

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Проектирование релейной защиты и автоматики подстанции  
напряжением 220 кВ КС – 7а

Исполнитель

студент группы 842-об4

\_\_\_\_\_

подпись, дата

В.В. Картель

Руководитель

доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Г. Ротачева

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н.Козлов

Благовещенск 2022

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Картель Вячеслава Витальевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование релейной защиты и автоматики подстанции напряжением 220 кВ КС-7а

(утверждено приказом от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_)

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

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема ПС, перечень потребителей, материалы производственной и преддипломной практик, нормативно-справочная литература: ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ, ПТБ

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика района по месту расположения объекта ПС 220кВ КС-7А 2. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов 3. Присоединение ПС к энергосистеме 4. Схема замещения 5. Расчёт токов короткого замыкания 6. Выбор и проверка основного оборудования 7. Выбор и проверка трансформаторов тока 8. Выбор и проверка ограничителей перенапряжений 9. Расчёт релейной защиты 10. Заземление и молниезащита 11. Экономическая часть 12. Безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Схема внешнего электроснабжения. 2. Электрическая схема ПС 220 кВ КС-7А. 3,4. Защита и автоматика трансформатора. 5. Защита вводного выключателя 10 кВ. 6. Защита линий 10кВ. 7. Защита от дуговых замыканий 10 кВ

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

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ротачева Алла Георгиевна, доцент  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 102 страницы, 202 формулы, 8 рисунков, 13 таблиц, 34 источников.

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ, РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР УСТАВОК РЕЛЕЙНЫХ ЗАЩИТ, РАСЧЕТ ЗАЩИТ ТРАНСФОРМАТОРА, РАСЧЕТ ЗАЩИТ ЛИНИИ

Объектом исследования являются релейная защита и автоматика подстанции 220 кВ КС – 7А.

Актуальность данного вопроса переоценить трудно, ведь нагрузка на растущем производстве с вводом нового высокомошного оборудования возрастает, тем самым повышается потребность в качественном и бесперебойном энергоснабжении предприятия, ведь новое оборудование стоит огромных денег и убытки от простоев такого оборудования или поломок колоссальны.

Цель работы: проектирование релейной защиты и автоматики на базе микропроцессорной аппаратуры производства АО «Радиус Автоматика», с целью повышения эффективности работы ПС КС–7А.

Для достижения поставленной цели были выполнены следующие задачи:

- произведён выбор силового оборудования;
- произведен расчет токов короткого замыкания;
- произведены расчёты релейной защиты;
- расчёт экономических показателей.

При выполнении работы использовались лицензионные программы Microsoft Excel, Microsoft Office, Microsoft Office Visio.

К работе прилагаются 7 листов графической части.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1 Характеристика района по месту расположения объекта ПС 220 кВ КС –7А.....	8
2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов .....	13
3 Присоединение ПС к энергосистеме.....	15
3.1. Принципиальная электрическая схема ПС .....	15
4 Схема замещения .....	17
5 Расчёт токов короткого замыкания .....	18
5.1 Расчёт токов короткого замыкания с учётом РПН .....	18
6 Выбор и проверка основного оборудования .....	21
7 Выбор и проверка трансформаторов тока .....	23
7.1. Выбор и проверка трансформатора тока 220 кВ .....	24
7.2. Выбор и проверка трансформатора тока 10 кВ .....	25
8 Выбор и проверка ограничителей перенапряжений.....	29
8.1. Выбор ограничителей перенапряжений 220 кВ.....	29
8.2. Выбор ограничителей перенапряжений 10кВ.....	31
9 Расчёт релейной защиты.....	33
9.1. Релейная защита и автоматика трансформаторов .....	33
9.2. Релейная защита и автоматика ячеек КРУМ 10 кВ .....	46
9.3. Дуговая защита шин 10 кВ.....	51
10 Заземление и молниезащита .....	53
10.1. Сечение заземлителей.....	53
10.2. Организация трасс прокладки вторичных цепей.....	57
10.3. Расчётная модель .....	59
10.4. Оценка токов и напряжения промышленной частоты при КЗ .....	61
10.5. Система молниезащиты объекта. Оценка опасности для МП аппаратуры и вторичных цепей со стороны молниевых разрядов в элементы СМЗ.....	63

10.6. Оценка уровня магнитных полей .....	69
11 Экономическая часть .....	77
12 Безопасность и экологичность .....	83
12.1 Безопасность .....	83
12.2 Экологичность .....	87
12.3 Чрезвычайные ситуации.....	89
Заключение .....	97
Библиографический список .....	98

## ВВЕДЕНИЕ

В энергетических системах на электрооборудовании электростанций (ЭС) в электрических сетях и на электроустановках потребителей электроэнергии могут возникать повреждения и не нормальные режимы, которые нарушают работу энергосистемы и потребителей энергосистемы и создают возможность возникновения повреждений или расстройства работы энергосистемы.

Для обеспечения нормальной работы энергетической системы и потребителей электроэнергии необходимо возможно быстрее выявлять и отделять место повреждения от неповрежденной сети, восстанавливая таким путем нормальные условия работы энергосистемы и потребителя.

В связи с этим и возникает необходимость создания и применении автоматических устройств, выполняющих указанные операции и защищающие систему и ее элементы от опасных последствий повреждений и не нормальных режимов.

Релейная защита является основным видом электрической автоматики, без которой невозможна нормальная и надежная работа энергетических систем. Она осуществляет непрерывный контроль за состоянием и режимом работы всех элементов энергосистемы и реагирует на возникновение повреждений и не нормальных режимов.

При возникновении повреждений защита выявляет и отключает от системы поврежденный участок, воздействуя на выключатель.

При возникновении не нормальных режимов защита выявляет их и в зависимости от характера нарушения производит операции, необходимые для восстановления нормального режима, или подает сигнал дежурному персоналу.

Релейная защита тесно связана с электрической автоматикой, предназначенной для быстрого автоматического восстановления нормального режима и питания потребителей.

Правильное проектирование релейной защиты и автоматики должно быть обязательно комплексным.

Актуальность данного вопроса переоценить трудно, ведь нагрузка на растущем производстве с вводом нового высокомоощного оборудования возрастает, тем самым повышается потребность в качественном и бесперебойном энергоснабжении предприятия, ведь новое оборудование стоит огромных денег и убытки от простоев такого оборудования или поломок колоссальны.

Цель работы: проектирование релейной защиты и автоматики на базе микропроцессорной аппаратуры производства АО «Радиус Автоматика», с целью повышения эффективности работы ПС КС–7А.

Для достижения поставленной цели были выполнены следующие задачи:

- произведён выбор силового оборудования;
- произведен расчет токов короткого замыкания;
- произведены расчёты релейной защиты;
- расчёт экономических показателей.

При выполнении работы использовались лицензионные программы Microsoft Excel, Microsoft Office, Microsoft Office Visio.

К работе прилагаются 7 листов графической части.

## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПО МЕСТУ РАСПОЛОЖЕНИЯ ОБЪЕКТА ПС 220 КВ КС –7А

Площадка территории строительства подстанции расположена по адресу Амурская область, Свободненский район, с/с Нижнебузулинский.

План расположения ПС 220 кВ КС – 7А изображен на рисунке 1.

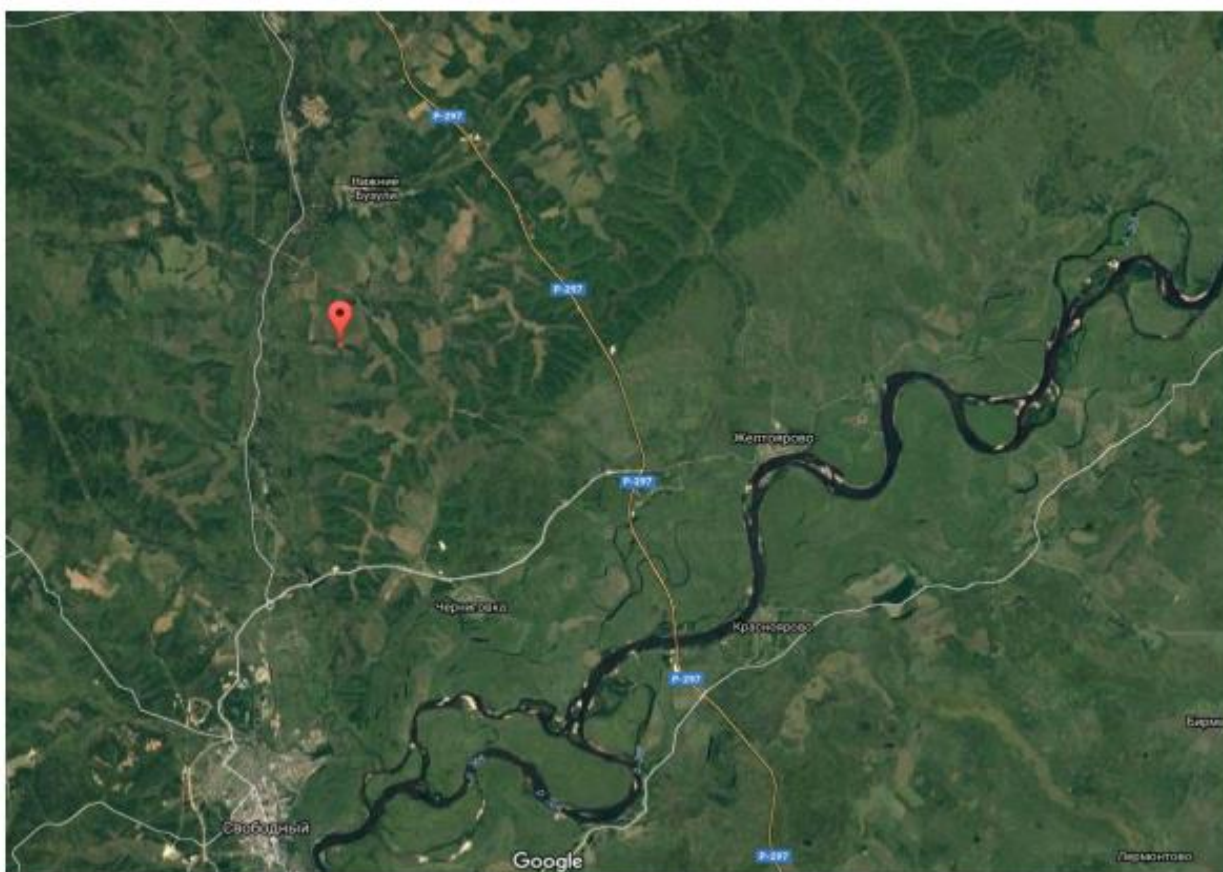


Рисунок 1 – План расположения ПС 220 кВ КС – 7А.

В административном отношении объект проектирования расположен на территории Свободненского района Амурской области, примерно в 16,0 км от г. Свободный и в 5 км от н.п. Нижние Бузули.

Непосредственно район расположения проектируемой площадки геоморфологически принадлежит долине р. Большая Пера и приурочен к склону долины. Долина реки Большая Пера имеет ширину около 6 км. В долине реки выделяется пойма шириной около 800 м. Пойма симметричная, слабозаболоченна, частично покрыта кустарником и небольшими деревьям. В



долине, по пути следования проектируемой трассы, выделяется как минимум по две левобережных и правобережных надпойменных террас. Поверхность террас частично размыта.

Согласно инженерно-геологического районирования проектируемая площадка расположена на территории складчатой системы северо-западной части Тихоокеанского подвижного пояса и относится к инженерно-геологическому Амуро – Зейскому региону второго порядка. Амуро – Зейский регион охватывает обширные пространства в среднем течении р. Амура, в структурном отношении соответствующее Зее – Буреинской кайнозойской впадине. Фундамент впадины имеет явно выраженное длоковое строение и сформирован разновозрастными изверженными, метоморфическими и осадочными породами от протерозойских до раннемеловых. Он глубоко погребен под чехлом более молодых образований и обнажается лишь в приподнятых блоках, возвышающихся над поверхностью равнин в виде останцевых сопок. Исключение составляет лишь Мамынский выступ, охватывающий значительную часть междуречья Зеи и Селемджи. Чехол впадины образован верхнемеловыми-кайнозойскими континентальными образованиями терригенных молласовых формаций, залегающих с размывом и угловым несогласием на более древних породах.

На площадке изысканий выделены 1 слой и 4 инженерно-геологических элемента:

Почвенно-растительный слой. Распространение повсеместное, мощность до 0,2м;

Песок мелкий малой степени водонасыщения средней плотности, неоднородный с гравием до 10%. Распространение повсеместное под слоем ПРС или под слоем ИГЭ-1, в основном в верхней и средней части разреза. Условия распространения и залегания слоя показаны на геолого-литологических разрезах. Мощность ИГЭ от 0,7 м до 4,4м;

Песок средний малой степени водонасыщения средней плотности, неоднородный с гравием до 10%. Распространение локальное, в основном в

средней части разреза, реже в верхней части. Условия распространения и залегания слоя показаны на геологолитологических разрезах. Мощность ИГЭ от 2,6м до 4,4 м;

Песок гравелистый с прослоями крупного средней степени водонасыщения плотный, неоднородный с галькой до 10%; Распространен практически на всей площадке. Расположен в средней и нижней части разреза. Условия распространения и залегания слоя показаны на геолого-литологических разрезах. Мощность ИГЭ от 1,6 м до 5,6м;

Песок крупный средней степени водонасыщения плотный, неоднородный с гравием и галькой до 25%; Распространен практически на всей площадке. Расположен в средней и нижней части разреза. Условия распространения и залегания слоя показаны на геолого-литологических разрезах. Мощность ИГЭ от 1,9м до 4,3 м;

Подробно инженерно-геологические условия участка описаны в отчете по инженерногеологическим изысканиям.

На момент изысканий (август 2017 г.) в пределах выбранной для проектирования площадки грунтовые воды до глубины 10,0м не встречены.

Климат территории влажный, муссонно-континентальный с умеренно суровой малоснежной зимой и умеренно теплым летом с некоторыми элементами муссонного климата умеренных широт. Средняя продолжительность безморозного покрова составляет 78 – 114 дней, наиболее холодные месяца зимы декабрь и январь. Лето жаркое дождливое. Снежный покров незначителен и достигает 16 – 20 см. Климат территории влажный, муссонно-континентальный с умеренно суровой малоснежной зимой и умеренно теплым летом с некоторыми элементами муссонного климата умеренных широт. Средняя продолжительность безморозного покрова составляет 78 – 114 дней, наиболее холодные месяца зимы декабрь и январь. Лето жаркое дождливое. Снежный покров незначителен и достигает 16-20 см.

Основные метеорологические, климатические и природные характеристики района строительства приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Основные метеорологические, климатические и природные характеристики района строительства.

Параметр	Значение	Нормативный документ
1	2	3
Климатический район	II <sub>4</sub> (умеренно-холодный)	ГОСТ 16350-80, таблица 1, чертеж 1
Район строительства	IA	СП 131.13330.2012 рисунок А1
Зона влажности	2-я (нормальная)	СНиП 23-02-2003
Температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92	-39°С	СП 131.13330.2012 таблица 3.1
Температура наиболее холодных суток обеспеченностью 0,98	-44°С	СП 131.13330.2012 таблица 3.1
Среднемесячная температура января	-25°С	СП 20.13330.2011 карта 5
Среднемесячная температура июля	+20°С	СП 20.13330.2011 карта 6
Абсолютная минимальная температура воздуха	-52°С	СП 131.13330.2012 таблица 3.1
Продолжительность, сут, и средняя температура воздуха, °С, периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 8$ °С	229 сут. (-12,4°С)	СП 131.13330.2012 таблица 3.1
Среднемесячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца	70%	СП 131.13330.2012 таблица 3.1
Средняя скорость ветра за зимний период	2 м/с	СП 20.13330.2011 карта 2
Район по скоростному напору ветра (нормативное значение ветрового давления)	II (0,3 кПа)	СП 20.13330.2016 карта 2

Продолжение таблицы – 1

1	2	3
Район по толщине стенки гололеда	III (25 мм)	ПУЭ 7 издание
Сейсмичность района	6 баллов	СП 14.13330.2014 карта ОСР-2015-В

## 2 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Расчетная полная мощность загрузки подстанции определяется суммированием установленной мощности потребителей и определяется по формуле:

$$S_{\text{расч}} = \sqrt{P_{\text{ту}}^2 + Q_{\text{ту}}^2} + S_{\text{сн ПП}} + S_{\text{сн ПС}}$$

где:  $P_{\text{ту}}$  – максимальная активная мощность энергопринимающих устройств компрессорной станции КС – 7А «Зейская». В соответствии с техническими условиями по индивидуальному проекту на технологическое присоединение к электрическим сетям АО «ДРСК» максимальная активная мощность, планируемая к подключению на ПС 220 кВ составляет  $P_{\text{ту}} = 9,1$  МВт;

$Q_{\text{ту}}$  – максимальная реактивная мощность энергопринимающих устройств компрессорной станции КС – 7а «Зейская». Определяется по формуле и составляет:

$$Q_{\text{ту}} = P_{\text{ту}} \cdot \text{tg } \varphi = 9,1 \cdot 0,4 = 3,64 \text{ МВАр}$$

$\text{tg } \varphi$  – коэффициент реактивной мощности. Для сети 10 кВ принимаем  $\text{tg } \varphi = 0,4$ ;

$S_{\text{сн ПП}}$  – полная мощность потребления трансформаторами собственных нужд ПП 220 кВ Зея, запитанными от РУ 10 кВ ПС 220 кВ КС – 7А. В соответствии с титулом «Строительство заходов ВЛ 220 кВ Амурская – Ледяная в ПП 220 кВ Зея, сооружение ПП 220 кВ Зея (для ТП энергопринимающих устройств АО «ДРСК»)» составляет  $S_{\text{сн ПП}} = 0,593$  МВА;

$S_{\text{сн ПС}}$  – полная мощность потребления трансформаторами собственных нужд ПС 220 кВ КС-7А. В соответствии с проектными решениями составляет  $S_{\text{сн ПС}} = 0,082$  МВА.

