

9.3 Чрезвычайная ситуация

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на станции и основные противопожарные мероприятия.

Пожарная опасность электроустановок связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические искры, дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности электрических машин и аппаратов.

Порядок тушения пожара на энергообъекте:

1) Первый заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель объекта.

Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

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

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

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

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

Для пожаротушения трансформаторов 10 МВ·А на подстанции может быть предусмотрена автоматическая система пожаротушения распыленной водой, включающая в себя насосную станцию пожаротушения с насосами ДЗ20-50, камеру переключения задвижек, сухотрубопроводов, трубную обвязку автотрансформаторов с оросителями ОПДР-15 и пожарные резервуары.

Аппаратная маслохозяйства и насосная станция пожаротушения оборудуются пожарными кранами для внутреннего пожаротушения с расходом 5 л/с.

Наружное пожаротушение осуществляется передвижными устройствами от пожарных гидрантов с расходом 10 л/с.

Кроме этого, как уже было сказано, с целью ограничения пожара в случае загорания масла под трансформатором оборудуется специальная маслоприемная яма, покрытая решеткой, поверх которой насыпают гравий. При пожаре трансформатора масло из бака через нижний спускной кран сливают через гравий в яму.

Пуск средств пожаротушения осуществляется при срабатывании датчика пожарной сигнализации в помещении и при срабатывании защит автотрансформатора, реагирующих на внутренние повреждения (газовой или дифференциальной).

Автоматический пуск должен дублироваться дистанционным пуском со щита управления и ручным пуском у места установки в безопасном от пожара месте.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов

тушения трансформаторов - отключение аппарата со всех сторон и тушение всеми имеющимися подручными средствами.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели.

В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

Для обеспечения взрывобезопасности в помещении аккумуляторной предусматривается принудительная вентиляция с резервом оборудования, а также установка электродвигателей вентиляторов и светильников во взрывобезопасном исполнении.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате данной работы были выполнены основные задачи по проектированию подстанции 220/10 кВ НПС 23. Произведён расчёт рабочих токов и токов короткого замыкания для выбора современного электрооборудования высокого напряжения, а также подобраны необходимые приборы для полноценного контроля за параметрами сети.

Осуществлён выбор типа и мощности понижающих трансформаторов, выбраны коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы тока и напряжения.

Выполнен расчёт молниезащиты и сетки заземления ПС 220/10 НПС 23. Осуществлена настройка параметров устройств релейной защиты и автоматики на базе нового автоматизированного оборудования.

Рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при эксплуатации оборудования, а также вопросы охраны окружающей среды и противопожарные меры на подстанции.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ./А.В. Беляев – М.: Энергоатомиздат, 2012. – 176 с.
- 2 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. – Минск: 2011, – 86 с.
- 3 Мясоедов, Ю.В. Электроснабжение городов. Методические указания к курсовому проектированию / сост. : Мясоедов Ю.В. – Благовещенск. : Изд-во АмГУ, 2013. – 100 с.
- 4 Кабышев, А.В. Низковольтные автоматические выключатели./А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов – Томск: Том.политех.ун-т, 2013. – 346 с.
- 5 Козлов, В.А. Электроснабжение городов: Учебное пособие./В.А. Козлов – Ленинград: Энергия, 2015. – 280 с.
- 6 Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов./Е.А. Конюхова – М.: Изд-во «Мастерство», 2012. – 320 с.
- 7 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов./Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 608 с.
- 8 Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Москва: Издательство «Э», 2016. – 465 с.
- 9 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 2014 – 576 с.
- 10 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования./А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова– М.: Энергоатомиздат, 2012 – 368 с.
- 11 РЗА.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <http://www.rza.ru/catalog/zashchita-i-avtomatika-prisoedineniy-vvodov-i-bsk-dla-setey-6-35-kv/sirius-2-1-i-sirius-21-1.php>. (дата обращения 15.05.2018).

- 12 Конюхова, Е.А. Электроснабжение: учебник для вузов. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. – М. : Издательский дом МЭИ, 2014. – 510 с. – Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/723>. (дата обращения 2.06.2018).
- 13 Новое электрооборудование в системах электроснабжения/ Справочник. Составитель – Ополева Г.Н. – Иркутск: Издательство Иркутского Государственного Университета, 2015
- 14 Вебсор.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: https://www.websor.ru/va_99m.html. (дата обращения 16.05.2018).
- 15 РД 153–34.0–20.527–98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд–во НЦ ЭНАС, 2011.
- 16 РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.–Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2010. – 353 с.
- 17 Сибикин, Ю. Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий / Ю.Д. Сибикин. – М. : Издательский центр «Академия», 2008. – 368 с.
- 18 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М. : Энергоатомиздат, 2010. – 576 с.
- 19 Фёдоров, А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. – М. : Энергоатомиздат, 2007. – 368 с.
- 20 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева. - М. : ФОРУМ, 2009. – 480 с.
- 21 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : Высшая школа, 2010. – 366 с.
- 22 БалтЭнергоМаш.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <https://www.baltenergomash.ru>. (дата обращения 29.05.2017).
- 23 Рябков, Е. Я. Заземление в установках высокого напряжения. М.: ЭНЕРГОИЗДАТ, 2013.

24 ООО «Исследовательский центр «Бреслер». Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» – Чебоксары : ФСК ЕЭС, 2014. –184с.

25 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.

26 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пособие для вузов./П.П. Кукин, В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев и др.– Москва, 2-е изд. испр. и доп. М.: Высш. шк., 2013. – 319 с.

27 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). – Москва.: Издательство «НЦ ЭНАС», 2015.

28 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ). – Москва: Издательство «Э», 2016. – 176 с.