Определим полную расчетную мощность загрузки подстанции:

$$S_{\text{расч}} = \sqrt{9,1^2 + 3,64^2} + 0,593 + 0,082 = 10,47 \text{ МВА}$$

Номинальная мощность устанавливаемых силовых трансформаторов на подстанции определяется по формуле:

$$S_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{расч}}}{K_{\text{дп}}}$$

где:  $K_{\text{дп}}$  – коэффициент допустимой степени перегрузки силового трансформатора, определяемый согласно ПТЭЭП. Принимается  $K_{\text{дп}} = 1,05$ .

Определим номинальную мощность устанавливаемых силовых трансформаторов:

$$S_{\text{ном}} = \frac{10,47}{1,05} = 9,97 \text{ МВА}$$

К установке на ПС 220 кВ КС-7А принимаются два силовых трансформатора мощностью 10 МВА каждый. В режиме работы «N – 1» нагрузка по току оставшегося в работе трансформатора мощностью 10 МВА составит  $\frac{10,47}{10} \cdot 100\% = 104,7\%$ , что соответствует требованиям ПТЭЭП (длительная работа трансформатора допускается при токах не более 105% от номинального).

### 3 ПРИСОЕДИНЕНИЕ ПС К ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

ПС 220 кВ КС-7А подключается шинными мостами 220 кВ к вновь сооружаемому ПП 220 кВ Зея по титулу «Строительство заходов ВЛ 220 кВ Амурская-Ледяная в ПП 220 кВ Зея, сооружение ПП 220 кВ Зея (для ТП энергопринимающих устройств АО «ДРСК»»).

Схема подключения ПС 220 кВ КС-7А приведена ниже на рисунке 2.

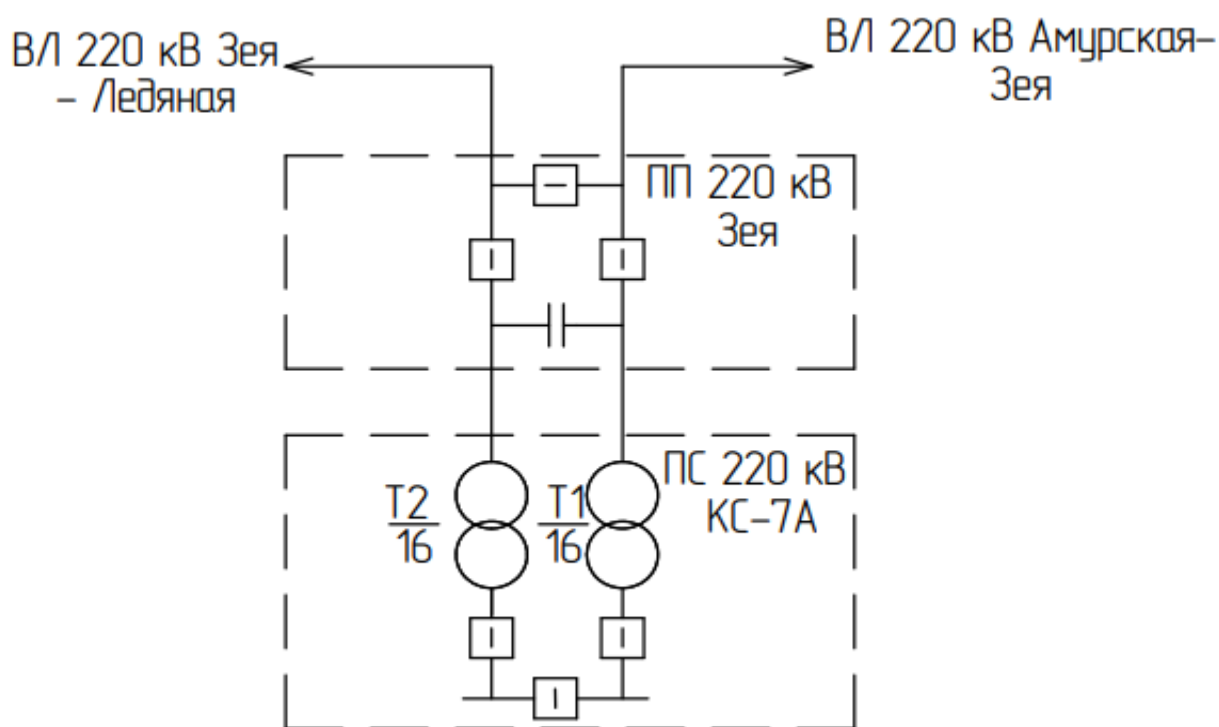


Рисунок 2 – Схема подключения ПС 220 кВ КС-7А.

Все диспетчерские наименования оборудования указаны на схеме электрической принципиальной см. рисунок 3.

#### 3.1 Принципиальная электрическая схема ПС

Проектируемая ПС ПС 220 кВ КС – 7А глубокого ввода, включает в себя трансформаторный узел (два двухобмоточных трансформатора мощностью 16 МВА) и РУ 10 кВ выполненное по схеме 10 – 1 «одна, секционированная выключателем система шин». В цепи шинных мостов 220 кВ предусматривается установка выносных трансформаторов тока.





#### 4 СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ

Схемы замещения на рассматриваемом объекте для определения максимальных (для выбора оборудования) и минимальных (для проверки чувствительности устройств РЗА) токов КЗ представлена на рисунке 4.

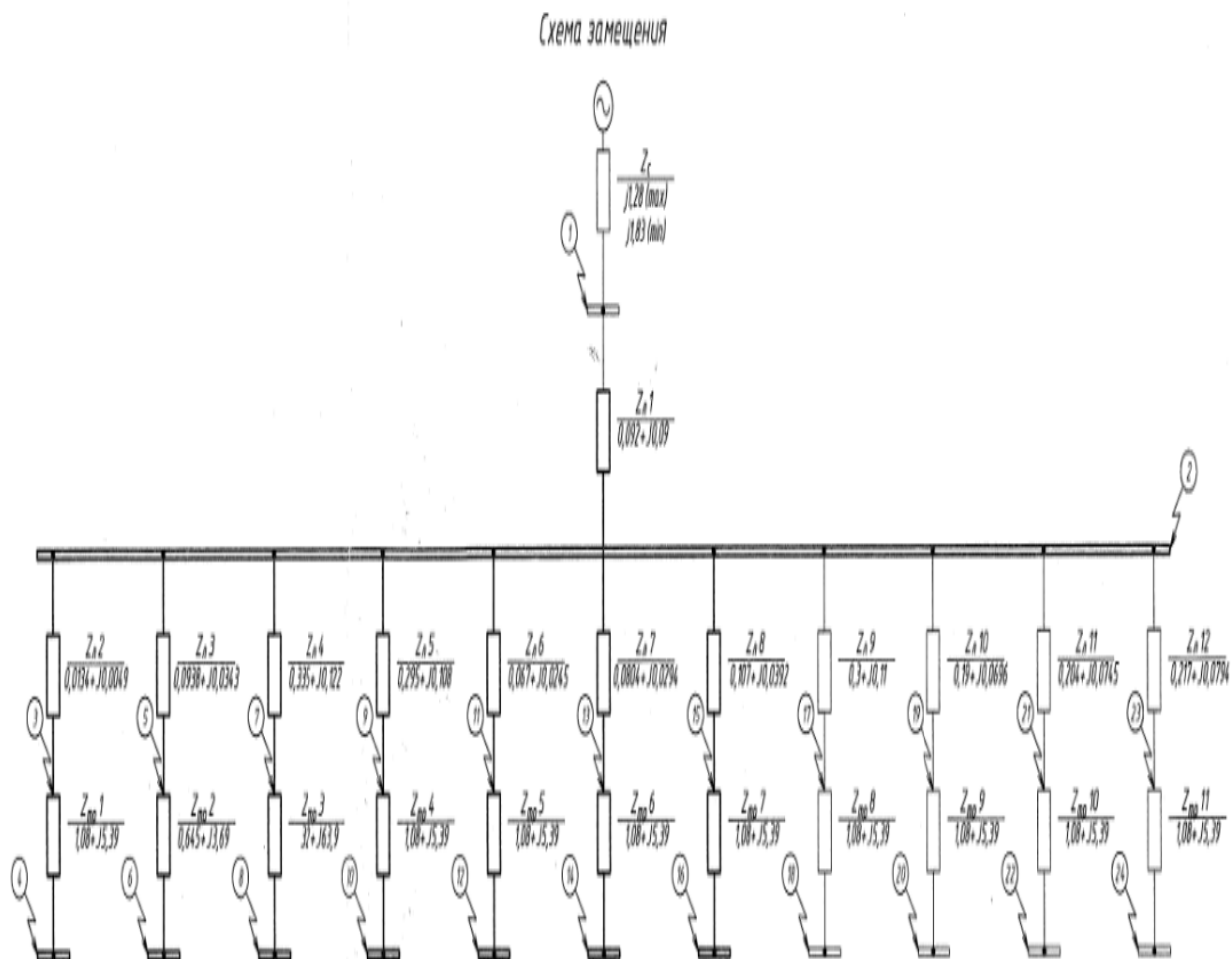


Рисунок 4 – Схема замещения.

## 5 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

### 5.1 Расчёт токов короткого замыкания с учётом РПН

Максимальный ток КЗ на шинах 220 кВ:

$$I_{\text{КЗ.МАКС}}^{(3)} = 6645 \text{ А}$$

$$Z_{\text{С.МАКС}} = 19,58 \text{ Ом}$$

Для расчета минимальных токов КЗ на ПС 220 кВ КС-7А принимается режим аварийного отключения ВЛ 220 кВ Амурская - ПП Зезя:

$$I_{\text{КЗ.МИН}}^{(3)} = 1641 \text{ А}$$

$$Z_{\text{С.МИН}} = 78,38 \text{ Ом}$$

Для расчета ТКЗ следует предварительно по исходной расчетной схеме составить соответствующую схему замещения. При этом сопротивления всех элементов схемы и ЭДС источников энергии будут выражены в именованных единицах.

Токи КЗ определяются для максимально-возможного и минимального напряжения на шинах НН, при которых устройство РПН трансформатора обеспечивает номинальную величину напряжения на шинах ВН.

#### Параметры трансформаторов

На ПС 220 кВ КС-7А установлены трансформаторы марки ТДН-10000/230/11 с значением напряжения короткого замыкания  $u_{\text{к.В-Н}} = 11,5\%$ .

Трансформаторы оснащены устройством РПН в нейтрали ВН –  $\pm \Delta U = \pm 12 \cdot 1,0$ . Так как максимальное положение РПН соответствует напряжению 257,6 кВ, что выше максимального допустимого напряжения сети (252 кВ), то параметры трансформатора рассчитываются для ступени РПН, соответствующей напряжению 250,7 кВ.

Максимальное и минимальное сопротивление трансформатора вычисляется по следующим формулам:

$$Z_{T.МАКС} = \frac{u_{к.В-Н+5ст}}{100} \cdot \frac{U_{МАКС}^2}{S_{НОМ}}, \text{ Ом}$$

где  $u_{к.В-Н+5ст}$  – напряжение КЗ обмотки ВН, (РПН – «+9» ступень), %;

$U_{МАКС}$  – напряжение обмотки ВН (РПН «+9» ступень), кВ;

$S_{НОМ}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА.

$$Z_{T.МАКС} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{250^2}{10} = 722,8 \text{ Ом}$$

$$Z_{T.МИН} = \frac{u_{к.МИН}}{100} \cdot \frac{U_{МИН}^2}{S_{НОМ}}, \text{ Ом}$$

где  $u_{к.МИН}$  – напряжение КЗ обмотки ВН, (РПН – «-12» ступень), %;

$U_{МИН}$  – напряжение обмотки ВН (РПН «-12» ступень), кВ;

$S_{НОМ}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА.

$$Z_{T.МИН} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{202,4^2}{10} = 471,1 \text{ Ом}$$

### Расчет токов КЗ на стороне 10 кВ

Ток короткого замыкания, приведенный к стороне ВН при КЗ за трансформатором, в максимальном и минимальном режимах определяется по выражениям:

$$I_{КЗ \text{ МАКС.ВН}}^{(3)} = \frac{U_{НОМ.ВН}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{С.МАКС} + Z_{Т.МИН})}, \text{ А}$$

$$I_{КЗ \text{ МИН.ВН}}^{(3)} = \frac{U_{МАКС.ВН}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{С.МИН} + Z_{Т.МАКС})}, \text{ А}$$

где:  $U_{НОМ \text{ ВН}} = 220 \text{ кВ}$  – номинальное напряжение сети ВН.

$$I_{\text{КЗ МАКС.ВН}}^{(3)} = \frac{220000}{\sqrt{3} \cdot (19,58 + 471,1)} = 259 \text{ А}$$

$$I_{\text{КЗ МИН.ВН}}^{(3)} = \frac{250700}{\sqrt{3} \cdot (78,38 + 722,8)} = 180 \text{ А}$$

Ток короткого замыкания, приведенный к стороне НН при КЗ за трансформатором, определяется по выражениям:

$$I_{\text{КЗ МАКС.НН}}^{(3)} = I_{\text{КЗ МАКС.ВН}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{СР.ВН}} \cdot (1 - \Delta U_{\text{РПН}})}{U_{\text{СР.НН}}}, \text{ А}$$

$$I_{\text{КЗ МИН.НН}}^{(3)} = I_{\text{КЗ МИН.ВН}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{МАКС.ВН}}}{U_{\text{СР.НН}}}, \text{ А}$$

где  $U_{\text{СР.ВН}}$ ,  $U_{\text{СР.НН}}$  – напряжение обмоток трансформатора стороне ВН и НН;

$\Delta U_{\text{РПН}}$  – половина суммарного диапазона регулирования напряжения на стороне ВН.

$$I_{\text{КЗ МАКС.НН}}^{(3)} = 259 \cdot \frac{230 \cdot (1 - 0,12)}{11} = 4766 \text{ А}$$

$$I_{\text{КЗ МИН.НН}}^{(3)} = 180 \cdot \frac{250,7}{11} = 4102 \text{ А}$$

Результаты расчета приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Значения  $I_{\text{КЗ}}^{(3)}$  на шинах 10 кВ.

Место КЗ	Токи КЗ	
	$I_{\text{КЗ.МАКС}}^{(3)}, \text{ А}$	$I_{\text{КЗ.МИН}}^{(3)}, \text{ А}$
На шинах 10 кВ, приведенные к ВН	259	180
На шинах 10 кВ, приведенные к НН	4766	4102

## 6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Выбор и проверка оборудования осуществляется согласно РД 153-34.0-20.527-98 и СО 153-34.20.122-2009 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750кВ».

В рамках строительства предусматривается установка следующих трансформаторов типа ТДН-10000/220 (Т-1, Т-2).

Максимальные рабочие токи в цепях трансформатора определены с учетом установки в перспективе трансформаторов мощностью 25 МВА в соответствии СО 153-34.20.122-2009 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750кВ»:

$$I_{\text{раб.ВН}(25)} = \frac{1,3 \cdot 25000}{230 \cdot \sqrt{3}} = 81,6 \text{ А}$$

$$I_{\text{раб.ВН}(25)} = \frac{1,3 \cdot 25000}{11 \cdot \sqrt{3}} = 1706 \text{ А}$$

Максимальные рабочие токи для видеров отходящих линий 10 кВ ПАО "Газпром" №1, ПАО "Газпром" №2, ПАО "Газпром" №3, ПАО "Газпром" №4 приняты в соответствии с техническими условиями по индивидуальному проекту на технологическое присоединение к электрическим сетям АО «ДРСК» с максимальной мощностью энергопринимающих устройств 3,65, 3,65, 0,8, 0,8 0,1 0,1 МВт соответственно.

Указанное оборудование проверяется на устойчивость к токам короткого замыкания, рассчитанным с учетом перспективы развития сети на 2024 г.

Ниже в таблице 3 представлены значения ТКЗ.

Таблица 3 – значения ТКЗ.

Место КЗ	$I_{\text{кз}(25)}^{(3)}$ , кА	$I_{\text{кз}(25)}^{(1)}$ , кА	$I_{\text{кз}(16)}^{(3)}$ , кА	$I_{\text{кз}}^{(1)}$ , кА
Шины 220 кВ	3,64	5,31	3,64	5,31
Ввод 10 кВ Т-1, Т-2	11,05	–	8,27	–

## 7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

Выбор трансформаторов тока производится по следующим параметрам:

– по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$$

– по номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.сети}}$$

– по классу точности;

– по конструктивному исполнению.

Проверка трансформаторов тока производится по следующим параметрам:

1) По наибольшему пику тока динамической стойкости:

$$i_{\text{ПР.СКВ}} \geq i_{\text{уд}}$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot k_{\text{уд}}$$

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

2) По термической стойкости:

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = B_k$$

$$B_k = I_{\text{П.С.}}^2 \cdot \left( t_{\text{откл}} + T_a \cdot \left( 1 - e^{-\frac{-2 \cdot t_{\text{откл}}}{T_a}} \right) \right)$$

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{осн.защ}} \cdot t_{\text{п.в.}}$$

где  $t_{\text{осн.защ}}$  – время срабатывания основной защиты;

$t_{\text{п.в.}}$  – полное время отключения выключателя.

3) По вторичной нагрузке:

$$S_{2\text{ном.}} \geq S_2$$

### 7.1 Выбор и проверка трансформатора тока 220 кВ

Выбор и проверка проводится для выносного трансформатора тока 220 кВ. Для встроенного в силовой трансформатор Т-1 трансформатора тока проверка проводится аналогично.

Выбор трансформаторов тока 220 кВ:

– по номинальному напряжению:

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

– по номинальному току:

Максимальный рабочий ток составляет 81,6 А.

Номинальный ток первичной обмотки трансформаторов тока составляет 200 А.

$$200 \text{ А} \geq 81,6 \text{ А}$$

Проверка трансформаторов тока 220 кВ:

– по наибольшему пику тока динамической стойкости:

Наибольший пик тока динамической стойкости для трансформаторов тока 220 кВ с первичным током 200 А составляет 80 кА.

$$k_{\text{уд}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,05}} = 1,82$$



$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 5,31 \cdot 1,82 = 13,67 \text{ кА}$$

$$80 \text{ кА} \geq 13,67 \text{ кА}$$

– по термической стойкости:

Для выключателей 220 кВ полное время отключения составляет 0,055 с, а время срабатывания основной защиты – 0,1 с.

$$t_{откл} = 0,1 + 0,055 = 0,155 \text{ с}$$

$$B_k = 5,31^2 \cdot \left( 0,155 + 0,05 \cdot \left( 1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,155}{0,05}} \right) \right) = 5,64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$31,5^2 \cdot 0,155 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 5,64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$153,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 5,64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

## 7.2 Выбор и проверка трансформатора тока 10 кВ

Выполним проверку трансформаторов тока КРУМ 10 кВ. Проверка проводится для трансформаторов тока вводной ячейки Т-1. Для остальных трансформаторов тока КРУМ 10 кВ проверка выполняется аналогично.

Выбор трансформаторов тока 10 кВ:

– по номинальному напряжению:

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}$$

– по номинальному току:

Номинальный ток первичной обмотки трансформаторов тока составляет 2000 А.

Максимальный рабочий ток на вводе 10 кВ составляет 1706 А.

$$2000 \text{ А} \geq 1706 \text{ А}$$

Проверка трансформаторов тока 10кВ:

– по наибольшему пику тока динамической стойкости:

Наибольший пик тока динамической стойкости для трансформаторов тока 10 кВ с первичным током 2000 А составляет 102 кА.

$$k_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,05}} = 1,82$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 11,05 \cdot 1,82 = 28,44 \text{ кА}$$

$$102 \text{ кА} \geq 28,44 \text{ кА}$$

– по термической стойкости:

Для выключателей 220 кВ полное время отключения составляет 0,055 с, а время срабатывания основной защиты – 0,1 с.

$$t_{откл} = 0,1 + 0,055 = 0,155 \text{ с}$$

$$B_k = 11,05^2 \cdot \left( 0,155 + 0,05 \cdot \left( 1 - e^{-\frac{2 \cdot 0,155}{0,05}} \right) \right) = 24,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$40^2 \cdot 0,155 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 24,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$248 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 24,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Результаты выбора и проверки трансформаторов тока сведены в табл. 4.

Таблица 4 – Выбор и проверка трансформаторов тока

Место установки		Расчетные данные						Тип трансформатора тока	Каталожные данные				
		U <sub>сети</sub>	I <sub>раб.сети</sub>	I <sub>п.0</sub>	i <sub>уд</sub>	B <sub>к</sub>	Класс точности S <sub>2</sub>		U <sub>ном</sub>	I <sub>ном</sub>	i <sub>пр.скв.</sub>	I <sub>терм</sub> <sup>2</sup> · t <sub>терм</sub>	Класс точности S <sub>2ном</sub>
		кВ	А	кА	кА	кА <sup>2</sup> · с	ВА		кВ	А	кА	кА <sup>2</sup> · с	ВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ОРУ 220 кВ	Яч. Т-1, Т-2	220	52,27	6,25	16,08	8	10P/10P/10P 1,67/4,78/4,78	Трансформаторы тока встроенный 220 кВ	220	600-400- <u>300-200</u>	–	153,8	10P/10P/10P 15/15/15
	Яч. Т-1, Т-2	220	52,27 (25)	6,25	16,08	8	0,2S/0,2/10P/10P/10P/10P **/1,43/4,78/0/0/1,74	Трансформаторы тока встроенный 220 кВ	220	400- <u>200</u> -100 (50)	80	153,8	0,2S/0,2/10P/10P/ 10P/10P 5/5/15/15/15/15
КРУМ 10 кВ	ВВ	10	1093	8,7	22,39	15,14	10P/10P/0,5/0,5S 14,78/14,78/15,2/2,2	Трансформатор тока с литой изоляцией 10 кВ	10	<u>1500</u> -750	100	248	10P/10P/0,5/0,5S 20/20/20/5
	СВ	10	546,5	8,7	22,39	15,9	10P/0,5/0,5S 2,45/15,2/*	Трансформатор тока с литой изоляцией 10 кВ	10	<u>1500</u> -(500)	100	248	10P/0,5/0,5S 15/20/5
	Линия 1.1	10	207	8,7	22,39	15,9	10P/0,5/0,5S 2,45/2,2/2,2	Трансформатор тока с литой изоляцией 10 кВ	10	600-( <u>300</u> )	100	248	10P/0,5/0,5S 15/5/5
	Линия 1.2	10	209	8,7	22,39	15,9	10P/0,5/0,5S 2,45/2,2/2,2	Трансформатор тока с литой изоляцией 10 кВ	10	600-( <u>300</u> )	100	248	10P/0,5/0,5S 15/5/5
	Линия 2.1	10	46	8,7	22,39	15,9	10P/0,5/0,5S 2,45/2,2/2,2	Трансформатор тока с литой изоляцией 10 кВ	10	300-(150)	80	248	10P/0,5/0,5S 15/5/5
	Линия 2.2	10	46	8,7	22,39	15,9	10P/0,5/0,5S 2,45/2,2/2,2	Трансформатор тока с литой изоляцией 10 кВ	10	300-(150)	80	248	10P/0,5/0,5S 15/5/5
	Линия 3	10	1	8,7	22,39	15,9	10P/0,5/0,5S 2,45/2,2/2,2	Трансформатор тока с литой изоляцией 10 кВ	10	300-(150)	80	248	10P/0,5/0,5S 15/5/5

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	Линия 4	10	3,5	8,7	22,39	15,9	10P/0,5/0,5S 2,45/2,2/2,2	Трансформатор тока с литой изоляцией 10 кВ	10	300-(150)	80	248	10P/0,5/0,5S 15/5/5
	ТСН-1, ТСН-2 ПП Ззя	10	33	8,7	22,39	15,9	10P/0,5/0,5S 2,45/2,2/2,2	Трансформатор тока с литой изоляцией 10 кВ	10	300-(150)	40	248	10P/0,5/0,5S 15/5/5
	ТСН-1, ТСН-2	10	6,82	8,7	22,39	15,9	10P/0,5/0,5S 2,45/2,2/*	Трансформатор тока с литой изоляцией 10 кВ	10	300-(150)	40	248	10P/0,5/0,5S 15/5/5

## 8 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОГРАНИЧИТЕЛЕЙ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

### 8.1 Выбор ограничителей перенапряжений 220 кВ

Выбор ОПН производится в соответствии с «Методическими указаниями по применению ограничителей перенапряжений нелинейных в электрических сетях 110 – 750кВ».

Выбор наибольшего длительно допустимого напряжения ОПН

Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН ( $U_{НРО}$ ) должно быть не ниже наибольшего рабочего напряжения сети ( $U_{НР}$ ), нормируемого ГОСТ 721 – 77 «Номинальные напряжения свыше 1000 В».

$$U_{НР} = \frac{U_p}{\sqrt{3}} \cdot 1,05$$

где  $U_p$  – наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение в электрической сети.

Коэффициент 1,05 вводится для повышения надежности.

$$U_{НР} = \frac{252}{\sqrt{3}} \cdot 1,05 = 152,7 \text{ кВ}$$

Для ОПН 220 кВ устанавливаемого на стороне ВН трансформаторов Т –1 (Т-2)  $U_{НРО}$  должно быть не менее 154 кВ.

Выбор класса энергоёмкости

При установке в сетях с 220 кВ с заземлёнными нейтралью трансформаторов энергоёмкость принимаем в пределах 2,5-3 кДж/кВ номинального напряжения.

Определение защитного уровня ОПН при коммутационных перенапряжениях

Величина коммутационных перенапряжений определяет значение остающегося напряжения ( $U_{ОСТК}$ ) на ограничителе, которое должно быть при

расчётном токе не менее, чем на 15-20% ниже испытательного напряжения ( $U_{ки}$ ) коммутационным импульсом защищаемого оборудования.

Для оборудования 110 – 220 кВ нормируется одноминутное испытательное напряжение частоты 50Гц.  $U_{исп50} = 395$  кВ согласно ГОСТ 1516.3 – 96 «Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ».

Выдерживаемый уровень коммутационных напряжений можно определить по формуле:

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{исп50}$$

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 395 = 676,7 \text{ кВ}$$

Значение остающегося напряжения определяется следующим образом:

$$U_{остк} \leq \frac{U_{ки}}{1,2}$$

Таким образом, значение остающегося напряжения на ограничителе при коммутационных перенапряжениях должно быть менее 563,9 кВ.

Определение защитного уровня ОПН при грозовых перенапряжениях

Величина остающегося напряжения при грозовых перенапряжениях с амплитудой тока 10 кА должна быть меньше значения  $U_{гн}=750$  кВ (по ГОСТ 1516.3 – 96 «Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ»).

Выбор ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности

Значение тока срабатывания противовзрывного устройства, должно быть на 15-20% больше максимального значения тока короткого замыкания  $I_{кз}^{(1)} = 5,31$  кА. Таким образом, ток срабатывания противовзрывного устройства должен быть не менее 6,372 кА.

Выбор длины пути утечки ОПН

Удельная длина пути утечки для ОПН выбирается не менее, чем на 20% выше, чем для остального оборудования ПС. Для основного оборудования на ПС выбрана длина пути утечки 2,25 см/кВ согласно ГОСТ 9920 «Длина пути утечки внешней изоляции». Для ОПН 220 кВ устанавливаемого на стороне ВН трансформатора Т-1(Т-2) длина пути утечки должна быть не менее 2,7 см/кВ.

## **8.2 Выбор ограничителей перенапряжений 10кВ**

Выбор наибольшего длительно допустимого напряжения ОПН

В сетях 6 – 35 кВ, работающих с изолированной нейтралью или компенсацией ёмкостного тока замыкания на землю и допускающих неограниченно длительное существование однофазного замыкания на землю (ОЗЗ), наибольшее рабочее длительно допустимое напряжение ограничителя выбирается равным наибольшему рабочему напряжению электрооборудования для данного класса напряжения по ГОСТ 1516.3.

Для класса напряжения 10 кВ наибольшее рабочее напряжение электрооборудования составляет 12:

$$U_{\text{нрo}} = 12 \text{ кВ}$$

Для ОПН 10 кВ устанавливаемого на стороне НН трансформаторов Т-1 (Т-2)  $U_{\text{нрo}}$  должно быть не менее 12 кВ.

Определение защитного уровня ограничителя при коммутационных перенапряжениях

Величина коммутационных перенапряжений определяет значение остающегося напряжения на ограничителе, которое должно быть при расчётном токе коммутационных перенапряжений не более выдерживаемого напряжения изоляцией защищаемого оборудования ( $U_{\text{ки}}$ ). Значение  $U_{\text{ки}}$  для внутренней изоляции трансформатора класса напряжения 10 кВ составляет 59,8 кВ.

Выбор тока срабатывания взрывопредохранительного устройства

Ток срабатывания взрывопредохранительного устройства (для сброса давления) ОПН, выбирается не менее, чем на 15-20% больше значения трехфазного  $I_{3кз}=11,05$  кА. Таким образом, ток срабатывания противовзрывного устройства должен быть не менее 13,26 кА.

Выбор длины пути утечки внешней изоляции ограничителя

Длина пути утечки внешней изоляции ограничителя выбирается в зависимости от степени загрязнения по ГОСТ9920 – 89, но должна быть для оборудования класса напряжения 10 кВ не менее 22 см.

Особенности выбора ОПН для защиты от грозových перенапряжений

Так как выбор наибольшего длительно допустимого напряжения и энергоемкости ОПН произведен с учетом его работы при ОДЗ, то дополнительной отстройки от перенапряжений, вызванных ОДЗ, не требуется.

Результаты выбора и проверки ограничителей перенапряжений сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Результаты выбора и проверки ограничителей перенапряжений.

Место установки	Расчетные данные				Тип аппарата	Каталожные данные			
	$U_{сети},$ кВ	$U_{нр},$ кВ	$I_u,$ кА	$I_{к.з.}^{3(1)},$ кА		$U_{ном},$ кВ	$U_{нро},$ кВ	$I_n,$ кА	$I_{доп},$ кА
<b>Вновь устанавливаемые ограничители перенапряжений</b>									
ОРУ 220 кВ	220	152,7	10	6,25	ОПН-220	193	154	10	40
Т-1, Т-2 10 кВ	10	12	10	8,7	ОПН-10	15	12	10	40
Ячейки РУ 10 кВ	10	12	10	8,7	ОПН-10	15	12	10	40



## 9 РАСЧЁТ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

В структуру комплекса РЗА ПС КС-7А входят:

- защита и автоматика силовых трансформаторов Т-1 и Т-2;
- защита и автоматика ячеек КРУ 10 кВ.

### 9.1 Релейная защита и автоматика трансформаторов

ПС 220 кВ КС-7Аа подключается двумя шинными мостами 220 кВ к ПП 220 кВ Зея.

Защиты шинного моста 220 кВ подключаются к выносным трансформаторам тока на ПС 220 кВ КС-7А и к ТТ на ПП 220 кВ Зея. Данные комплекты защит будут предусмотрены смежным титулом «Строительство заходов ВЛ 220 кВ Амурская-Ледяная в ПП 220 кВ Зея, сооружение ПП 220 кВ Зея (для ТП энергопринимающих устройств АО «ДРСК»)».

На ПС 220 кВ КС-7А устанавливается 2 силовых трансформатора мощностью 10 МВА.

Для трансформаторов 1Т, 2Т предусматривается следующий состав защит и автоматики:

- газовая защита трансформатора с использованием газового реле с двумя отключающими и двумя сигнальными контактами;
- защита устройства РПН с использованием струйного реле с двумя отключающими контактами;
- дифференциальная защита трансформатора; – максимальная токовая защита на сторонах 220 кВ, 10 кВ с пуском по напряжению;
- защита от перегрузки;
- автоматика регулирования коэффициента трансформации;

– технологические защиты. Для защиты силовых трансформаторов предусматриваются шкафы, включающие в себя три комплекта (ОПУ, шкафы 4Р,5Р):

- комплект основных защит;
- комплект резервных защит;
- комплект АРКТ.

Газовая защита трансформатора и устройства РПН

Блокировка РПН

Согласно инструкции по эксплуатации трансформаторов РПН должен блокироваться при повреждениях и неисправностях в трансформаторе, при превышении допустимого тока устройства РПН, при перегрузе трансформатора. Нормальные эксплуатационные, аварийные перегрузки трансформатора (если ток не превышает 200% номинального тока) не могут ограничить работу РПН.

Ток срабатывания блокировки РПН:

$$I_{\text{Бл.РПН}} = 2 \cdot I_{\text{НОМ.Т}}$$

где  $I_{\text{НОМ.Т}}$  – номинальный ток силового трансформатора.

$$I_{\text{Бл.РПН}} = 2 \cdot 25,1 = 50,2 \text{ А}$$

Принятые уставки Т1,2: перв. 50,2 А; втор. 0,25.

Газовая защита трансформатора является основной быстродействующей защитой от всех видов внутренних повреждений в баке трансформатора, связанных с выделением газа в результате разложения трансформаторного масла или твердой изоляции. Защита также срабатывает при возникновении перетока масла из корпуса в расширитель. Газовая защита трансформатора имеет две ступени:

– первая ступень срабатывает при незначительном выделении газа и действует на «сигнал»;

– вторая ступень срабатывает при интенсивном выделении газа или от потока масла из бака в расширитель трансформатора и действует на отключение трансформатора со всех сторон.

Для трансформаторов Т-1 и Т-2 предусматриваются газовые реле с двумя отключающими и двумя сигнальными контактами для возможности действия газовой защиты через комплект основных и комплект резервных защит трансформатора.

Защита устройства РПН выполнена на струйном реле и является основной быстродействующей защитой от всех видов внутренних повреждений в баке РПН. Защита срабатывает от потока масла из бака РПН в расширитель и действует на отключение трансформатора со всех сторон.

Для трансформаторов Т-1 и Т-2 предусматриваются струйные реле с двумя отключающими контактами для возможности действия защиты РПН через комплект основных и комплект резервных защит трансформатора.

Для всех цепей газовой защиты трансформатора предусмотрены устройства контроля изоляции цепей оперативного тока, приходящих на газовое реле, и действующее в случае неисправности цепей с выдержкой времени на вывод газовой защиты из работы и на сигнал.

Предусмотрена возможность перевода действия отключающей ступени ГЗ трансформатора на «сигнал».

#### Дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ)

Дифференциальная защита трансформатора является основной быстродействующей защитой от всех видов коротких замыканий, произошедших в зоне ДЗТ. Зона действия дифференциальной защиты ограничена:

– на стороне ВН – выносными трансформаторами тока 220 кВ;

– на стороне НН – трансформаторами тока, установленными в ячейке ввода 10 кВ.

Дифференциальная защита действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени.

Дифференциальная защита трансформаторов, установленных на ПС 220 кВ КС-7А выполнена на терминалах Сириус-Т производства ЗАО «РАДИУС Автоматика». Расчет и выбор уставок защит выполнен в соответствии с рекомендациями по выбору уставок устройства защиты двухобмоточного трансформатора «Сириус-Т».