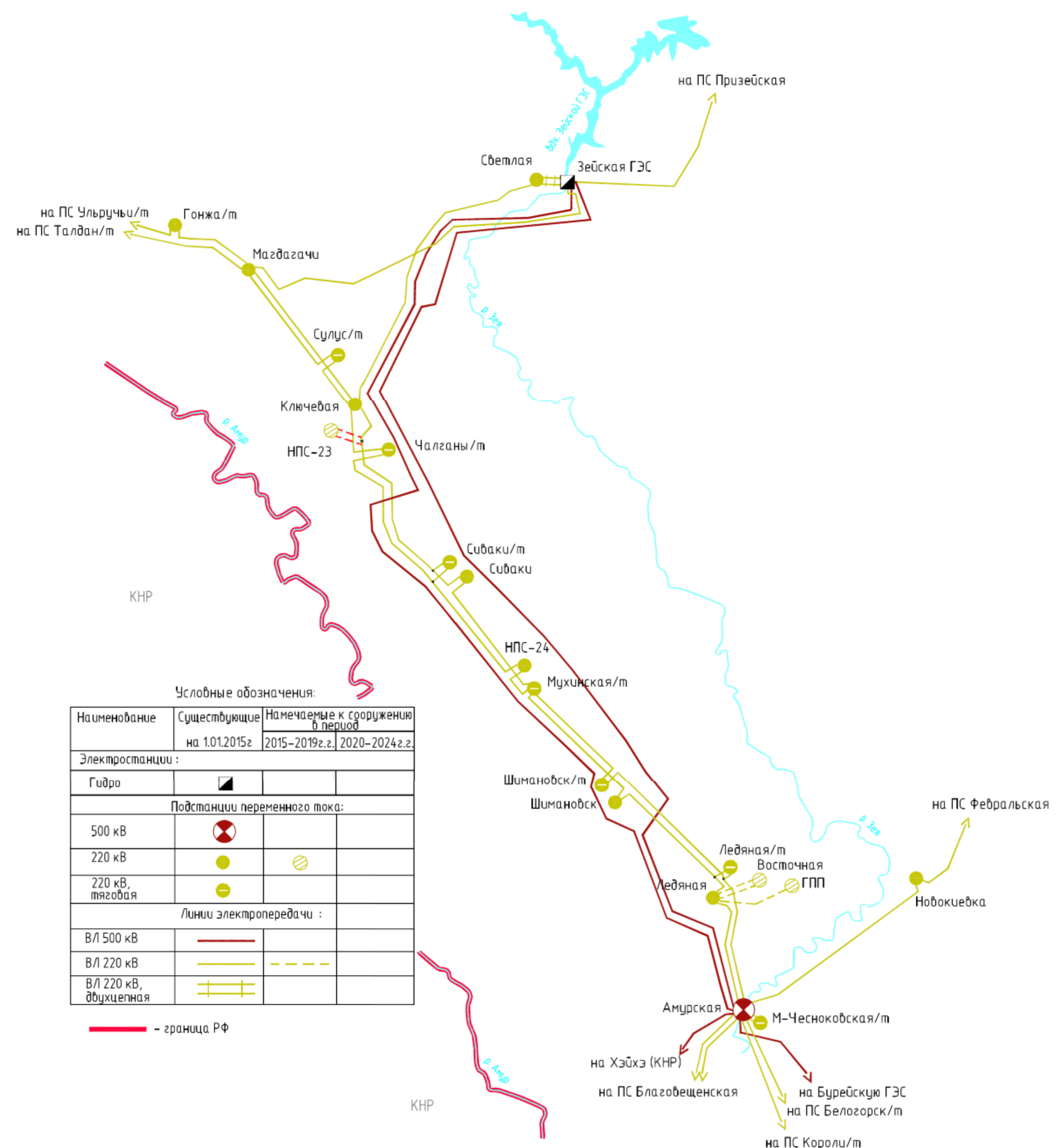
29 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2007. – 30 с.

30 Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии".

31 Пастухова, И.В., Насановский Л.Г. Особенности расчетов электрокабелей высокого напряжения: Информационный вестник №3 (14)

32 Материалы преддипломной практики

33 Барыбин, Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения/Под ред. Ю.Г. Барыбина и др.-М.: Энергоатомиздат, 1990.-576 с.



Условные обозначения:

Наименование	Существующие		Намечаемые к сооружению в период	
	на 1.01.2015г.	на 2015-2019г.г.	2015-2019г.г.	2020-2024г.г.
Электростанции:				
Гидро	■			
Подстанции переменного тока:				
500 кВ	⊗			
220 кВ	●	⊗		
220 кВ, тяговая	⊖			
Линии электропередачи:				
ВЛ 500 кВ	—			
ВЛ 220 кВ	—	- - -		
ВЛ 220 кВ, двухцепная	—	- - -		
— граница РФ				

Место проектирования ПС 220 кВ НПС-23

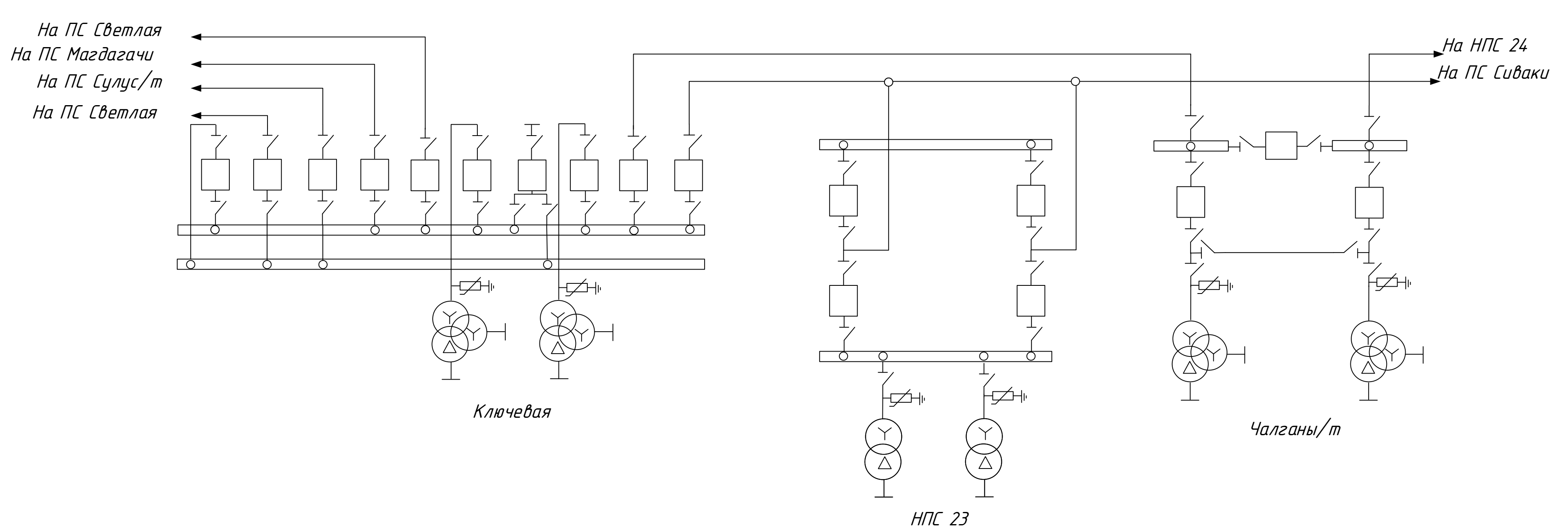


Схема присоединения НПС-23 к существующим сетям

Таблица с расчетными значениями токов короткого замыкания

Наименование	$I^{(3)}_к, кА$	$I^{(2)}_к, кА$	$I^{(1)}_к, кА$
Шины 220 кВ	5,4	4,68	5,2
Шины 10 кВ	13,09	11,34	-