Первичные токи, соответствующие номинальной мощности трансформатора:

$$I_{\text{НОМ}} \geq \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$$

Вторичные токи в плечах защиты:

$$I_{\text{ВТ}} = \frac{k_{\text{СХ}} \cdot I_{\text{НОМ}}}{k_{\text{ТТ}}}$$

Базовая уставка дифференциального тока срабатывания

Отстройка от тока небаланса:

$$I_{\text{ДИФ}} = K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ}}$$

$$I_{\text{НБ.РАСЧ}} = K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ВЫБ}}$$

Коэффициент торможения:

$$K_{\text{Т}} = \frac{100 \cdot K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ}}}{1 - 0,5 \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ}}}$$

Ток срабатывания дифференциальной токовой отсечки

Отстройки от БНТ:

$$I_{\text{ДТО}} \geq 6$$

Отстройки от тока небаланса при внешнем КЗ:

$$I_{\text{ДТО}} = 1,5 \cdot I_{\text{ДТО}} \cdot (K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ВЫБ}})$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}}{I_{\text{ДИФ}} \cdot I_{\text{НОМ.ВН}}}$$

Для стороны 230 кВ:

$$I_{\text{НОМ}} \geq \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 25,1 \text{ А}$$

$$k_{\text{ТТ}} = \frac{200}{1} \quad \text{У}$$

$$I_{\text{ВТ}} = \frac{1 \cdot 25,1}{\frac{200}{1}} = 0,126 \text{ А}$$

$$I_{\text{БАЗ}} = 0,15$$

Для стороны 11 кВ:

$$I_{\text{НОМ}} \geq \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 524,9 \text{ А}$$

$$k_{\text{ТТ}} = \frac{2000}{5} \quad \text{У}$$

$$I_{ВТ} = \frac{1 \cdot 25,1}{\frac{2000}{5}} = 1,75 \text{ А}$$

$$I_{БАЗ} = 2,1$$

Общее:

$$I_{ДИФ} = 1,2 \cdot 0,36 = 0,432$$

$$I_{НБ.РАСЧ} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,04 = 0,36$$

$$I_{ДИФ} = 0,5$$

$$K_T = \frac{100 \cdot 1,3 \cdot 0,36}{1 - 0,5 \cdot 0,36} = 57$$

$$K_T = 57$$

$$I_{Т2} = 2$$

$$I_{ДТО} \geq 6$$

$$I_{ДТО} = 1,5 \cdot \frac{259}{25,1} \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,04) = 7,12$$

$$I_{ДТО} = 7,2$$

$$I_{ДИФ} = 0,1$$

$$T = 10 \text{ сек}$$

$$K_{ч} = \frac{0,87 \cdot 180}{0,5 \cdot 25,1} = 12,4$$

Примечание- ввиду того, что на терминале Сириус-Т, уставка базисного тока ВН начинается с 0,15А - принимается минимальное значение 0,15А, а базисный ток стороны НН пропорционально увеличен с 1,75А до 2,1 А.

Максимальная токовая защита трансформатора (МТЗ)

Максимальная токовая защита на стороне 220 кВ трансформатора (МТЗ ВН) предназначена для резервирования основных защит трансформатора и отключения токов, обусловленных внешними короткими замыканиями. Токовые цепи МТЗ ВН подключаются к трансформаторам тока, встроенным в силовой трансформатор. Защита выполнена с пуском по напряжению от ТН 10 кВ 1(2) с.ш. и действует с выдержкой времени на отключение трансформатора со всех сторон.

Максимальная токовая защита на стороне 10 кВ трансформатора (МТЗ НН) выполнена с пуском по напряжению от соответствующих ТН 10 кВ и действует:

– с первой выдержкой времени – на отключение выключателя ввода 10 кВ;

– со второй выдержкой времени – на отключение трансформатора со всех сторон.

Токовые цепи МТЗ НН подключаются к трансформаторам тока, установленным в ячейках ввода 10 кВ.

Расчет уставок МТЗ трансформатора выполнен в соответствии с РУ по релейной защите. Выпуск 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ: Расчеты и Шабад М. А. «Максимальная токовая защита».

МТЗ ВН Т1, Т2 (Сириус -Т, Сириус -УВ)

Ток срабатывания МТЗ

Отстройка от уставки предыдущей защиты:

$$I_{C.3} = \frac{k_{H.C}}{k_P} \cdot \left[ \sum_1^n I_{C.3.PP.MAX(n)} + \sum_1^{N-n} I_{P.MAX(N-n)} \right]$$

$$I_{C.3} = \frac{1,1}{1} \cdot (62,2 + 0) = 68,42 \text{ А}$$

$$I_{C.3.ПР.}^{BH} = k_T \cdot I_{C.3.ПР.}$$

$$k_{H.C} = 1,1$$

$$k_P = 1$$

Отстройки от максимального рабочего тока:

$$I_{C.3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3П}}{K_B} \cdot I_{МАХ.РАБ}$$

$$I_{C.3} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,95} \cdot 25,1 = 38 \text{ A}$$

$$K_H = 1,2$$

$$K_{C3П} = 1,2$$

$$K_B = 0,95$$

Принятая уставка:  $I_{C.3} = 70 \text{ A}$

Вторичный ток срабатывания защиты:

$$I_{C.P} = \frac{I_{C.3} \cdot k_{CX}}{k_{ТТ}}$$

$$I_{C.P} = \frac{70 \cdot \sqrt{3}}{\frac{200}{1}} = 0,6 \text{ A}$$

$$k_{CX} = \sqrt{3}$$

$$k_{ТТ} = \frac{200}{1}$$

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{K3.MIN}}{I_{C.3}} \geq 1,5$$



$$k_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot 180}{70} = 2,23$$

Уставка времени действия МТЗ

Отстройка от времени срабатывания предыдущей защиты:

$$t_{\text{ср.МТЗ}} = t_{\text{ср.з.пред}} + \Delta t$$

$$t_{\text{ср.МТЗ}} = 2,1 + 0,3 = 2,4 \text{ с}$$

$$\Delta t = 0,3 \text{ с}$$

МТЗ НН Т1, Т2 (Сириус -Т)

Ток срабатывания МТЗ:

Принимается по ВВ 10 кВ Т1, 2.

$$I_{\text{с.з}} = 1300 \text{ А}$$

Вторичный ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{с.р}} = \frac{I_{\text{с.з}} \cdot k_{\text{сх}}}{k_{\text{тт}}}$$

$$I_{\text{с.р}} = \frac{1300 \cdot 1}{\frac{1500}{5}} = 4,3 \text{ А}$$

$$k_{\text{сх}} = 1$$

$$k_{\text{тт}} = \frac{1500}{5}$$

Уставка времени действия МТЗ

Принимается по ВВ 10 кВ Т1, 2:

$$t_{\text{ср.МТЗ}} = 2,1 \text{ с}$$

МТЗ ВВ 10 кВ Т1, Т2 (Сириус - 2 -В)

Ток срабатывания МТЗ

Отстройка от уставки предыдущей защиты:

$$I_{C.3} = \frac{k_{H.C}}{k_P} \cdot \left[ \sum_1^n I_{C.3.PP.MAX(n)} + \sum_1^{N-n} I_{P.MAX(N-n)} \right]$$

$$I_{C.3} = \frac{1,1}{1} \cdot (1100 + 0) = 1210 \text{ A}$$

$$k_{H.C} = 1,1$$

$$k_P = 1$$

Отстройки от максимального рабочего тока:

$$I_{C.3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3П}}{K_B} \cdot I_{MAX.PAB}$$

$$I_{C.3} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,95} \cdot 524,9 = 795,6 \text{ A}$$

$$K_H = 1,2$$

$$K_{C3П} = 1,2$$

$$K_B = 0,95$$

Вторичный ток срабатывания защиты:

$$I_{C.P} = \frac{I_{C.3} \cdot k_{CX}}{k_{TT}}$$

$$I_{C.P} = \frac{1300 \cdot 1}{\frac{1500}{5}} = 4,3 \text{ A}$$

$$k_{CX} = 1$$

$$k_{\text{ТТ}} = \frac{1500}{5}$$

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.МІN}}}{I_{\text{с.з}}}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot 4102}{1300} = 2,75$$

ТКЗ см. табл. 2.

Защита от перегрузки

Защита от перегрузки предусматривается на сторонах 220 кВ, 10 кВ трансформатора с действием с выдержкой времени на «сигнал».

Ток срабатывания измерительного органа максимального фазного тока отстраивают от номинального тока обмотки защищаемого трансформатора:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{ном стор}}}{K_{\text{в}}}$$

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

$K_{\text{в}}$  – коэффициент возврата реле тока, принимается равным  $K_{\text{в}} = 0,9$ ;

$I_{\text{ном стор}}$ , А – номинальный ток стороны ВН и НН силового трансформатора.

Уставки защиты трансформатора от перегрузки приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Уставки защиты трансформатора от перегрузки.

Уставка	Значение уставки	
	T1	T2
Ток срабатывания защиты от перегрузки стороны ВН $I_{С.з.ВН}, A^*$	30/0,15	30/0,15
Ток срабатывания защиты от перегрузки стороны НН $I_{С.з.НН}, A^*$	613/1,53	613/1,53
Время срабатывания защиты от перегрузки $t_{СР ПЕР}, c$	9	9

\* – уставки приведены в первичных и вторичных величинах.

Технологические защиты

В состав технологических защит входят:

– защита от перегрева масла с действием на «сигнал». Защита реализована с помощью датчиков температуры масла, установленных на силовых трансформаторах;

– защита от понижения/повышения уровня масла с действием на «сигнал». Защита реализована с помощью реле уровня масла, установленных в расширительных баках трансформатора и устройства РПН.

Автоматика охлаждения трансформатора

Для автоматики охлаждения трансформатора проектом предусматривается установка нового шкафа дутья (комплектно с силовым трансформатором). Автоматика охлаждения трансформатора выполнена с пуском по току и температуре. Токовые цепи пуска охлаждения подключены к трансформаторам тока 220 кВ, 10 кВ. Для пуска охлаждения по температуре на трансформаторе устанавливается термосигнализатор.

Ток срабатывания принимается равным номинальному току стороны ВН и НН силового трансформатора. Уставки автоматики охлаждения приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Уставки автоматики охлаждения

Уставка	Значение уставки	
	T1	T2
Ток срабатывания защиты от перегрузки стороны ВН $I_{АО\text{ ВН}}$ , А*	25,1/0,13	25,1/0,13
Ток срабатывания защиты от перегрузки стороны НН $I_{АО\text{ НН}}$ , А*	524,9/1,31	524,9/1,31
Время срабатывания защиты от перегрузки $t_{CP\text{ АО}}$ , с	15	15
Время возврата автоматики охлаждения $t_{ВОЗВР\text{ АО}}$ , с.	15	15
Температура срабатывания автоматики охлаждения, $T_{ПУСК}$ , °С	55	55
Температура возврата автоматики охлаждения, $T_{ВОЗВР}$ , °С	50	50

\* – уставки приведены в первичных и вторичных величинах.

#### Автоматика регулирования коэффициента трансформации (АРКТ)

Для регулирования напряжения под нагрузкой на трансформаторах предусматривается электрический привод РПН. В состав шкафа защиты трансформатора входит комплект АРКТ.

Комплект выполнен на базе микропроцессорного устройства и реализует следующие функции:

- автоматическое регулирование напряжения;
- дистанционное регулирование напряжения со щита управления;
- коррекция уровня регулируемого напряжения по току нагрузки;
- управление приводом РПН;

- блокировка РПН по току, напряжению и температуре;
- блокировка работы РПН при обнаружении неисправности привода.

Управление РПН трансформаторов может осуществляться непосредственно со шкафов привода, расположенных на силовых трансформаторах, с терминала АРКТ, со щита управления.

Для отображения положения ступени РПН шкафу щита управления (ОПУ, шкаф 2У) АРКТ предусматриваются логометры типа УП-25 производства МНПП «Антракс».

Передача сигнала отключения на ПП 220 кВ

При работе защит трансформатора с действием на отключение на ПП 220 кВ Зезя передается сигнал на отключение выключателей с запретом АПВ. Оба комплекта защит трансформатора действуют через терминал АУВ, ЭМО1, ЭМО2.

## **9.2 Релейная защита и автоматика ячеек КРУМ 10 кВ**

Комплекс РЗА элементов КРУМ 10 кВ предполагается реализовать с использованием микропроцессорных устройств. Терминалы защиты всех присоединений размещаются непосредственно в релейных отсеках ячеек КРУМ.

Для защиты вводов 10 кВ предусматриваются микропроцессорные устройства, в которых реализуются следующие функции защиты и автоматики:

- максимальная токовая защита с пуском по напряжению;
- защита минимального напряжения;
- автоматика управления выключателем;
- устройство резервирования при отказе выключателя.

Устройство резервирования при отказе выключателя 10 кВ

Пусковыми органами УРОВ трансформаторных выключателей 10 кВ являются выходные реле терминалов защит ВВ. Органами, фиксирующими

факт отказа выключателя, являются внутренние реле терминала защит и АУВ – токовые реле и реле, фиксирующие положение выключателя во включенном состоянии.

УРОВ имеет двухступенчатое действие:

- без выдержки времени на отключение резервируемого выключателя (УРОВ на «себя»);
- с выдержкой времени на отключение смежных элементов.

При замыкании на стороне НН и отказе ВВ НН УРОВ действует повторно на отключение этого выключателя. В случае его неотключения УРОВ передаёт сигнал на отключение выключателей 220 кВ с запретом АПВ на ПШ Зея.

Для защиты секционного выключателя 10 кВ предусматривается микропроцессорное устройство, в котором реализуются следующие функции защиты и автоматики:

- максимальная токовая защита;
- автоматическое включение резерва;
- автоматика управления выключателем;
- устройство резервирования при отказе выключателя.

Для защиты отходящих линий 10 кВ предусматриваются микропроцессорные устройства, в которых реализуются следующие функции защиты и автоматики:

- токовая отсечка;
- максимальная токовая защита;
- автоматика управления выключателем;

- устройство резервирования при отказе выключателя;
- сигнализация замыкания на землю.

Для защиты отходящих линий 10 кВ к трансформаторам собственных нужд предусматриваются микропроцессорные устройства, в которых реализуются следующие функции защиты и автоматики:

- токовая отсечка;
- максимальная токовая защита;
- защита от перегрузки;
- автоматика управления выключателем;
- устройство резервирования при отказе выключателя;
- сигнализация замыкания на землю на отходящем кабеле.

Расчет уставок линии 10 кВ

Ток срабатывания ТО:

Отстройка от КЗ в конце линии

$$I_{C.3} \geq K_{OTC} \cdot I_{K3.MAKC}, A$$

$$I_{C.3} = 1,2 \cdot 4365 = 5238$$

$$K_H = 1,2$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K3.MAKC}}{I_{C.3}} \geq 1,2$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{4766}{5238} = 0,91$$



Токовая отсечка неэффективна и выводится из работы.

Ток срабатывания МТЗ:

Отстройка от уставки предыдущей защиты

$$I_{C.3} \geq \frac{k_{H.C}}{k_p} \cdot \left[ \sum_I^n I_{C.3.PP.MAX(n)} + \sum_I^{N=n} I_{P.MAX(N=n)} \right], A$$

$$k_{H.C} = 1,1; k_p = 1$$

Отстройки от максимального рабочего тока

$$I_{C.3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3П}}{K_B} \cdot I_{МАКС.РАБ}, A$$

$$I_{C.3} \geq \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,95} \cdot 475 = 720$$

$$K_H = 1,2; K_{C3П} = 1,2; K_B = 0,95$$

Принятая уставка

$$I_{C.3}, A$$

$$I_{C.3}, A = 1000$$

Вторичный ток срабатывания МТЗ:

$$I_{C.P} = \frac{I_{C.3} \cdot k_{CX}}{k_{ТТ}}, A$$

$$I_{C.P} = \frac{1000 \cdot 1}{600/5} = 8,33$$

$$k_{CX} = 1; k_{ТТ} = 600/5$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.МІН}}}{I_{\text{с.з}}}$$
$$K_{\text{ч}} = \frac{3282}{1000} = 3,28$$

$$I_{\text{кз.МІН}} = 3282$$

Уставка времени ступени МТЗ:

Отстройка от времени предыдущей защиты

$$t_{\text{ср.МТЗ}} = t_{\text{ср.з.пред}} + \Delta t, \text{сек}$$

$$t_{\text{ср.МТЗ}} = 1,5$$

В ячейках трансформаторов напряжения 10 кВ каждой секции шин предусматриваются микропроцессорные устройства, в которых реализуются следующие функции:

- контроль изоляции на секции шин;
- контроль исправности ТН и его цепей;
- автоматическая частотная разгрузка;
- частотное автоматическое повторное включение;
- автоматическое включение резерва и восстановление нормального режима.

Для защиты секций шин 10 кВ предусматривается:

- оптическая защита от дуговых замыканий с контролем тока, выполненная на микропроцессорной базе;
- логическая защита шин, выполненная на терминалах присоединений, вводов и СВ 10 кВ.

Логическая защита шин 10 кВ организуется посредством обмена сигналами логического ожидания между терминалами защит вводов 10 кВ, СВ 10 кВ и отходящих присоединений 10 кВ.

Ток срабатывания ЛЗШ принимается равным току срабатывания МТЗ отходящих присоединений. Время срабатывания ЛЗШ принимается равным  $t_{\text{СР}} = 0,15$  сек.

В качестве уставки ЛЗШ I и II секций принимается уставка МТЗ.

$$I_{\text{с.з.}} = I_{\text{с.з.МТЗ}} = 1050 \text{ А.}$$

Защиту от перегрузки на ячейках трансформаторов 10 кВ реализуем на сигнал.

Ток срабатывания выбирается по стандартному выражению:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{k_n}{k_g} \cdot I_n$$

где  $k_n$  - коэффициент надежности;

$k_g$ - коэффициент возврата максимальных реле тока;

$I_n$ - номинальный ток трансформатора

### **9.3 Дуговая защита шин 10 кВ**

Дуговую защиту КРУМ 10 кВ предполагается реализовать на базе микропроцессорных устройств и волоконно-оптических датчиков. Волоконно-оптические датчики, установленные в отсеках высоковольтных шкафов и имеющие практически круговую диаграмму направленности, фиксируют световую вспышку от электрической дуги и передают ее по оптическому волокну в терминал. При этом, устройство формирует сигнал на отключение питающего напряжения от распределительного устройства.

Дуговая защита выполняется с контролем тока вводов 220 кВ, 10 кВ, СВ 10 кВ и отходящих присоединений 10 кВ.

Для достижения наиболее высокой эффективности функционирования дуговой защиты должно, по возможности, обеспечиваться ее быстрое действие, т.е. работа на отключение без выдержки времени. Для более надежной организации токового пуска дуговой защиты при появлении КЗ с дугой в любом шкафу КРУ 10 кВ рекомендуется его осуществлять от МТЗ секционного выключателя или отдельной ступени МТЗ, задействованной для организации токового пуска.

Уставка срабатывания выбирается аналогично МТЗ секционного выключателя 10 кВ, и принимается равной:

$$I_{c,p} = 1,1 \text{ A}$$

## 10 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

Основные особенности компоновки, места расположения аппаратуры на ПС 220 кВ КС-7А Зейская и других факторов, влияющие на ЭМО, следующие:

– в случае КЗ, возникновения разностей потенциалов, которые будут представлять опасность для МП аппаратуры, устанавливаемой в зданиях, и изоляции вторичных цепей, которые подходят к этой МП аппаратуре;

– токи КЗ позволяют ожидать высоких температур нагрева экранов вторичных кабелей;

– достаточно близкое расположение молниеприемника может быть причиной возникновения опасных импульсных помех при разряде молнии.

### 10.1 Сечение заземлителей

– горизонтальный заземлитель выполнен из полосовой стали 40х5 мм;

– вертикальный электрод выполняется из круглой стали диаметром 18 мм, длиной 3 м;

- вертикальный глубинный электрод диаметром 17,2, длиной 15,6 м;

- горизонтальный заземлитель заложен на глубине 0,5-0,7 м.

Сечение заземлителей  $S$  должно удовлетворять требованиям термической стойкости, исходя из допустимой температуры нагрева (по ПУЭ п.1.7.114 не выше 400 0С):

$$S = I_{\text{доп}} \cdot S_{\text{доп}} \cdot q$$

где  $I_{\text{доп}}$  – ток короткого замыкания;

$S_{\text{доп}} = 14 \text{ мм}^2/\text{кА}$  для горизонтального стального заземлителя,  $S_{\text{доп}} = 16.5 \text{ мм}^2/\text{кА}$  для стального проводника, подсоединенного к электрооборудованию;

$q$  – коэффициент, учитывающий продолжительность воздействия тока.

$$q = \begin{cases} \sqrt{t + 0,09}, t < 1 \\ 0,8\sqrt{t}, t \geq 1 \end{cases}$$

$$S = 5,313 \cdot 14 \cdot 0,8 \cdot \sqrt{1,8} = 79,8 \text{ мм}^2$$

Тогда минимальное сечение для горизонтального стального заземлителя – 80 мм<sup>2</sup>, заземляющих проводников – 94 мм<sup>2</sup>. Таким образом, сечения проводников, принятые в проекте, (полоса 40х5 мм и стержни диаметром 18 мм) удовлетворяют требованиям термической стойкости.

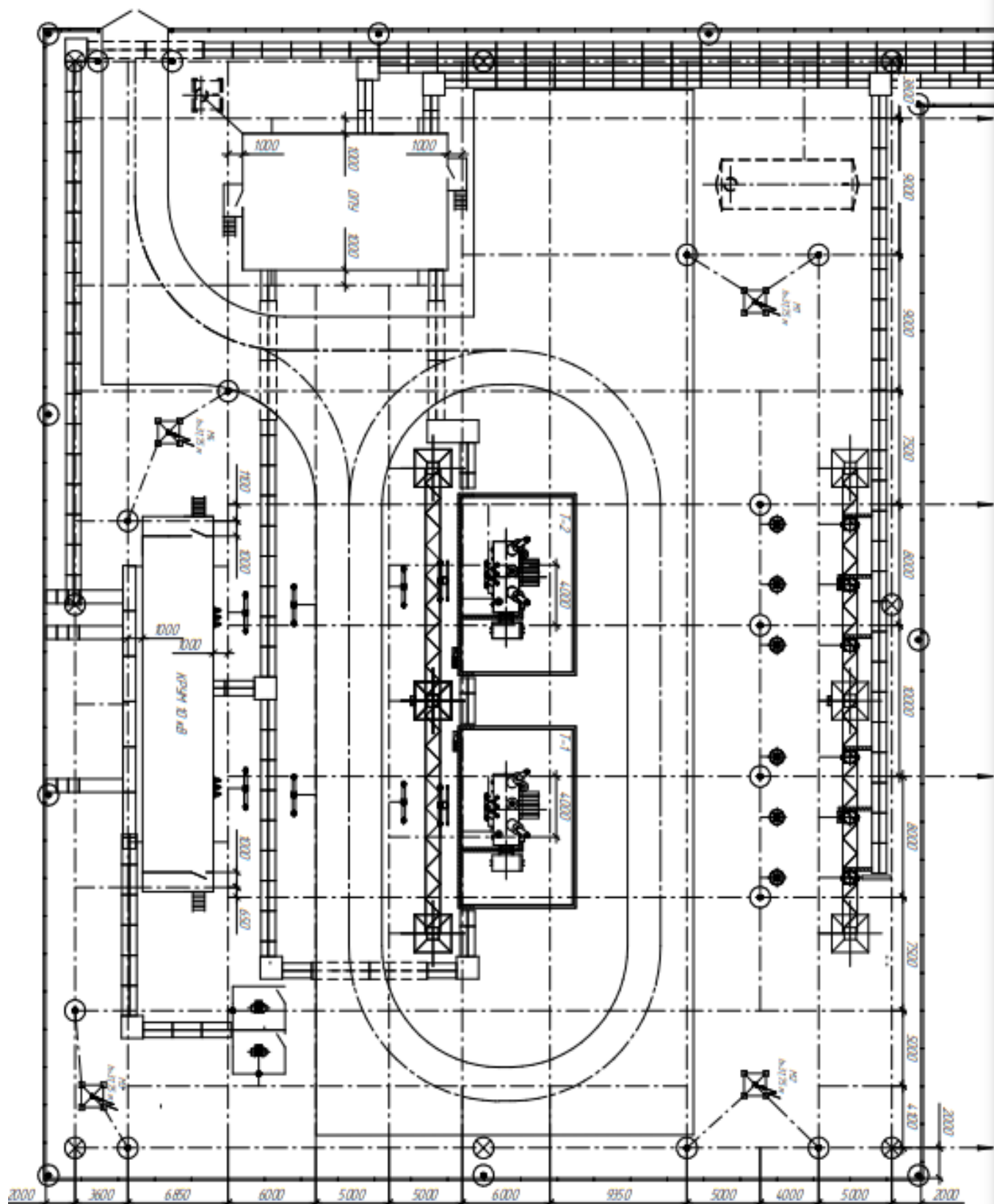


Рисунок 5 – Заземление ПС

Заземляющее устройство подстанции (ЗУ ПС) должно выполняться в соответствии с требованиями ПУЭ-7 п.1.7.88-1.7.95, 4.2.135.

Сопrotивление ЗУ ПС в любое время года согласно ПУЭ п. 1.7.96 не должно превышать 0,5 Ом.

По результатам расчета сопротивление заземляющего устройства в зимний период с учетом сезонного промерзания грунта (РД 153-34.0-20.525-00) составило 0,46 Ом, в летний период - 0,4 Ом.

Все работы по монтажу заземляющего устройства на подстанции выполняются одновременно со строительными по нулевому циклу.

После завершения работ по монтажу заземления составляется акт на скрытые работы и исполнительная схема.

Заземляющие контуры отдельных узлов и сооружений соединяются между собой не менее чем двумя проводниками в общий контур.

Контур заземления ПС 220 кВ КС-7А соединяется при помощи 4-х металlosвязей с контуром заземления ПП 220 кВ Зезя.

Горизонтальный заземлитель и заземляющие проводники выполняются из полосовой стали 40x5 мм, вертикальный электрод выполняется из круглой стали 18 мм.

Для уменьшения сопротивления растеканию тока на ПС устанавливаются вертикальные сборные глубинные электроды торговой марки Ezetek,  $d=17,2$  мм,  $L=15,6$  м.

Внешняя ограда не присоединяется к ЗУ ПС. Ограда заземляется с помощью вертикальных электродов длиной 3 м, устанавливаемых возле стоек ограды по периметру через 20-50 м, которые привариваются к закладным деталям ограды.

Для закладки горизонтального заземлителя роется траншея на длину электрода глубиной 0,5-0,7 м на территории ПС. Горизонтальный заземлитель прокладывается на расстоянии 0,8-1 м от фундаментов или оснований оборудования. Вертикальные неглубинные электроды погружают в траншею методом ввертывания, глубинные - электроломом. Электроды погружают



так, чтобы верхняя часть выступала над дном траншеи на 100-150 мм для присоединения горизонтального заземлителя.

Все соединения элементов ЗУ ПС выполняются сваркой. Сварку выполняют так, чтобы сварочный шов лёг по всем соединениям, при этом длина сварного шва должна быть не менее двойной ширины полосы при прямоугольных проводниках и шести диаметров при круглых проводниках. Прочность шва проверяется ударом молотка весом 1,5-2 кг.

Спуски присоединяются к болтам заземления оборудования и привариваются к опорным металлоконструкциям, после сварки восстанавливается лакокрасочное покрытие.

Вокруг зданий ОПУ, КРУМ 10 кВ прокладывается заземлитель на глубине 1 м и на расстоянии 1 м от фундамента здания и соединяется с системой уравнивания потенциалов этого здания в 4 местах.

Заземлению подлежат все металлические нетоковедущие части установок оборудования, которые могут оказаться под напряжением (металлоконструкции под оборудование, фундаменты, порталы, приводы электрооборудования, каркасы распредел. щитков и шкафов управления, маслобункер, металлоконструкции и лотки для прокладки кабеля, внутреннее сетчатое ограждение, лестницы, а также другие металлические конструкции).

Для защиты от коррозии места сварных соединений заземлителей (сварной шов и на 5-10 см в обе стороны от сварного шва) покрываются в два слоя защитным покрытием (для защитного покрытия следует применять защитный материал "ЦИНОЛ").

## **10.2 Организация трасс прокладки вторичных цепей**

Для вторичных цепей МП аппаратуры необходимо использование только экранированных/бронированных кабелей. Поэтому экранированными кабелями необходимо выполнение всех проводных вторичных цепей.

Принятые проектные решения по выполнению всех вторичных цепей РЗА, ТМ, АИИС КУЭ и связи, проходящих по территории ПС, экранированными кабелями с обязательным заземлением экранов с обеих сторон являются оптимальными с точки зрения ЭМС.

При прокладке вторичных цепей должны быть выполнены следующие рекомендации:

1) для снижения импульсных разностей потенциалов, возникающих при разряде молнии в элементы системы молниезащиты объекта, прикладываемых к изоляции вторичных цепей, трассы кабелей с цепями управления, измерения и сигнализации должны прокладываться на расстоянии не менее 5 м в свету от основания фундаментов (стоек) с разрядниками и молниеотводами;

2) расстояние по магистралям заземления от трасс прокладки вторичных цепей до заземляющих проводников элементов системы молниезащиты по магистралям заземления должно быть не менее 20 м;

3) вторичные цепи на открытой части ПС не рекомендуется прокладывать под ошиновками параллельно последним на длину более  $5 \div 10$  м;

4) в одном контрольном кабеле не допускается объединение цепей различных классов по уровню испытательного напряжения, измерительных цепей трансформаторов тока и напряжения, цепей управления с цепями измерения и сигнализации, цепей управления, измерения и сигнализации с силовыми цепями переменного тока 0,4/0,23 кВ;

5) силовые кабели и вторичные кабели с цепями управления, измерения и сигнализации рекомендуется прокладывать по разным трассам.

Рекомендуется прокладывать контрольные кабели на расстоянии не менее:

- 0,25 м – до силовых кабелей 0,4 кВ, ток КЗ в которых не превышает 1 кА, не используемых для питания потребителей на молниеотводах;
- 0,6 м – до других силовых кабелей до 1 кВ;
- 1,2 м – до силовых кабелей выше 1 кВ.

### 10.3 Расчётная модель

На основании предложенной схемы ЗУ и плана ПС с помощью программы «ORU Design» и «EMI analyzer3» была составлена расчетная модель ЗУ ПС, представленная на рисунках 6, 7.

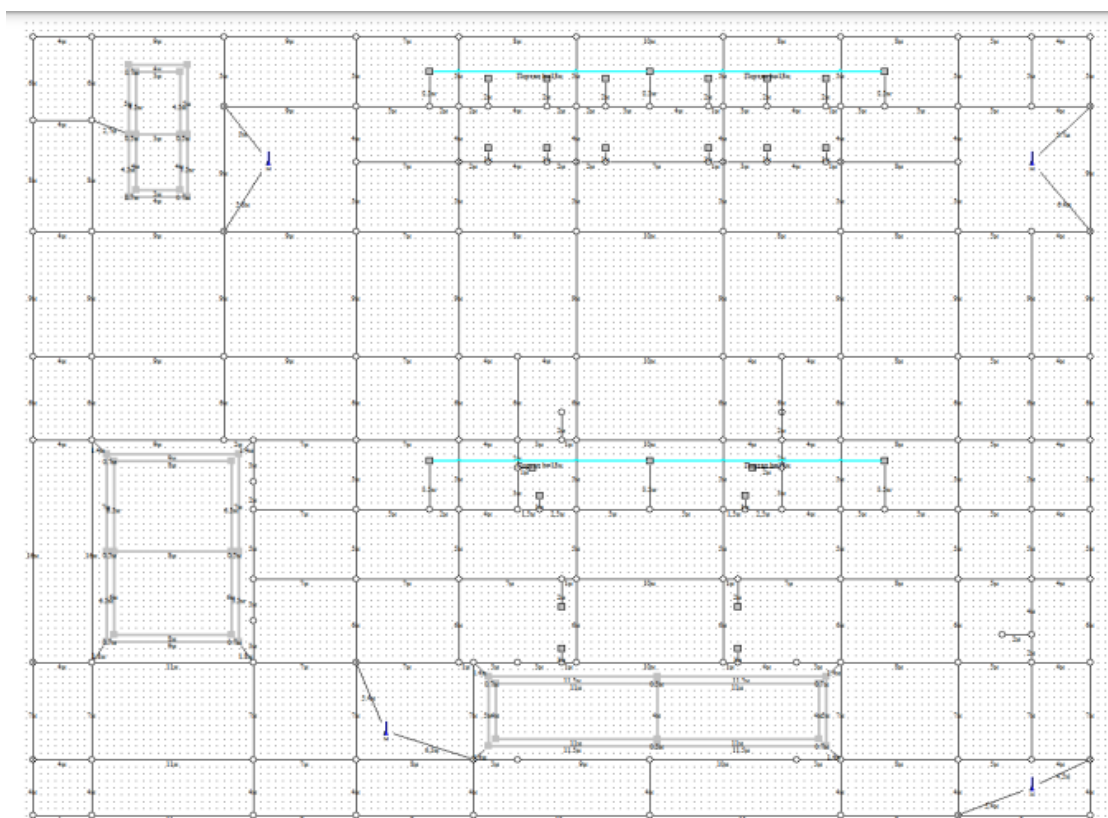


Рисунок 6 – Расчётная модель ЗУ ПС в «ORU Design»

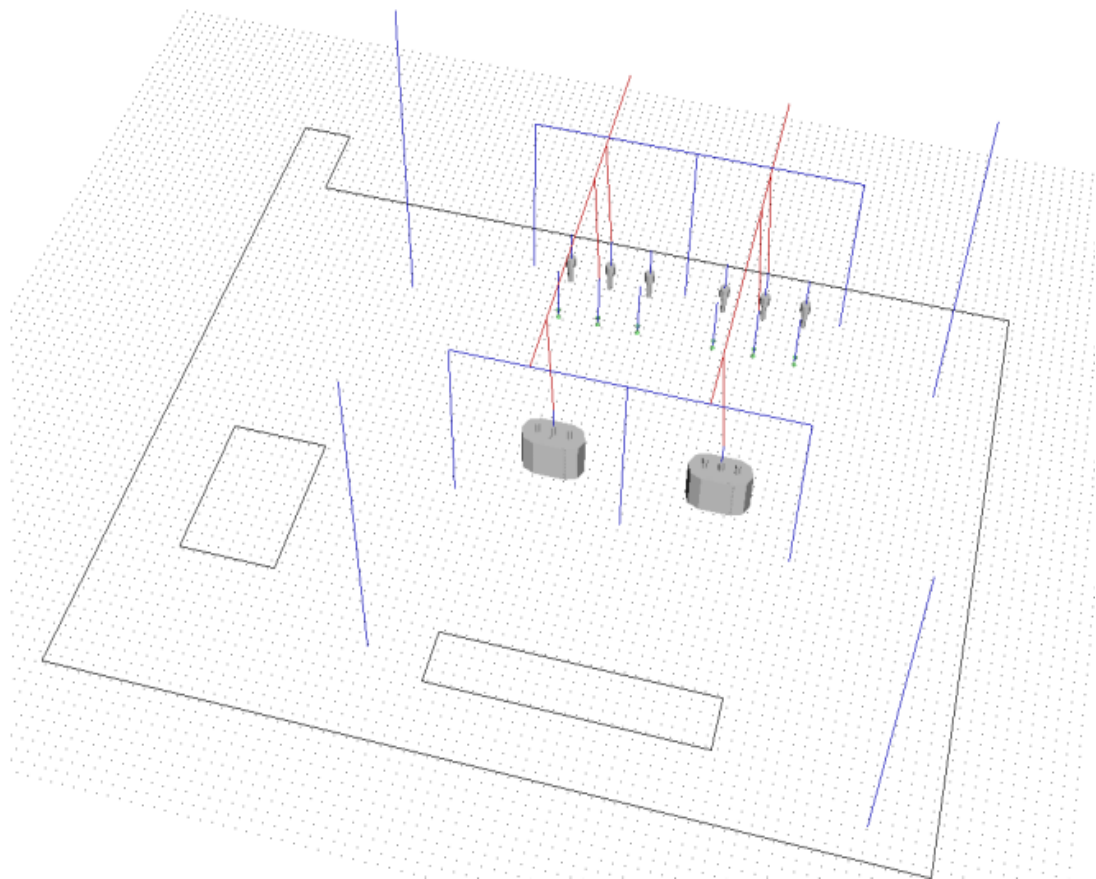


Рисунок 7 – Расчётная модель ПС в «EMI analyzer3»

В расчетных моделях были заданы:

- заземляющее устройство ПС;
- молниеприёмники;
- система уравниваний потенциалов зданий;
- фундаменты аппаратов 220 кВ; - аппараты 220 кВ;
- ошиновка 220 кВ.