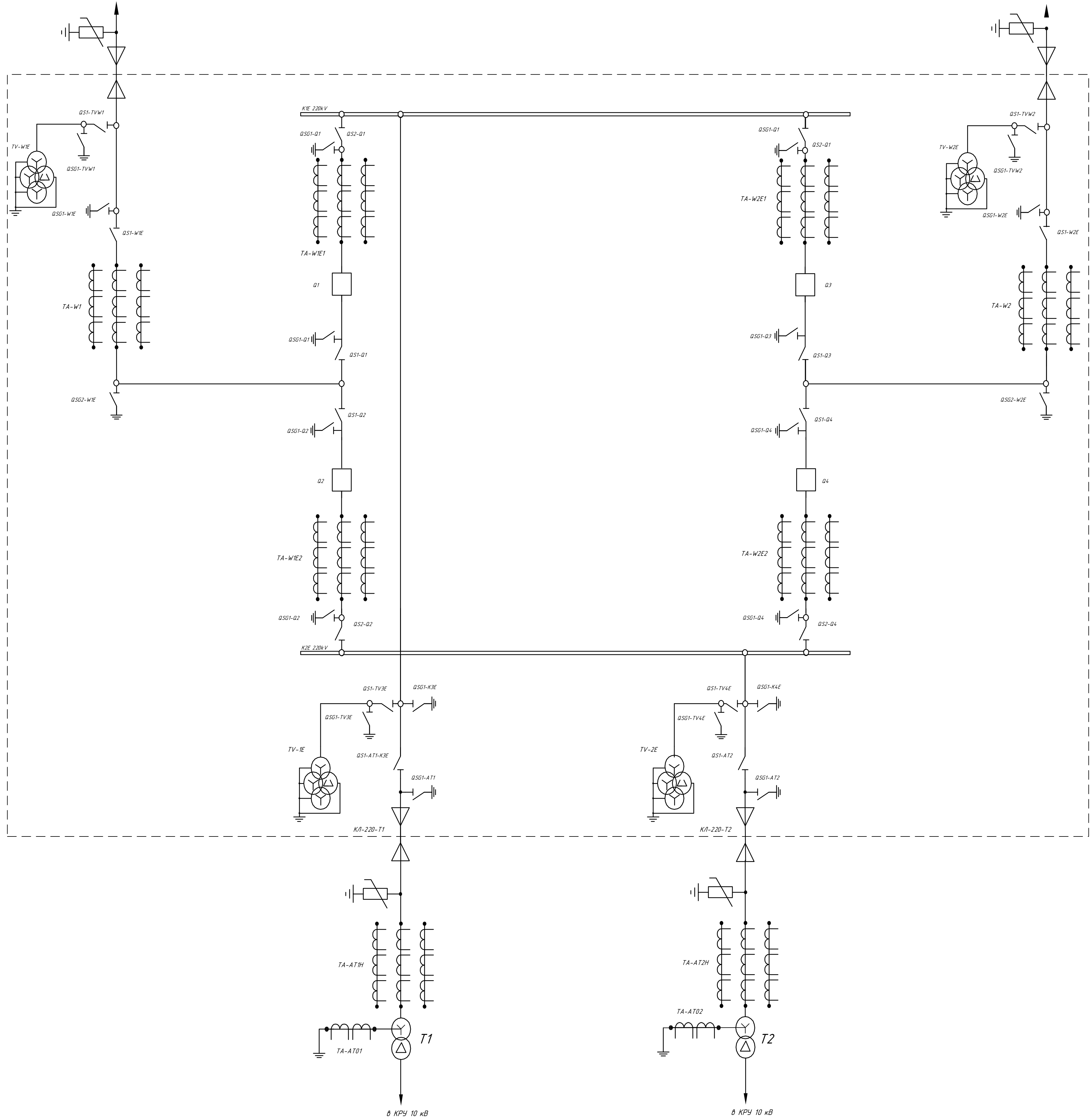
				ВКР.14.4.031.130302.Сх			
Изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Схема присоединения подстанции к сети	Литер	Масштаб
Разраб.	Соловьев В.С.					у	1 : 1
Провер.	Смирнов Д.В.					Лист 1	Листов 7
Т.Контр.	Козлов А.Н.						
Рецензент	Козлов А.Н.					АМГУ	
Н.Контр.	Козлов А.Н.				Кафедра энергетики		
Утвержда	Савина Н.В.				Строительство подстанции напряжением 220 кВ НПС-23 с заходами воздушной линии 220 кВ Ключевая - Сиваки		

ВЛ W1E "220 кВ Ключевая-НПС 23"

ВЛ W2E "220 кВ Сиваки-НПС 23"

ОПН-П1-220/172/10/550 УХЛ1	
Кабельная вставка 220 кВ ЭКАПВП(1х400)	
Шины номинальный ток 1250 А	
Трансформатор напряжения 220000-3/100-3, 100-3, 100 Номинальная мощность 100, 100, 45 КТ 0,2, 0,5, 3 Р	
Заземлитель номинальный ток 1250 А	
Разъединитель номинальный ток 1250 А	
Выключатель номинальный ток 1250 А	
Трансформаторы тока: С1 - Учет и измерения - 600/5, 0,25, С2 - Защита - 600/5, 10Р, 30 ВА С3 - Защита - 600/5, 10Р, 30 ВА	
Разъединитель, заземлитель номинальный ток 1250 А	
Выключатель номинальный ток 1250 А	
Трансформаторы тока С1 - Учет и измерения - 600/5, 0,25, С2 - Защита - 600/5, 10Р, 30 ВА С3 - Защита - 600/5, 10Р, 30 ВА	
Разъединитель, заземлитель номинальный ток 1250 А	
Шины Номинальный ток 1250 А	

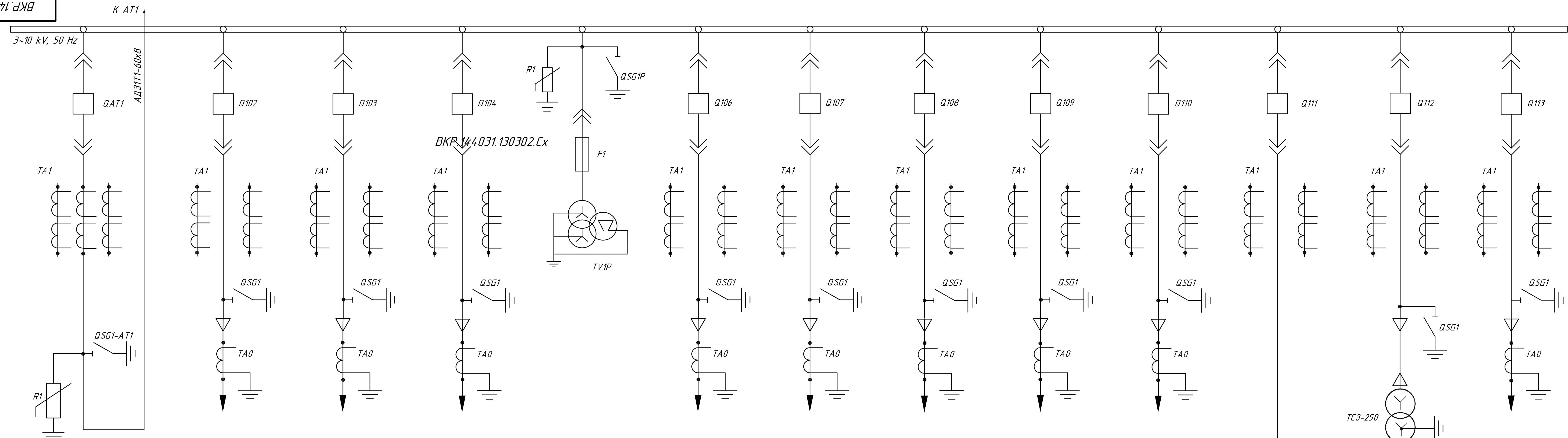
Разъединитель, заземлитель номинальный ток 1250 А	
Разъединитель номинальный ток 1250 А	
Трансформатор напряжения 220000-3/100-3, 100-3, 100 Номинальная мощность 100, 100, 45 КТ 0,2, 0,5, 3 Р	
Заземлитель номинальный ток 1250 А	
Кабельная линия 220 кВ ЭКАПВП(1х400)	
ОПН-П1-220/172/10/550 УХЛ1	
Трансформаторы тока С1 - Учет и измерения - 600/5, 0,25, С2 - Защита - 600/5, 10Р, 30 ВА С3 - Защита - 600/5, 10Р, 30 ВА	
Трансформаторы тока в нейтрали: С1 - Защита С2 - Защита	
Силовой автотрансформатор ТДН 10 МВА 220/10кВ	



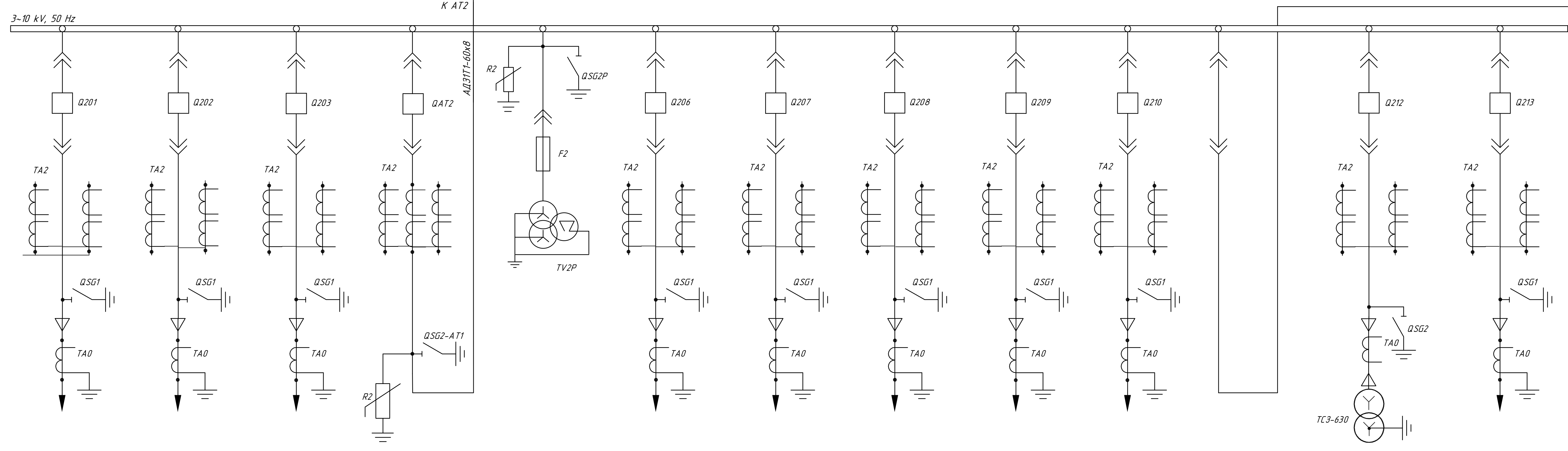
Достоинствами схемы:

1. Позволяет производить опробование и ревизию любого выключателя, без нарушения работы её элементов;
2. Высокая надёжность, но она уменьшается при разомкнутом кольце, поэтому после отключения резервной защиты линии или трансформатора необходимо отключить разъединитель в данной цепи и выключатель;
3. Кроме того, в схеме возможна установка отделителей, если это обосновано технико-экономическими показателями;
4. Высокая надёжность и использование разъединителей только в ремонтных работах.

				ВКР.14.4.031.130302.Сх				
Изм	Лист	№ док-м	Подп	Дата	Однолинейная схема РУ 220 кВ	Литер	Масса	Масштаб
Разраб	Соловьев В.С.			18.08		у		
Провер	Скрытко О.В.			20.08				
Т.Контр	Козлов А.Н.			20.08		Лист 2	Листов 7	
Рецензент					Строительство подстанции напряжением 220 кВ НПС-23 с заходами воздушной линии 220 кВ Ключевая - Сиваки	АмГУ Кафедра энергетики		
Н.Контр	Козлов А.Н.			20.08				
Утвержда	Савина Н.В.			20.08				



Номер ячейки	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	111	112	113
Назначение ячейки	ВВОД АТ1	ЛИНИЯ	ЛИНИЯ	ЛИНИЯ	ТН	ЛИНИЯ	ЛИНИЯ	ЛИНИЯ	ЛИНИЯ	ЛИНИЯ	СВ	ТСН-1	ЛИНИЯ
Тип ячейки	К-61	К-61	К-61	К-61	К-61	К-61	К-61	К-61	К-61	К-61	К-61	К-61	К-61
Выключатель	ВВ/Тел-10-20/1600	ВВ/Тел-10-20/630	ВВ/Тел-10-20/630	ВВ/Тел-10-20/630	ПКТ 101-10-2-315 УХЛ1	ВВ/Тел-10-20/630	ВВ/Тел-10-20/630	ВВ/Тел-10-20/630	ВВ/Тел-10-20/630	ВВ/Тел-10-20/630	ВВ/Тел-10-20/630	ТС3-250-10/0,4 кВ	ВВ/Тел-10-20/630
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭШ-10-1200-0,5S/10P/10P	ТОЛ-СЭШ-10-150-0,5S/0,5/10P	ТОЛ-СЭШ-10-150-0,5S/0,5/10P	ТОЛ-СЭШ-10-75-0,5S/0,5/10P	НАМИ-10-УХЛ1	ТОЛ-СЭШ-10-15-0,5S/0,5/10P	ТОЛ-СЭШ-10-75-0,5S/0,5/10P	ТОЛ-СЭШ-10-100-0,5S/0,5/10P	ТОЛ-СЭШ-10-300-0,5S/0,5/10P	ТОЛ-СЭШ-10-200-0,5S/0,5/10P	ТОЛ-СЭШ-10-600-0,5/10P		ТОЛ-СЭШ-10-200-0,5S/0,5/10P
ОПН	ОПН-П1-10/10,5/10/550 УХЛ1				ОПН-П1-10/10,5/10/550 УХЛ1								
ТТНП	ТЭЛМ СЭШ-0,66-2	ТЭЛМ СЭШ-0,66-2	ТЭЛМ СЭШ-0,66-2	ТЭЛМ СЭШ-0,66-2		ТЭЛМ СЭШ-0,66-2	ТЭЛМ СЭШ-0,66-2	ТЭЛМ СЭШ-0,66-2	ТЭЛМ СЭШ-0,66-2	ТЭЛМ СЭШ-0,66-2	ТЭЛМ СЭШ-0,66-2	ТЭЛМ СЭШ-0,66-2	ТЭЛМ СЭШ-0,66-2