Для приведенных расчетных моделей были выполнены расчеты распределения потенциалов, возникающих на ЗУ при КЗ в высоковольтных сетях и разрядах молнии в элементы СМЗ (системы молниезащиты). Расчеты проведены в программах «ORU Design», «EMI analyzer3».

Протекание через заземляющее устройство сверхтоков при КЗ на землю в сетях выше 1 кВ создает опасность воздействия разностей потенциалов на вторичное оборудование и персонал. Помимо этого, протекание тока КЗ может повреждать некоторые проводящие коммуникации (воздуховоды, экраны кабелей и т.п.).

#### **10.4 Оценка токов и напряжения промышленной частоты при КЗ**

Однофазное КЗ в сети 220 кВ

Расчеты разностей потенциалов (приложенных к изоляции вторичных цепей и входам МП аппаратуры) при КЗ в сети 220 кВ проведены для летнего и зимнего периодов.

Максимальные разности потенциалов, возникающие при КЗ в сети 220 кВ, не превышают нормируемые (2 кВ). Максимальные значения – 811 В.

Максимальный нагрев экранов части кабелей вторичных цепей значительно не превышает 1500 С, регламентированного ПУЭ. Максимальное значение – 60 С.

Оценка ВЧ помех при КЗ

Возникающий в результате КЗ ток имеет широкий спектр высокочастотных составляющих. Поэтому при коротких замыканиях на ЗУ, помимо разности потенциалов на основной частоте 50 Гц, будут возникать высокочастотные разности потенциалов. При этом имеет место резкий подъем потенциала в небольшой области вокруг точки КЗ. За счет индуктивного сопротивления заземлителей на высоких частотах, возникающая разность потенциалов между ЭА и входами МП аппаратуры может достигать десятков кВ даже при сравнительно небольших амплитудах ВЧ-составляющих токов КЗ, что может представлять опасность для МП аппаратуры.

Наибольшей опасности подвергается вторичное оборудование, цепи которого имеют непосредственную гальваническую связь с ЗУ ПС (например, в точке заземления цепей измерительных трансформаторов). Тем не менее, возможен пробой изоляции цепей, даже не связанных непосредственно с ЗУ.

Возможно также наведение существенных помех в цепях, не имеющих гальванической связи с ЗУ (по индуктивному и емкостному механизму). Степень опасности такого воздействия обычно ниже, чем прямое гальваническое влияние на цепи и их изоляцию.

Как показали измерения на различных энергообъектах, двухстороннее заземление экранов кабелей снижает разность импульсных потенциалов, приложенную к входам МП аппаратуры и изоляции цепей. Заглублённые и полузаглублённые каналы, металлические короба, лотки также заметно снижают импульсные перенапряжения, приложенные к входам МП аппаратуры и изоляции цепей.

В настоящей ПЗ приняты приведенные ниже (см. таблицу 8) коэффициенты ослабления (экранирования) высокочастотных помех (возникающих при протекании через ЗУ ВЧ-составляющей тока КЗ) различными кабельными конструкциями и экранами кабелей заземлённых с двух сторон.

Таблица 8 – Коэффициенты экранирования кабелей и кабельных конструкций, принятые в отчете (ВЧ –составляющая тока КЗ).

Кабельная конструкция	Минимальный коэффициент экранирования, о.е.
Неэкранированный кабель, экранированный кабель с заземлением экрана с одной стороны	1
Экранированный кабель с заземлением экрана с двух сторон	10
Железобетонный лоток по поверхности земли	1
Цельнометаллический, электрически непрерывный кабельный короб	4
Полузаглубленный и подземный кабельный канал	10
Кабельный тоннель	20

При использовании нескольких экранирующих элементов приведённые коэффициенты должны перемножаться. Так, например, при прокладке

экранированного кабеля (с заземлением экранов с двух сторон) в цельнометаллическом, электрически непрерывном кабельном коробе коэффициент ослабления составит 40.

Согласно СО 34.35.311-2004 и СТО-56947007-29.240.044-2010, проводилось определение опасности ВЧ-составляющей тока КЗ расчетным методом.

КЗ в сети 220 кВ

Согласно результатам расчетов КЗ в сети 220 кВ не будут представлять опасность для вторичных цепей МП аппаратуры при условии выполнения рекомендаций разд. 4.6.5. Вторичные цепи должны быть выполнены экранированным кабелем и заземлены с двух сторон.

### **10.5 Система молниезащиты объекта. Оценка опасности для МП аппаратуры и вторичных цепей со стороны молниевых разрядов в элементы СМЗ**

Защита оборудования от прямых ударов молнии осуществляется четырьмя молниеприемниками:

– молниеприемник М1 – М4 на отдельно стоящей мачте  $H=31,75$  м.

Расчет молниезащиты произведен согласно СО 153-34.21.122-2003. График защитных зон молниеотводов смоделирован в программе "ElectriCS Storm 4.0".

Молниезащита площадки ПС обеспечивается со степенью надежности не менее 0,99.

Расчет среднего количества разрядов молнии на территорию объекта за год

Поражение объекта молнией носит вероятностный характер и зависит от характеристик грозовой активности в регионе, геометрических параметров рассматриваемого объекта и характеристик окружающей местности. Поэтому

выбор принимаемого в расчетах значения тока молнии будет определяться ожидаемым средним числом поражений объекта за год.

Рассматривается поражение молнией всей территории ПС.

Расчет количества молниевых разрядов на территорию ПС выполнялся в соответствии с методикой стандарта МЭК 62305 и РД 34.21.122-87.

Уровень грозовой активности в районе расположения ПС:

$$T_d = 40 - 60 \text{ часов в год.}$$

Плотность ударов молнии на 1 кв. км в год:

$$N_g = \frac{6,7 \cdot T_d}{100}$$

Принимаем верхнее значение  $T_d=60$  часов в год, то  $N_g=4,02$ .

Расчетная плотность сбора зарядов ПС:

$$A = (a + 6h) \cdot (b + 6h)$$

где  $h$  - высота защищаемого объекта, м;

$a$  и  $b$  – длина и ширина ПС, м.

Форма подстанции незначительно отличается от прямоугольной. Размеры для расчета  $A_1$  были приняты:  $a=76$  м и  $b=60$  м. Тогда:

$$A_1 = (76 + 6 \cdot 17,4) \cdot (60 + 6 \cdot 17,4) = 29658 \text{ м}^2$$

Площадь подстанции  $S = a \cdot b = 62 \cdot 54 = 4560 \text{ м}^2$ .

Ожидаемое количество разрядов молнии в территорию ПС за год:

$$N_1 = N_g \cdot A_1 \cdot C_{\text{трб}} \cdot 10^{-6}$$

где  $C_{\text{трб}}$  – коэффициент, учитывающий отсутствие в пределах площади  $A$  других объектов равной или большей высоты.



Рассчитанное значение  $N_1$  составляет 0,119 разрядов молнии в территорию ПС в год, т.е. приблизительно 1 разряд в 8 лет.

Анализ системы молниезащиты ПС показал, что минимально необходимая надежность, при которой территория ПС защищена от прямого удара молнии (ПУМ), составляет 0,99. Прорыв молнии через систему молниезащиты может происходить не чаще, чем раз в 839 лет.

Согласно СО 153-34.21.122-2003, минимальный расчетный импульс тока первого компонента молнии принимается равным 100 кА.

Вероятность молниевых разрядов определяется по эмпирической формуле:

$$P(I) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{24}\right)^{2,6}} \cdot 100\%$$

где  $I$  – величина молниевых разрядов, кА.

Согласно эмпирической формуле для оценки вероятности молниевых разрядов, молниевые разряды с амплитудой тока 100 кА и выше будут составлять 2,4 % от общего числа молниевых разрядов, с амплитудой 45 кА – 16,3%, с амплитудой 20 кА – 61,6 %.

С учетом ожидаемого количества поражений молнией всей территории ПС в год, молниевые разряды с током молнии 100 кА будут происходить в среднем 1 раз в ~ 351 год. Молниевые разряды с током молнии выше 45 кА будут происходить в среднем 1 раз в ~ 51 год. Молниевые разряды с током молнии выше 20 кА будут происходить в среднем 1 раз в ~ 14 лет. В данной работе срок службы ПС (исходя из максимального срока службы первичного оборудования) до полной реконструкции принимается не более ~ 50 лет.

Учитывая вышеприведенные допущения, для целей обеспечения ЭМС можно с достаточной степенью надежности рассматривать молниевые разряды с током не более 45 кА. Таким образом, здесь и далее все расчеты

разностей потенциалов и импульсных магнитных полей проводились для тока молнии 45 кА.

Анализ системы молниезащиты по условиям воздействия на МП аппаратуру

При ударах молнии в молниеотводы объекта возможно воздействие импульсных разностей потенциалов и наводок на вторичные цепи, а также влияние импульсного магнитного поля непосредственно на аппаратуру. Кроме того, опасность может представлять стекание импульсных токов с заземления высоковольтных ОПН. С целью выявления средств молниезащиты, протекание тока молнии через которые представляет опасность для вторичного оборудования, произведена оценка системы молниезащиты. В таблице 9 приводится список таких ЭСМЗ.

Таблица 9 – Элементы системы молниезащиты, протекание токов через которые представляет опасность для вторичных цепей.

№ группы цепей	Цепи	Элементы СМЗ, представляющие опасность	Обоснование
1	Вторичные цепи	М1, М2, М3, М4	Ближайшая к этой цепи конструкция с молниеприемником

Кроме того, определялись элементы СМЗ, протекание токов через которые представляет наибольшую опасность по условиям влияния ИМП на аппаратуру.

Список таких ЭСМЗ приведён в таблице 10.

Таблица 10 – Элементы системы молниезащиты, протекание токов через которые, представляет наибольшую опасность по условиям влияния ИМП на аппаратуру.

№	Помещение	Элементы СМЗ, представляющие наибольшую опасность	Обоснование
1	ОПУ	М1, М2, М3, М4	Ближайшие к зданию элементы СМЗ

Определение импульсных помех и перенапряжений во вторичных цепях при молниевом разряде

Как показали измерения на различных энергообъектах, двухстороннее заземление экранов кабелей снижает разность импульсных потенциалов, приложенную к входам МП аппаратуры и изоляции цепей. Заглублённые и полузаглублённые каналы, металлические короба, лотки также заметно снижают импульсные перенапряжения, приложенные к входам МП аппаратуры и изоляции цепей.

Для цепей, имеющих гальваническую связь с ЗУ ПС (например, цепи измерительных трансформаторов), разности потенциалов снижаются в  $4 \div 7$  раз, а для цепей, не имеющих гальванической связи с ЗУ, например, цепей оперативного тока, – в  $10 \div 100$  раз.

В настоящем отчёте приняты следующие коэффициенты ослабления (экранирования) микросекундных импульсных помех различными кабельными конструкциями и экранами кабелей, заземлённых с двух сторон.

Таблица 11 – Коэффициенты экранирования, принятые в отчете (импульс молнии).

	Экранированный кабель	Металлокороб/ 2 ШУП в кабельном лотке
Гальванически связанные симметричные цепи (цепи ТН, ТТ, СН и т.д)	5	2
Гальванически не связанные симметричные цепи (цепи электроприводов, опер. тока и т.д)	10	3
Несимметричные цепи (ВЧ-связь)	1	2

При использовании нескольких экранирующих элементов приведённые коэффициенты должны перемножаться. Так, например, при прокладке экранированного кабеля (с заземлением экранов с двух сторон) в кабельном лотке с двумя ШУП, для гальванически связанных с ЗУ цепей коэффициент ослабления составит 10, а для гальванически не связанных с ЗУ цепей – 30.

На стадии итогового контроля (после завершения строительства) на ПС рекомендуется провести измерения коэффициента ослабления импульсных помех (вызванных разрядами молнии и протеканием ВЧ-составляющей тока КЗ) экранами кабелей, кабельными конструкциями.

Определение уровней импульсных помех и перенапряжений во вторичных цепях производилось расчетными методами.

Анализ протоколов показывает, что:

– для цепей, проложенных между МП аппаратурой и оборудованием, молниевые разряды не будут представлять опасность, при условии соблюдения, выше описанных требований;

– для МП аппаратуры и её цепей (контрольные и измерительные цепи), проложенных внутри зданий, молниевые разряды не будут представлять опасность.

Рекомендации по защите вторичных цепей от импульсных перенапряжений

Прокладываемые вторичные цепи следует выполнить экранированными кабелями с двухсторонним заземлением экранов.

В таблице 12 представлены рекомендации по защите вторичных цепей и МП аппаратуры от импульсных перенапряжений.

Таблица 12 – Мероприятия по защите вторичных цепей от импульсных перенапряжений.

№ п/п	Цепи	Защитные мероприятия
1	Кабели (контрольные и измерительные цепи), проложенные внутри здания ОПУ	Прокладываемые вторичные цепи (контрольные, измерительные) следует выполнить экранированными кабелями с двухсторонним заземлением экранов
2	Контрольные и сигнальные цепи между ЭА на открытой части ПС и зданием ОПУ. Цепи питания переменным током между ЭА на открытой части ПС и зданием ОПУ	Прокладываемые вторичные цепи (контрольные, измерительные) следует выполнить экранированными кабелями с двухсторонним заземлением экранов. Вторичные цепи должны быть проложены в электрически непрерывном кабельном канале и коробе на открытой части.

## 10.6 Оценка уровня магнитных полей

Определение магнитных полей в нормальном режиме работы объекта

Согласно СО 34.35.311-2004, проводились расчеты распределения магнитных полей в нормальном режиме работы объекта программой EMI analyzer. Оценка напряженности поля проводились в здании ОПУ. В местах

размещения МП аппаратуры в здании ОПУ наибольшие значения магнитного поля составили менее 50 А/м. Анализ результатов показывает, что постоянно действующие МППЧ в здании проектируемого ОПУ не будут представлять опасности для МП аппаратуры, если она испытана не ниже, чем по 5-му классу жесткости (100 А/м) согласно ГОСТ 50648-94 на устойчивость к постоянно действующему МППЧ.

#### Определение магнитных полей при замыканиях

Из-за протекания сверхтоков по элементам первичной сети и заземляющего устройства, а также из-за несимметричной схемы протекания токов, магнитные поля промышленной частоты в режиме КЗ могут существенно превосходить поля в нормальном режиме работы объекта. Определение кратковременных магнитных полей в режиме КЗ выполнялось с помощью расчетных методов.

#### Здание ОПУ

Анализ результатов показывает, что основными источниками кратковременного магнитного поля в здании ОПУ является силовое оборудование 220 кВ. Напряженность поля от этих шин менее 1000 А/м. Стены здания из металлокаркаса будут обеспечивать экранирование. Таким образом, МППЧ не будет представлять опасность для МП аппаратуры в здании ОПУ.

#### Определение магнитных полей при молниевых разрядах

Помимо постоянно действующих и кратковременных магнитных полей при КЗ, опасность для МП аппаратуры могут представлять импульсные магнитные поля при разрядах молнии в молниеотводы объекта.

Определение импульсных магнитных полей при разрядах молнии выполнялось с помощью расчетных методов. При выполнении расчетов принимался вторичный ток молнии 45 кА.

#### Расчеты напряженности поля проводились в здании ОПУ.

Анализ результатов показывает, что основным источником кратковременного магнитного поля в здании ОПУ является растекание тока

молнии при разряде в молниеприемники М1, М4. Напряженность поля в помещении ОПУ может достигать 334 А/м. С учетом экранирования стенами из металлокаркаса напряженность поля будет 42 А/м. Такой уровень ИМП не будет представлять опасность для МП аппаратуры в здании ОПУ.

Оценка уровня электромагнитных полей радиочастотного диапазона в нормальном режиме работы объекта

Вблизи здания ОПУ отсутствуют стационарные радиопередатчики широкой направленности. Поэтому для МП аппаратуры опасность могут представлять только электромагнитные поля, создаваемые такими источниками, как портативные рации, неисправный электроинструмент, люминесцентные лампы без помехоподавляющих конденсаторов и т.п.

Для предотвращения опасности воздействия на МП аппаратуру полей радиочастотного диапазона рекомендуется выполнить следующее: вторичные цепи устанавливаемой МП аппаратуры, проходящие внутри здания ПС выполнить экранированными кабелями. Экраны кабелей необходимо соединить с корпусом МП аппаратуры.

Таким образом, в случае если будет запрещено использование портативных раций вблизи (на расстоянии менее 2 м) от устанавливаемой МП аппаратуры, опасность для МП аппаратуры поля радиочастотного диапазона представлять не будут.