Номер шкафа	201	202	203	204	205	206	207	208	209	210	211	212	213
Назначение шкафа	ЛИНИЯ	ЛИНИЯ	ЛИНИЯ	ВВОД АТ2	ТН2	ЛИНИЯ	ЛИНИЯ	ЛИНИЯ	ЛИНИЯ	ЛИНИЯ	СР	ТСН-2	ЛИНИЯ
Тип шкафа	К-61	К-61	К-61	К-61	К-61	К-61	К-61	К-61	К-61	К-61	К-61	К-61	К-61
Выключатель	ВВ/Тел-10-20/630	ВВ/Тел-10-20/630	ВВ/Тел-10-20/630	ВВ/Тел-10-20/1600	ПКТ 101-10-2-315 УХЛ1	ВВ/Тел-10-20/630	ВВ/Тел-10-20/630	ВВ/Тел-10-20/630	ВВ/Тел-10-20/630	ВВ/Тел-10-20/630	ВВ/Тел-10-20/630	ВВ/Тел-10-20/630	ВВ/Тел-10-20/630
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭШ-10-150-0,5S/0,5/10P	ТОЛ-СЭШ-10-150-0,5S/0,5/10P	ТОЛ-СЭШ-10-75-0,5S/0,5/10P	ТОЛ-СЭШ-10-1200-0,5S/10P/10P	НАМИ-10-УХЛ1	ТОЛ-СЭШ-10-15-0,5S/0,5/10P	ТОЛ-СЭШ-10-75-0,5S/0,5/10P	ТОЛ-СЭШ-10-100-0,5S/0,5/10P	ТОЛ-СЭШ-10-300-0,5S/0,5/10P	ТОЛ-СЭШ-10-200-0,5S/0,5/10P	ТОЛ-СЭШ-10-600-0,5/10P	ТС3-630-10/0,4 кВ	ТОЛ-СЭШ-10-200-0,5S/0,5/10P
ОПН				ОПН-П1-10/10,5/10/550 УХЛ1	ОПН-П1-10/10,5/10/550 УХЛ1								
ТТНП	ТЭЛМ СЭШ-0,66-2	ТЭЛМ СЭШ-0,66-2	ТЭЛМ СЭШ-0,66-2	ТЭЛМ СЭШ-0,66-2		ТЭЛМ СЭШ-0,66-2	ТЭЛМ СЭШ-0,66-2	ТЭЛМ СЭШ-0,66-2	ТЭЛМ СЭШ-0,66-2	ТЭЛМ СЭШ-0,66-2		ТЭЛМ СЭШ-0,66-2	ТЭЛМ СЭШ-0,66-2

ВКР.144031.130302.Сх

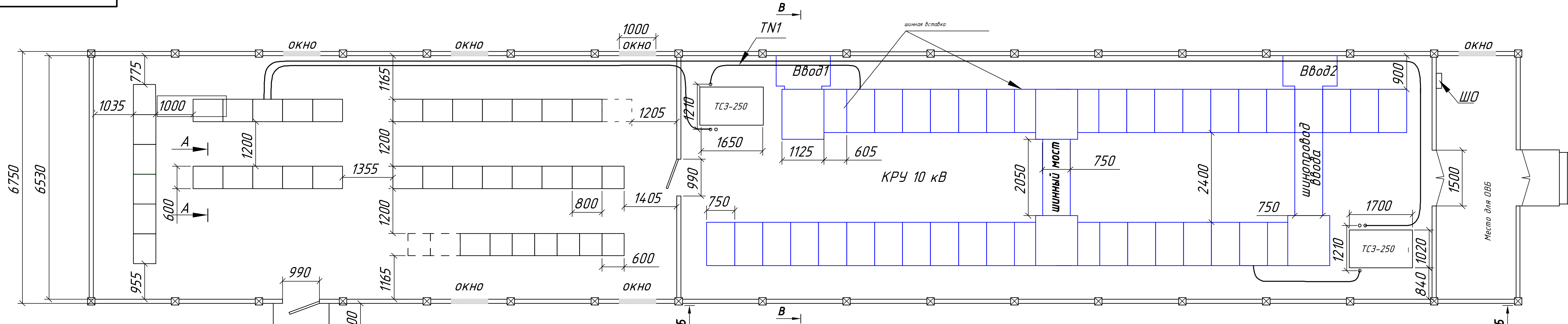
Изм.	Лит.	№ докум.	Подпись	Дата
Разработ	Соловьев В.С.			
Проектир	Скрипка О.В.			
Техник	Козлов А.Н.			
Рецензент				
Начерт	Козлов А.Н.			
Утв.	Савина Н.В.			

Однолинейная схема РУ 10 кВ

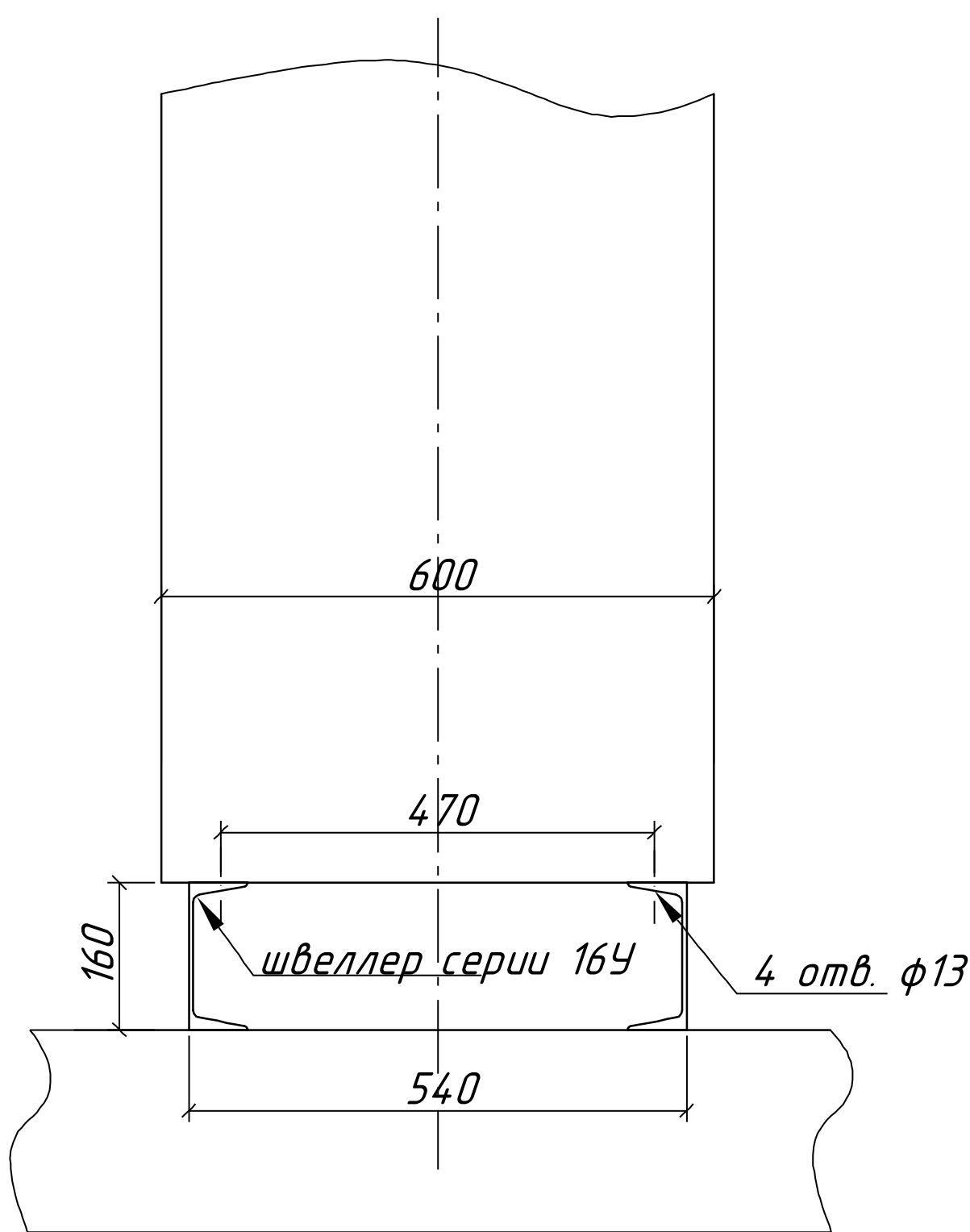
Лист 3 из 7

Строительство подстанции напряжением 220 кВ НИЭС 23 с заходами воздушной линии 220 кВ Клевская-Савина

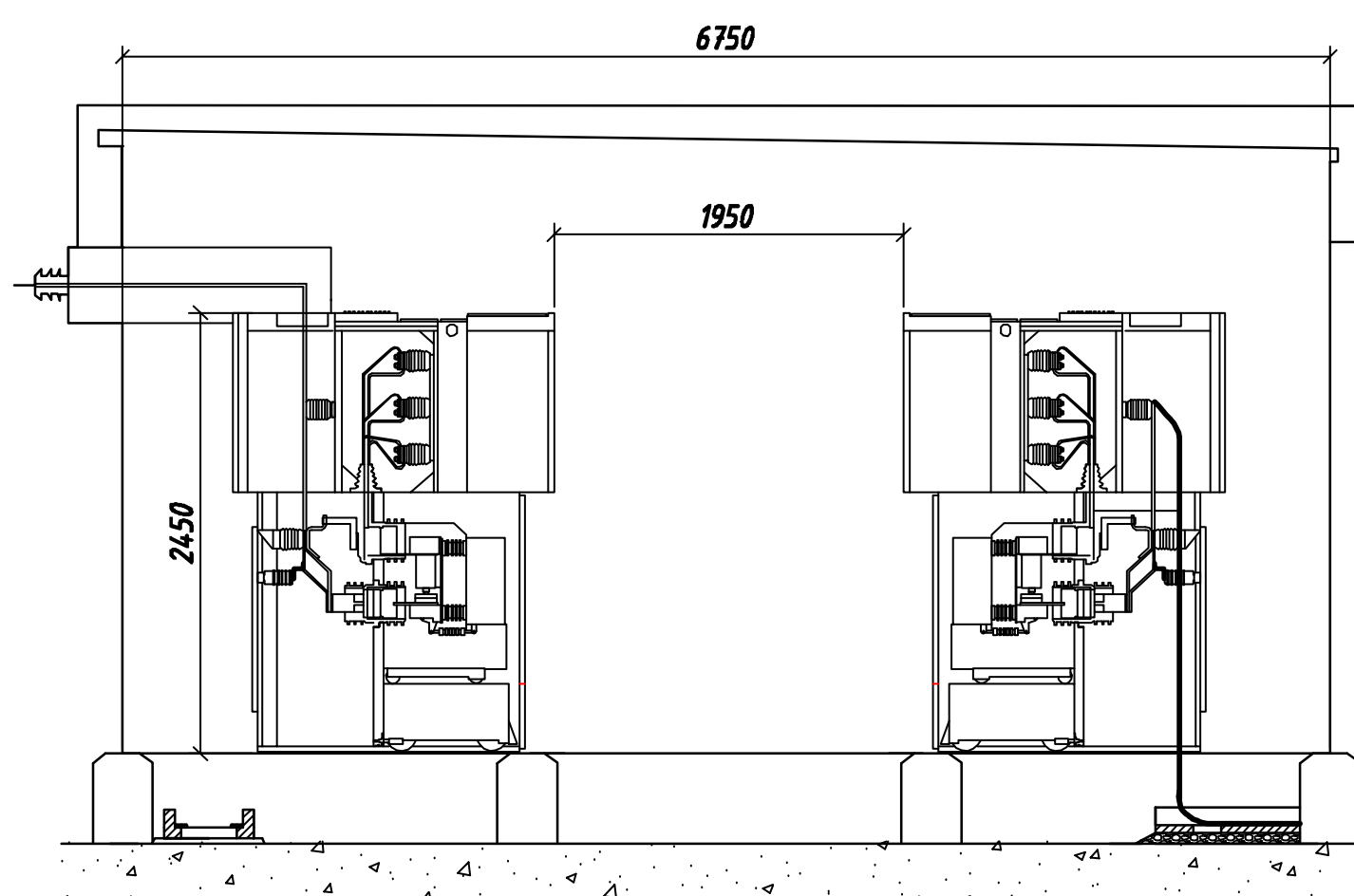
АМГУ
Кафедра энергетики



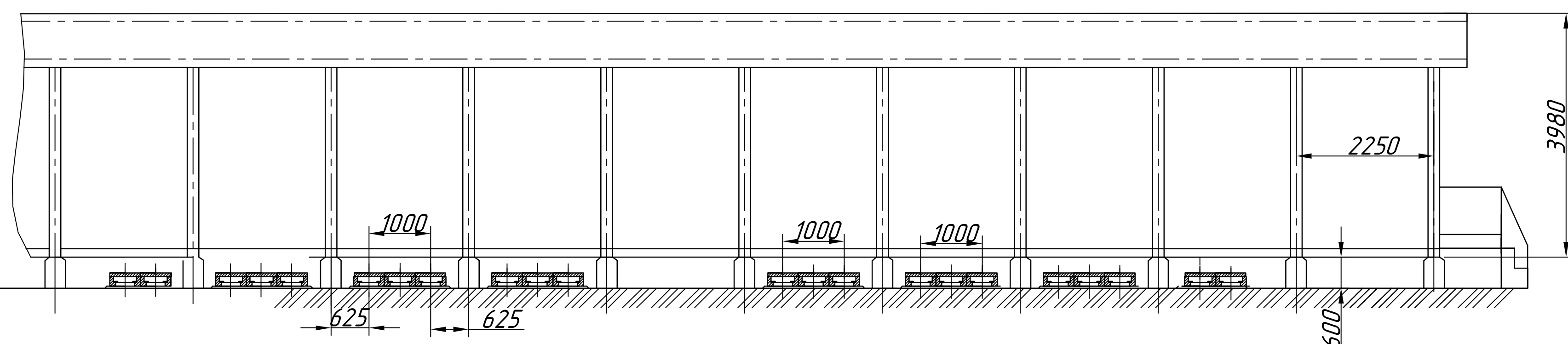
Разрез А-А (увеличено)