#### Защита МП аппаратуры от магнитных полей

Как показали расчёты, для МП аппаратуры может представлять опасность магнитное поле, создаваемое молниевыми разрядами. Поэтому для защиты аппаратуры необходимо применение мероприятий по экранированию.

Для защиты аппаратуры в зданиях МП аппаратуру следует разместить в экранирующих шкафах, с толщиной стенок не менее 1 мм по стали. В экранирующем шкафу должно быть сведено к минимуму наличие щелей, которые значительно уменьшают экранирующий эффект. Это может быть сделано с помощью комбинированных уплотнителей ЭМС/IP (например, ЭМСпрокладки), которые обеспечивают герметичный и электрический

контакт по всему периметру между панелями и каркасом шкафа. Таким же образом должен обеспечиваться контакт между дверью и корпусом шкафа в закрытом состоянии. При этом поверхности соприкосновения с уплотнителями должны быть либо не окрашены, либо зачищены от непроводящей краски, либо окрашены проводящей краской. Для экранирования смотровых окон шкафов может быть использована стальная сетка размером ячейки не более 20x20 мм и толщиной не менее 1 мм. Сетка должна иметь надежный электрический контакт с металлоконструкциями стенки шкафа по всему периметру.

#### Итоговый контроль

При проведении авторского надзора на этапе строительства и монтажа должен быть осуществлен контроль:

- соответствия объёма работ проектной документации;
- качества работ при реализации технических решений по обеспечению ЭМС.
- выполнения требований по помехоустойчивости для всех возможных электромагнитных воздействий в соответствии с установленной степенью жесткости испытаний (по технической документации на вторичное оборудование и устройства связи);
- выполнения заземляющего устройства в соответствии с проектом и соблюдения условий ЭМС;
- обеспечения защиты от вторичных воздействий молнии; - обеспечения защиты от импульсных помех;
- обеспечения защиты от статического электричества;
- обеспечения защиты от магнитных полей;



– выполнения требований ЭМС для системы электропитания постоянным и переменным током.

Если при проведении авторского надзора установлено, что условия ЭМС не выполняются в полном объеме, то должна быть выполнена корректировка проекта.

Приемо – сдаточные испытания должны быть проведены на этапе пуско-наладочных работ. Должна быть проведена диагностика заземляющего устройства и электромагнитной обстановки. Диагностику состояния заземляющего устройства проводят в соответствии с РД 153-34.0-20.525-00. Проверяют соответствие ЗУ проектной документации и наличие актов приемки скрытых работ. По результатам диагностики состояния заземляющего устройства должны быть оформлены соответствующие Протоколы, и составлен Паспорт на ЗУ. Диагностику обеспечения ЭМС проводят в соответствии с СО 34.35.311-2004. По результатам диагностики ЭМО должны быть оформлены соответствующие Протоколы и сделано Заключение о выполнении условий ЭМС для вторичного оборудования и систем связи по всем видам электромагнитных воздействий.

Проведение испытаний на помехоустойчивость и помехоэмиссию вторичного оборудования должно включать:

– напряжения и токи промышленной частоты при КЗ на землю. Испытания электрической прочности изоляции (напряжение в установившемся режиме) и импульсным напряжением.

#### Порт корпуса:

– Магнитные поля промышленной частоты от силового оборудования в нормальных и аварийных режимах. На устойчивость к воздействию магнитного поля промышленной частоты;

– Электромагнитные поля радиочастотного диапазона от внешних и внутренних устройств связи. На устойчивость к излучаемым радиочастотным электромагнитным полям;

– Импульсные магнитные поля от молнии и первичных цепей. На устойчивость к импульсному магнитному полю;

– Разряды статического электричества с персонала. На устойчивость к разрядам статического электричества.

#### Сигнальные порты:

– Импульсные помехи, возникающие при коммутациях силового оборудования и КЗ на первичной стороне. На устойчивость к колебательным затухающим помехам;

– Импульсные помехи от токов молнии. На устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии;

– Наносекундные импульсные помехи от электромеханических устройств в системах электропитания постоянного и переменного тока. На устойчивость к наносекундным импульсным помехам;

– На устойчивость к кондуктивным помехам, в полосе частот от 150 кГц до 80 МГц.

#### Питание постоянным током:

– Провалы напряжения. Прерывания напряжения;

– На устойчивость к пульсациям напряжения постоянного тока;

– Кондуктивные помехи от внешних и внутренних источников. На устойчивость к кондуктивным помехам в полосе частот от 0 до 150 кГц;

– Импульсные помехи от токов молнии. На устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии;

– Наносекундные импульсные помехи от электромеханических устройств в системах электропитания постоянного и переменного тока. На устойчивость к наносекундным импульсным помехам;

– Кондуктивные помехи от внешних и внутренних источников. На устойчивость к кондуктивным помехам, в полосе частот от 150 кГц до 80 МГц;

– Импульсные помехи, возникающие при коммутациях силового оборудования и КЗ на первичной стороне. На устойчивость к колебательным затухающим помехам.

#### Питание переменным током:

– Провалы напряжения. Прерывания напряжения.

На устойчивость к гармоникам и интергармоникам, к сигналам систем телеуправления и сигнализации в напряжении сети переменного тока.

На устойчивость к колебаниям напряжения.

На устойчивость к динамическим изменениям напряжения электропитания.

На устойчивость к изменениям частоты питания в сети переменного тока.

На устойчивость к кондуктивным помехам, в полосе частот от 150 кГц до 80 МГц.

Импульсные помехи, возникающие при коммутациях силового оборудования и КЗ на первичной стороне.

На устойчивость к колебательным затухающим помехам.

На устойчивость к наносекундным импульсным помехам.

Импульсные помехи от токов молнии. На устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии.

Порт функционального заземления.

На устойчивость к наносекундным импульсным помехам (ввод помехи применением емкостных клещей связи).

Кондуктивные помехи от внешних и внутренних источников. На устойчивость к кондуктивным помехам, в полосе частот от 150 кГц до 80 МГц.

Помехоэмиссия:

Радиопомехи от оборудования. Помехоэмиссия.

## 11 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Согласно техническому заданию, предусматривается установка современных микропроцессорных устройств РЗА на ПС 220 кВ КС-7А.

Предлагается 3 варианта комплектации устройствами релейной защиты и автоматики, имеющих аттестацию ПАО «Россети». Во всех вариантах предполагается оборудование с поддержкой протоколов МЭК 61850, МЭК 60870-5-104, МЭК 60870-5-103, и будет определяться на проектной документации при выборе производителя оборудования телемеханики.

Первый вариант (ООО НПП «ЭКРА») предусматривает:

1. Для защиты и автоматики РПН трансформаторов используются шкафы ШЭ2607 150 с тремя комплектами производства НПП «ЭКРА»;

2. Для организации центральной сигнализации используется шкаф ШЭ2607 130 производства НПП «ЭКРА»;

3. Для организации оперативной блокировки используется шкаф ШЭ2608.10.011Б производства НПП «ЭКРА»;

4. Для регистрации аварийных событий используется шкаф «Бреслер-0117.010.4451» производства ООО «НПП Бреслер»;

5. Для защиты и управления вводами 10 кВ используются терминалы БЭ2502 А03 производства НПП «ЭКРА»;

6. Для защиты и управления СВ 10 кВ используются терминалы БЭ2502 А02 производства НПП «ЭКРА»;

7. Для защиты и управления отходящими присоединениями 10 кВ используются терминалы БЭ2502 А01 производства НПП «ЭКРА»;

8. Для контроля ТН 10 кВ и АЧР используются терминалы БЭ2502 А04 производства НПП «ЭКРА»;

9. Для защиты от дуговых замыканий используется устройство «ОВОД-МД» производства НПП «ПРОЭЛ»;

10. Для сигнализации замыканий на землю используется терминал Сириус-ОЗЗ, производства ЗАО «РАДИУС Автоматика»;

11. В ячейках и на щите управления измерительные преобразователи с модулями индикации Satec PM130E plus;

12. Щит управления на базе одного шкафа с нанесенной мнемосхемой, ключами, логометрами, приборами производства НПП «ЭКРА».

Второй вариант (ЗАО «РАДИУС Автоматика») предусматривает:

1. Для защиты и автоматики РПН трансформаторов используются шкафы ШЭРА Т3008 производства ЗАО «РАДИУС Автоматика»;

2. Для организации центральной сигнализации используется шкаф ШЭРА-ЦС-1001 производства ЗАО «РАДИУС Автоматика»;

3. Для организации оперативной блокировки используется шкаф ШЭРА ОБ-2001 производства ЗАО «РАДИУС Автоматика»;

4. Для регистрации аварийных событий используется шкаф «Бреслер-0117.010.4451» производства ООО «НПП Бреслер»;

5. Для защиты и управления вводами 10 кВ используются терминалы Сириус-21В производства ЗАО «РАДИУС Автоматика»;

6. Для защиты и управления СВ 10 кВ используются терминалы Сириус-21С производства ЗАО «РАДИУС Автоматика»;

7. Для защиты и управления отходящими присоединениями 10 кВ используются терминалы Сириус-21Л производства ЗАО «РАДИУС Автоматика»;

8. Для контроля ТН 10 кВ и АЧР 10 кВ используются терминалы Сирус-ТН производства ЗАО «РАДИУС Автоматика»;

9. Для регистрации аварийных событий используется шкаф «Бреслер-0117.010.4451» производства ООО «НПП Бреслер»;

10. Для сигнализации замыканий на землю используется терминал Сирус-ОЗЗ, производства ЗАО «РАДИУС-Автоматика»;

11. Щит управления на базе одного шкафа с нанесенной мнемосхемой, ключами, логометрами, приборами производства ЗАО «РАДИУС Автоматика»;

12. В ячейках и на щите управления измерительные преобразователи с модулями индикации Satec PM130E plus.

Третий вариант (ООО «Релематика» (прежнее название ООО «ИЦ «Бреслер»)) предусматривает:

1. Для защиты и автоматики РПН трансформаторов используются шкафы Ш2600 08.513 06.527 08.16 производства ООО «Релематика»;

2. Для автоматического регулирования коэффициента трансформации 1Т, 2Т используется шкаф Ш2500 08.516 08.516 производства ООО «Релематика»;

3. Для организации центральной сигнализации используется шкаф Ш2500 15.510 производства ООО «Релематика»;

4. Для организации оперативной блокировки используется шкаф Ш2600 15.590 15.027 производства ООО «Релематика»;

5. Для регистрации аварийных событий используется шкаф «ПАРМА РП4.11» производства ООО «Парма»;

6. Для защиты и управления вводами 10 кВ используются терминалы TOP 200-B производства ООО «Релематика»;

7. Для защиты и управления СВ 10 кВ используются терминалы TOP 200-C производства ООО «Релематика»;

8. Для защиты и управления отходящими присоединениями 10 кВ используются терминалы TOP 200-L производства ООО «Релематика»;

9. Для контроля ТН 10 кВ и АЧР 10 кВ используются терминалы TOP 200-H производства ООО «Релематика»;

10. Для защиты от дуговых замыканий используется устройство «ОВОД-МД» производства НПП «ПРОЭЛ»;

11. В ячейках и на щите управления измерительные преобразователи с модулями индикации Satec PM130E plus;

12. Щит управления на базе одного шкафа с нанесенной мнемосхемой, ключами, логометрами, приборами производства ООО «Релематика».

#### Технико-экономическое сравнение вариантов

Все рассмотренные варианты соответствуют предъявляемым к ним требованиям по составу защит и автоматики согласно нормам технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ СТО 56947007-29.240.10.028-2009.

С технической точки зрения явных преимуществ у того или иного варианта нет. Оборудование рассматриваемых изготовителей успешно эксплуатируется на сотнях энергетических объектах по всей стране.

Следует рассматривать предпочтительный вариант изготовителя устройств РЗА по следующим аспектам:

1) Приближенность технического центра по обслуживанию устройств РЗА (официального представительства) к объекту. Ближайшее



представительство ООО НПП «ЭКРА» - ООО «ЭКРА-Восток» находится в г. Хабаровск. Ближайшее представительство ЗАО «Радиус Автоматика» - ООО «Дальневосточный Энергетический Союз» находится в г. Хабаровск. Ближайшее представительство ООО «Релематика» - ООО «ДВ ЭСПК» находится в г. Владивосток.

2) Доля устройств РЗА на существующих объектах в данном районе. Выбор оборудования, доля которого преобладает на других объектах в данном районе снижает затраты на обучение персонала, логистику поставки и формирования ЗИП, ремонт, наработку опыта обслуживания, расчеты уставок;

3) Первоначальные капиталовложения.

Ниже в таблице 13 приведены стоимости оборудования для трех вариантов. Все цены взяты для типовых шкафов по данным заводо-изготовителей на 2017 г.

Таблица 13 – стоимость оборудования.

Вариант 1. (РЗА ООО «ЭКРА», РАС НПП «Бреслер»), (в руб. с НДС)	Вариант 2. (РЗА ЗАО «Радиус Автоматика», РАС НПП «Бреслер») (в руб. с НДС)	Вариант 3. (РЗА ООО «Релематика, РАС ООО «Парма») (в руб. с НДС)
ПС 220 кВ КС-7А		
8 802 328	11 259 324	12 058 059

Примечание – указано только стоимость оборудования, без учета стоимости шефмонтажа и шеф-наладки.

Принимая во внимание, что состав шкафов во всех вариантах одинаковый, можно сделать вывод, что цена изменится в одинаковом процентном соотношении от первоначальной стоимости. Действительные цены будут предоставлены отдельным письмом, после получения откорректированных ТКП от заводов.

Вывод: на основании вышесказанного предпочтительным является варианты 2.

## 12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 12.1 Безопасность

Безопасность при выполнении работ в устройствах релейной защиты и электроавтоматики [2]:

– Для обеспечения безопасности работ, проводимых в цепях измерительных приборов, устройств релейной защиты и электроавтоматики, вторичные цепи (обмотки) измерительных трансформаторов тока и напряжения должны иметь постоянные заземления. В сложных схемах релейной защиты для группы электрически соединенных вторичных обмоток измерительных трансформаторов допускается выполнять заземление только в одной точке. Все работы в схемах устройств сложных защит выполняются по программам, в которых в том числе должны быть указаны меры безопасности;

– При необходимости разрыва токовой цепи измерительных приборов, устройств релейной защиты, электроавтоматики цепь вторичной обмотки трансформатора тока предварительно закорачивается на специально предназначенных для этого зажимах или с помощью испытательных блоков. Во вторичной цепи между трансформаторами тока и установленной закороткой не допускается производить работы, которые могут привести к размыканию цепи;

– При работах во вторичных устройствах и цепях трансформаторов напряжения с подачей напряжения от постороннего источника должны быть приняты меры, исключающие возможность обратной трансформации;

– Производителю работ, имеющему группу IV, из числа персонала, обслуживающего устройства релейной защиты, электроавтоматики, разрешается совмещать обязанности допускающего. При этом он определяет меры безопасности, необходимые для подготовки рабочего места. Подобное совмещение разрешается, если для подготовки рабочего места не требуется

выполнения отключений, заземления, установки временных ограждений в части электроустановки напряжением выше 1000 В;

– Производителю работ, имеющему группу IV, единолично, а также членам бригады, имеющим группу III (на условиях, предусмотренных пунктом 6.13 Правил), разрешается работать отдельно от других членов бригады во вторичных цепях и устройствах релейной защиты, электроавтоматики, если эти цепи и устройства расположены в РУ и помещениях, где токоведущие части напряжением выше 1000 В отсутствуют, полностью ограждены или расположены на высоте, не требующей ограждения;

– Работники энергоснабжающих организаций работу с приборами учета потребителя проводят на правах командированного персонала. Эти работы проводятся бригадой в составе не менее двух работников. В помещениях РУ записывать показания электросчетчиков допускается работнику энергоснабжающей организации, имеющему группу III, в присутствии представителя потребителя электроэнергии;

– В электроустановках напряжением до 1000 В потребителей, имеющих обслуживающий персонал, работающий по совместительству или по гражданско-правовому договору (детские сады, магазины, поликлиники, библиотеки), подготовку рабочего места и допуск к работе с приборами учета электрической энергии имеет право проводить оперативный персонал соответствующих энергоснабжающих или территориальных электросетевых организаций по утвержденному перечню работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации, бригадой из двух работников, имеющих группы III и IV, в присутствии представителя потребителя;

– Работы с приборами учета электроэнергии должны проводиться со снятием напряжения. В цепях электросчетчиков, подключенных к

измерительным трансформаторам, при наличии испытательных коробок следует снимать напряжение со схемы электросчетчика в указанных коробках;

– Работу с однофазными электросчетчиками оперативный персонал энергоснабжающих или территориальных электросетевых организаций, имеющий группу III, имеет право проводить единолично при снятом напряжении по утвержденному перечню работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации. При отсутствии коммутационного аппарата до электросчетчика в деревянных домах, в помещениях без повышенной опасности эту работу разрешается проводить без снятия напряжения при снятой нагрузке;

– При выполнении работ за работниками должен быть закреплен территориальный участок (район, квартал, округ). В бланках заданий оперативный персонал должен отмечать выполнение технических мероприятий, обеспечивающих безопасность работ в электроустановках;

– В энергоснабжающих или территориальных электросетевых организациях для проведения работ с приборами учета должны быть составлены инструкции или технологические карты по каждому виду работ.

Мероприятия по защите от поражения электрическим током

Организационные мероприятия включают [2]:

– обучение правилам безопасности при обслуживании электроустановок; – назначение ответственных за электрохозяйство лиц;

– контроль за правильностью устройства электропроводок и установкой электрооборудования в соответствии с ПУЭ;

– проведение периодических осмотров, измерений и испытаний электрооборудования (в сухих помещениях – 1 раз в два года, в сырых – ежегодно, при этом сопротивление рабочей изоляции проводов, кабелей и

электрооборудования в процессе эксплуатации не должно быть менее 0,5 и 2 МОм для двойной или усиленной изоляции), а в случае несоответствия предъявляемым требованиям – его ремонта;

– контроль за надежностью средств индивидуальной защиты от поражения электрическим током.