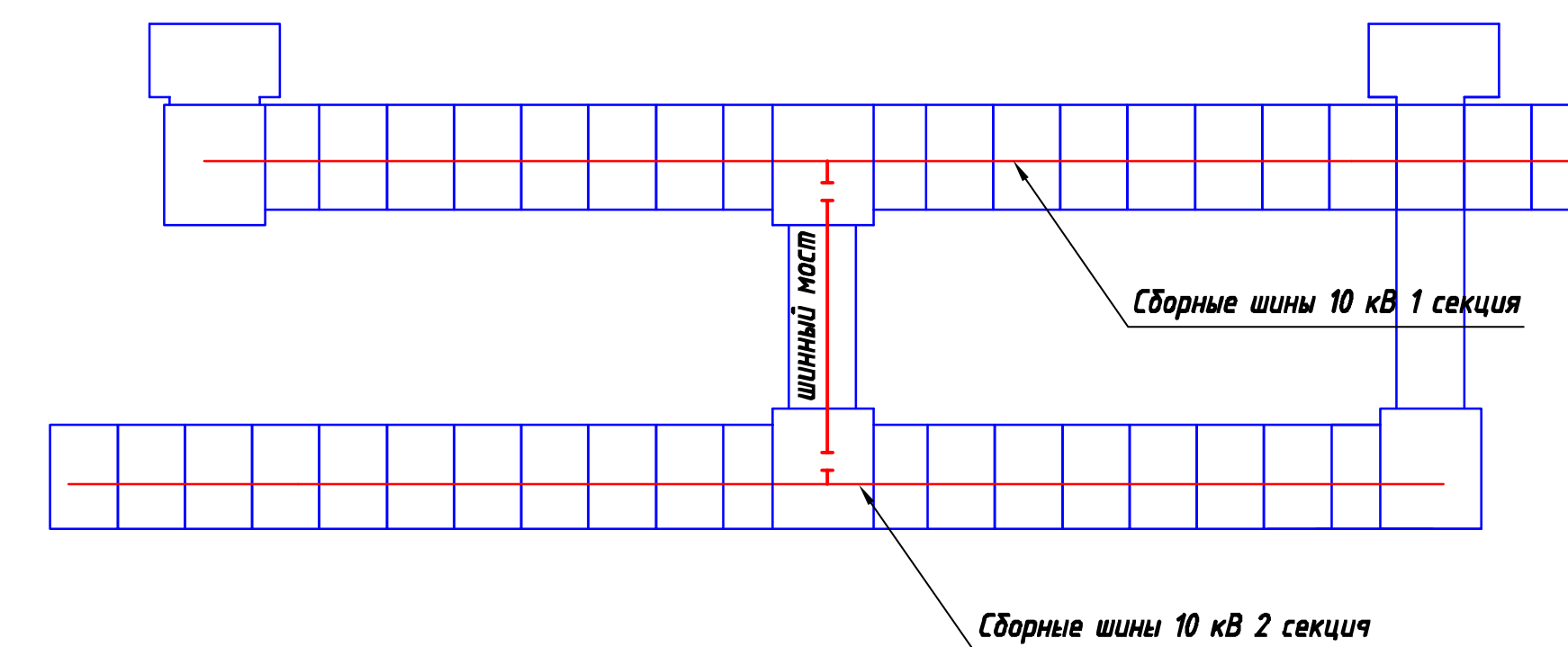
Разрез В-В (увеличено)



Разрез Б-Б

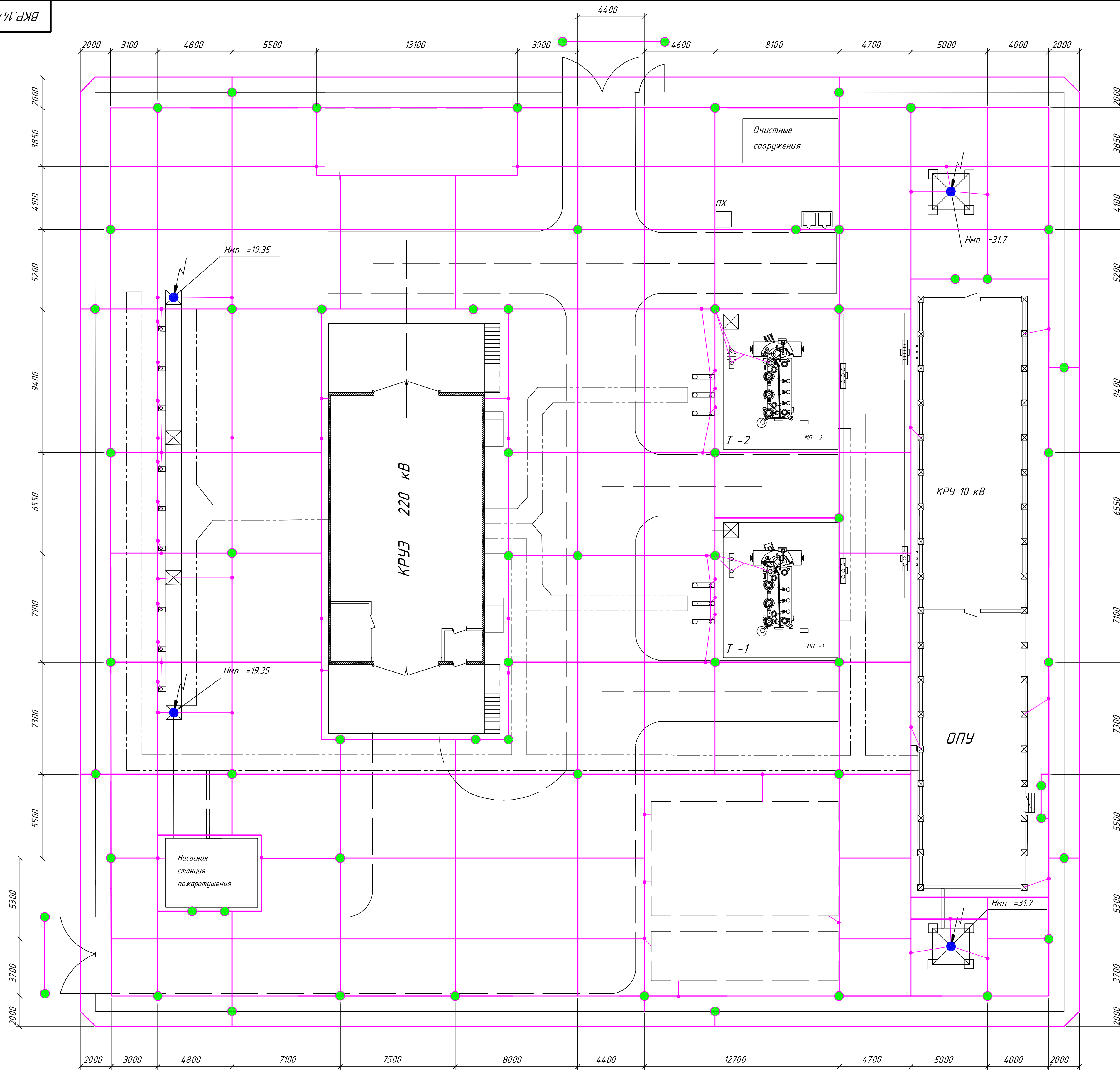


Ячейка К-61



Схематическое расположение сборных шин 10 кВ

				ВКР.14.4.031.130302.Пл	
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата	План и разрезы КРУ 10 кВ Строительство подстанции напряжением 220 кВ НПС 23 с заходными воздушными линиями 220 кВ Ключевая-Сивахи
Разраб	Соловьев В.С.			12.05	
Проверил	Скрипка О.В.			12.06	
Т.контр	Козлов А.Н.			13.06	
Рецензент	Козлов А.Н.			13.06	
Н.контр	Козлов А.Н.			13.06	Лист 4
Утвержд	Савина Н.В.			13.06	Листов 7
					АМГУ
					Кафедра Энергетики

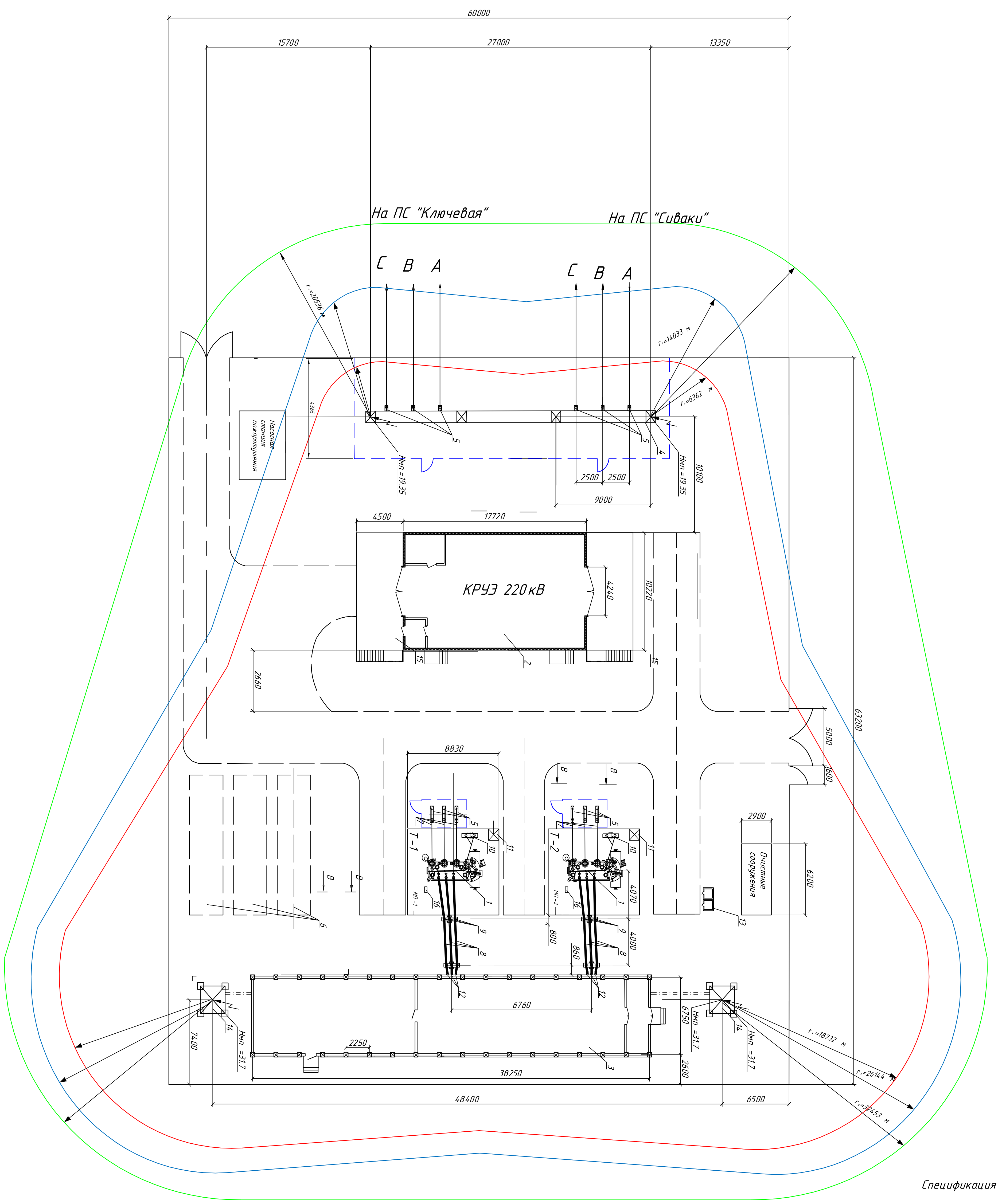


- Примечания:**
1. Глубина заложения электродов 0,7 м
 2. Горизонтальные электроды выполнены сталью круглой диаметром 12 мм.
 3. Вертикальные электроды выполнены сталью круглой диаметром 16 мм и длиной 3 м.
 4. На территории подстанции выполнить подсыпку щебнем слоем 0,15 м для снижения напряжения прикосновения
 5. Металлические части ограды присоединить к ЗУ. Для выравнивания потенциалов проложить горизонтальный заземлитель с внешней стороны ограды на расстоянии 1 м от нее и на глубине 1 м. Данный заземлитель присоединить к заземляющему устройству. Ограду заземлить с помощью вертикальных заземлителей длиной 3 м, установленных у стоек ограды по всему периметру через каждые 20-50 м.
 6. К ЗУ присоединяются металлические и железобетонные конструкции зданий и сооружений: фундаменты, резервуары для воды, и маслобдорник.
 7. Внешний контур выполняется с тупыми или скругленными углами.
 8. Предусмотреть место для заземления пожарных машин.

Условные обозначения:

- | | | |
|--|--|---|
| <p>КРУ - Комплектное распределительное устройство
 КРУЗ - Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией
 МС - Маслобдорник
 Т1 и Т2 - Трансформаторы 1 и 2
 МП - Маслоприемник</p> | <p>ОПУ - Общеподстанционный пункт управления
 ● - молниеприемник
 ● - вертикальный заземлитель
 * - место присоединения проводника, заземляющего оборудования к ЗУ
 + - место сварки горизонтальных заземлителей</p> | <p>— — — — — горизонтальный заземлитель
 — — — — — проводник для присоединения оборудования к заземляющему устройству (ЗУ), закладывается на глубине 0,3 м
 — — — — — Периметральное ограждение высота 2,5 метра
 — — — — — Внутриволадочная дорога с асфальтным покрытием
 - - - - - Кабельные лотки</p> |
|--|--|---|

				ВКР.14.4031.130302.Сх	
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата	План заземления ПС 220/10 НПС-23
Разраб	Сологубов В.С.			12.08	
Проверил	Скрипко П.В.			12.08	Лист 5
Т.контр	Козлов А.Н.			12.08	
Рецензент					Листов 7
Н.контр	Козлов А.Н.			12.08	
Утвержд	Сабина Н.В.			12.08	Строительство подстанции напряжением 220 кВ НПС 23 с заходами воздушной линии 220 кВ Ключевая-Сиваки
					АМГУ
					Кафедра Энергетики



Спецификация

- Зона защиты на уровне земли
- Зона защиты на уровне линейного портала $h_x=11.35$ м
- Зона защиты на уровне здания насосной станции $h_x=5.21$ м

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	Трансформатор трехфазный двухобмоточный с РПН ТДН-10000 220/10	2	
2	КРУЭ-220кВ	1	
3	КРУ 10 кВ совмещенное с ОПУ	1	
4	Линейный портал 220кВ ПС/А-220Я5	1	
5	Блок кабельная муфта -ОПН 220кВ	5	
6	Резервуары противопожарного запаса воды V=50 м ³	3	
7	Шлейф 220кВ кабельная муфта -трансформатор		
8	Гибкая ошиновка 10 кВ ЭКАС-700/86		
9	Блок опорных изоляторов 10 кВ	4	
10	Блок заземлителя нейтрали	2	
11	Прямая маслоприемника		
12	Проходной изолятор 10 кВ	6	
13	Биотуалет	4	
14	Прожекторная мачта ПМС -24	2	
15	Погрузочно-разгрузочная площадка	2	
16	Шкаф управления трансформатором	2	

				ВКР 14.4031.130302.Сх				
Изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	План заземления ПС 220/10 НПС-23	Литер	Масса	Масштаб
						у		1 : 200
Разраб.	Соловьев В.С.			12.10		Лист 6	Листов 7	
Провер.	Скрипка О.В.			13.06				
Т.Контр.	Козлов А.Н.			13.06				
Рецензент					Строительство подстанции напряжением 220 кВ НПС-23 с заходами воздушной линии 220 кВ Ключевая - Сиваки			
Н.Контр.	Козлов А.Н.			13.06	АМГУ			
Утвержда	Сабина Н.В.			13.06	Кафедра энергетики			

СХЕМЫ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ВНЕШНИХ ЦЕПЕЙ К УСТРОЙСТВУ «СИРИУС-Т»

Устройство «Сириус - Т»