Технические мероприятия при работе с электроустановками [2]:

– применение устройств (предохранителей, отключающих реле и т. п.) защиты электроустановок и сетей от перегрузок, а также токов коротких замыканий;

– защиту людей и животных от прикосновения к токоведущим частям оборудования посредством применения глухого ограждения высоковольтного оборудования и размещения его в отдельных зданиях, изоляции токоведущих частей электрооборудования, установки защитных ограждений, расположения электроприборов на недоступной для людей и животных (более 2 м) высоте;

– защита от поражения электрическим током при переходе напряжения на металлические корпуса электроустановок; устройство защитного заземления; зануление электроустановок в сетях с глухо – заземленной нейтралью; применение защитного отключения; выравнивание потенциалов электрооборудования и земли в местах нахождения людей и животных; изоляция электроустановок и электродвигателей от корпусов рабочих машин; применение диэлектрических настилов и изолирующих площадок.

Применение индивидуальных электрозщитных средств. Их подразделяют на основные и дополнительные изолирующие защитные средства, а также на вспомогательные приспособления.

Основные изолирующие защитные средства имеют изоляцию, способную длительно выдерживать рабочее напряжение электроустановки, обеспечивая безопасность человека при контакте с токоведущими частями. В

электроустановках с напряжением свыше 1000 В к таким средствам относят – изолирующие штанги, изолирующие и электроизмерительные клещи, указатели напряжения.

Дополнительные защитные средства не могут самостоятельно защитить человека от поражения электрическим током, но при совместном использовании они усиливают изолирующее действие основных защитных средств. К дополнительным средствам защиты при работе в электроустановках свыше 1000 В – диэлектрические перчатки, боты и коврики, а также диэлектрические основания.

## **12.2 Экологичность**

В ходе выпускной квалификационной работы мне потребуется спроектировать подстанцию «КС – 7А» 220/10 кВ.

Для предотвращения возможного загрязнения поверхности, и как следствие подземных и поверхностных вод, при строительстве и эксплуатации подстанции предусмотрены решения технического и организационного плана, а именно:

- запрещается выполнять заправку топливом, мойку и ремонт транспортных средств и дорожно-строительной техники на территории подстанции;

- надзор за состоянием транспортных средств и дорожно-строительной техники, ремонт и ТО выполнять своевременно на базе строительномонтажной организации;

- запрещается слив отработанных масел и горюче-смазочных веществ на поверхность земли;

- исключить захоронение каких-либо видов отходов и строительного мусора;

- складирование отходов в специально отведенных для этого местах в соответствии с СанПиН 2.1.7.1322-03;

- периодический вывоз отходов по мере их накопления;

Для предотвращения возможного загрязнения поверхностных вод при реконструкции и эксплуатации ПС необходимо:

- выполнять заправку топливом, мойку и ремонт транспортных средств и дорожностроительной техники на стационарных АЗС, автомойках и станциях техобслуживания, расположенных вблизи объекта;

- в период строительства предусмотреть биотуалет или туалет с водонепроницаемой емкостью для сбора хозяйственно-бытовых стоков;

- исключить захоронение каких-либо видов отходов и строительного мусора;

- складировать отходы в специально отведенных для этого местах в соответствии с СанПиН 2.1.7.1322-03;

- организовать периодический вывоз хозяйственно-бытовых стоков и отходов по мере их накопления.

#### Защита почвы

Защита окружающей среды от загрязнения трансформаторным маслом на рассматриваемой подстанции осуществляется в соответствии с разработанными инструкциями.

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.

Во время слива указанного вида жидкости должны применяться переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания [3].

При выявлении 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 на ремонтной площадке должен осуществляться путём подключения переносных шлангов к централизованной разводке маслопроводов маслохозяйства и с использованием специальных баков для этих целей.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении масляных выключателей 220 кВ и выше должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники [3].

### **12.3 Чрезвычайные ситуации**

Пожарная безопасность при эксплуатации ПС 220 кВ КС – 7А На ПС 220 кВ КС-7А пожарная безопасность объекта обеспечивается:

– системой предотвращения пожара;

- системой противопожарной защиты;
- организационно-техническими мероприятиями по обеспечению пожарной безопасности.

Предотвращение пожара достигается исключением условий образования горючей среды и исключением условий образования в горючей среде источников зажигания. На территории объекта это реализуется следующими способами:

- применение негорючих средств и материалов;
- установка пожароопасного оборудования на открытой площадке;
- применение электрооборудования, соответствующего классу пожароопасной зоны;
- устройство молниезащиты зданий и заземления.

Отвод воды и масла (маслоотвод) на ПС 220 кВ КС-7А осуществляется по трубопроводу в специальную емкость – маслосборник, который, в соответствии с п. 4.2.69 ПУЭ, должен предусматриваться закрытого типа и вмещать полный объем масла единичного оборудования (трансформатора), содержащего наибольшее количество масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств автоматического пожаротушения, а так же запас под объем дождевых вод, согласно п.16.4.7. СТО 56947007- 29.240.10.028-2009.

В данном проекте предусматривается установка двух силовых трансформаторов мощностью 10 МВА. Основные размеры приведены ниже на чертеже (см. рис. 1).

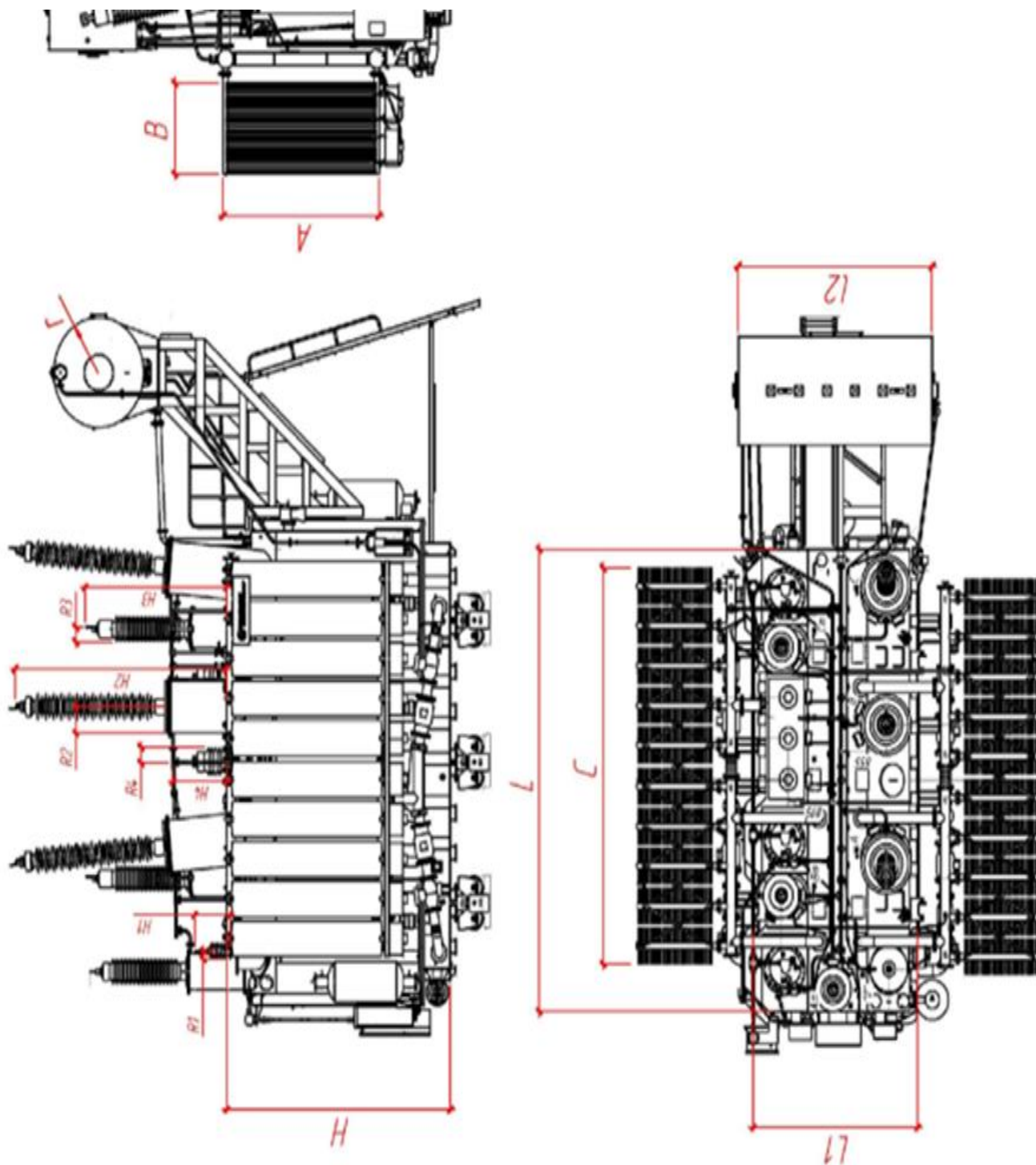


Рисунок 8 – размеры трансформаторов

Расчетные расходы и объем маслоприемника системы отвода воды и масла при пожаротушении определяются по следующим соотношениям:

– расчетный расход маслоотвода, (л/с):

$$Q_{\text{м-от}} = 0,5 \cdot G_{\text{м}} \cdot 1000 / (\rho_{\text{м}} \cdot t_{\text{уд}}) + q_{\text{пт}} + q_{\text{дм}}$$

где  $G_{\text{м}} = 11 \text{ т}$  – полный вес масла наибольшего трансформатора;

$t_{\text{уд}} = 0,25 \text{ ч} = 900 \text{ с}$  – время удаления 50% объема масла и полного объема воды из маслоприемника (согласно п.4.2.69 ПУЭ);

$\rho_{\text{м}} = 0,86 \text{ т/м}^3$  – плотность масла;

$q_{\text{дм}}$  – расход дождевых стоков в маслоотводе;

$q_{\text{пт}}$  – расход воды на пожаротушение трансформатора, л/с.

Принимается из учёта интенсивности орошения  $0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$  в течении 0,5 часа (согласно п.4.2.69 ПУЭ).

Площадь защищаемой поверхности составляет, ( $\text{м}^2$ ):

$$F = F_1 + F_2 + F_3 + F_4 + F_5$$

где  $F_1$  – площадь поверхности бака трансформатора,  $\text{м}^2$ ;

$F_2$  – площадь поверхности расширителя,  $\text{м}^2$ ;

$F_3$  – защищаемая площадь маслоприемника,  $\text{м}^2$ ;

$F_4$  – площадь поверхности вводов,  $\text{м}^2$ ;

$F_5$  – площадь поверхности маслоохладителей,  $\text{м}^2$ .

$$F_1 = F_{\text{бок.пов.}} + F_{\text{верх.пов.}} = 2 \cdot (L + L_1) \cdot H + L + L_1$$

где  $L$  – длина бака трансформатора = 4,9 м;

$L_1$  – ширина бака трансформатора = 2,0 м;

$H$  – высота бака трансформатора = 2,3 м.

$$F_1 = 2 \cdot (4,9 \cdot 2) \cdot 2,3 + 4,9 \cdot 2,3 = 31,74 + 9,8 = 41,54 \text{ м}^2$$

$$F_2 = F_{\text{пов.расш}} + 2F_{\text{бок.пов.расш}} = 2\pi \cdot r \cdot l_2 + 2\pi \cdot r^2$$

где  $r$  – радиус расширителя = 1,0 м;

$l_2$  – длина расширителя = 2,0 м.

$$F_2 = 2 \cdot 3,14 \cdot 1 \cdot 2 + 2 \cdot 3,14 \cdot 1^2 = 18,85 \text{ м}^2$$

$$F_3 = F_{\text{м.п.}} + F_{\text{верх.пов.}}$$

где  $F_{\text{м.п.}}$  – площадь маслоприёмника,  $\text{м}^2$ ;

$F_{\text{верх.пов.}}$  – площадь верхней поверхности бака трансформатора,  $\text{м}^2$ .

$$F_{\text{м.п.}} = 7,6 \cdot 11,6 = 88,16 \text{ м}^2$$

$$F_3 = 88,16 - 9,8 = 78,36 \text{ м}^2$$

$$F_4 = \sum F_{\text{ввод}} = (2\pi \cdot H_1 \cdot R_1 + \pi \cdot R_1^2) + 3(2\pi \cdot H_2 \cdot R_2 + \pi \cdot R_2^2) + \\ + 3(2\pi \cdot H_3 \cdot R_3 + \pi \cdot R_3^2) + 3(2\pi \cdot H_4 \cdot R_4 + \pi \cdot R_4^2)$$

где  $H_1, H_2, H_3$  – высоты вводов сторон нейтрали ВН/НН соответственно  
 $H_1 = 1,4$  м;  $H_2 = 4,0$  м;  $H_3 = 0,8$  м;

$R_1, R_2, R_3$  – радиусы вводов сторон нейтрали ВН/НН соответственно  $R_1 = 0,10$  м;  $R_2 = 0,2$ ;  $R_3 = 0,1$  м;

$$F_4 = 17,97 \text{ м}^2$$

$$F_5 = \sum F_{\text{маслоохл}} \cdot 3(2AB + AC + BC)$$

где  $F_{\text{маслоохл}}$  – площадь поверхности одного блока маслоохладителя  $\text{м}^2$ ;

$A$  – высота маслоохладителя  $A = 1,5$  м;

$B$  – ширина маслоохладителя  $B = 1,0$  м;

$C$  – длина маслоохладителя  $C = 0,5$  м;

$$F_5 = 12,75 \text{ м}^2$$

$$F = 41,54 \cdot 18,85 \cdot 78,36 \cdot 17,97 \cdot 12,75 = 169,47 \text{ м}^2$$

При площади защищаемой поверхности  $F = 169,47 \text{ м}^2$  и интенсивности орошения  $0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$  расход на пожаротушение трансформатора должен быть не менее  $q_{\text{пт}} = 33,9 \text{ л/с}$ .

Расход дождевых стоков в маслоотводе, (л/с):

$$q_{\text{дм}} = \frac{q_{20} \cdot F_{\text{м.п.}} \cdot t_{20}}{10000 \cdot t_{\text{уд}}}$$

где  $q_{20} = 40 \text{ л/с}$  – нормативная интенсивность дождя на 1 га продолжительностью 20 мин, (согласно черт.1 СНиП 2.04.03-85);

$t_{20} = 20 \text{ мин} = 1200 \text{ с}$  – время продолжительности дождя;

$t_{\text{уд}} = 0,25 \text{ ч} = 900 \text{ с}$  – время удаления 50% объема масла и полного объема воды из маслоприемника (согласно п.4.2.69 ПУЭ);

1 га =  $10000 \text{ м}^2$  – нормативная площадь водосбора дождевого стока;

$F_{\text{м.п}}$  – площадь одного маслоприемника =  $88,16 \text{ м}^2$ .

$$q_{\text{дм}} = 2 \cdot 40 \cdot 88,16 \cdot 1200 / (10000 \cdot 900) = 0,94 \text{ л/с}$$

Полученные значения подставим в формулу и определим расчетный расход маслоотвода.

$$Q_{\text{м-от}} = 0,5 \cdot \frac{1000 \cdot 11}{0,86 \cdot 900} + 33,9 + 0,94 = 41,9 \text{ л/с}$$

Диаметр трубопровода задается (по таблицам для гидравлического расчета) с учетом условий прокладки:

$$D = 300 \text{ мм}; \text{ уклон } i = 0,004; Q = 41,7 \text{ л/с}; V = 0,79 \text{ м/с}; H/D = 0,7.$$

Расчетный объем маслосборника определяется по формуле,  $\text{м}^3$ :

$$V_{\text{мсб}} = \frac{G_{\text{м}}}{\rho_{\text{м}}} + 0,8 \cdot \frac{q_{\text{пт}} \cdot t_{\text{п}}}{1000} + \frac{q_{\text{дм}} \cdot t_{20}}{1000} + V_{\text{акк}}$$

где  $t_{\text{п}} = 0,5 \text{ часа} = 1800 \text{ с}$  – нормативное время тушения;

$V_{\text{акк}}$  – аккумулируемый объем стоков, равный не менее  $10 \text{ м}^3$ .

$$V_{\text{мсб}} = 72,7 \text{ м}^3$$

Таким образом, в соответствии с выполненным расчетом, в качестве маслосборника конструктивно принимаем емкость объемом 75 м<sup>3</sup>.

Противопожарная защита объекта достигается:

- применением объемно-планировочных решений и средств, обеспечивающих ограничение распространения пожара за пределы очага;
- устройством эвакуационных путей, удовлетворяющих требованиям безопасной эвакуации людей при пожаре;
- применение средств индивидуальной защиты;
- применением основных строительных конструкций с пределами огнестойкости и классами пожарной опасности, соответствующими требуемым степени огнестойкости и классу конструктивной пожарной опасности зданий и сооружений;
- устройством аварийного слива пожароопасных жидкостей;
- применением первичных средств пожаротушения;
- объемно-планировочными и техническими решениями, направленными на обеспечение деятельности пожарных подразделений;
- установкой системы релейной защиты и автоматики (РЗА), обеспечивающей обесточивание оборудования при нарушениях режимов работы и внутренних повреждениях (в том числе при коротких замыканиях).

В процессе строительства должны быть обеспечены:

- приоритетное выполнение противопожарных мероприятий, предусмотренных проектом и утвержденных в установленном порядке;

- соблюдение требований пожарной безопасности;
- пожаробезопасное проведение строительных и монтажных работ; – наличие и исправное содержание средств борьбы с пожаром;
- возможность безопасной эвакуации и спасения людей.

В процессе эксплуатации следует:

- обеспечить содержание зданий и состояние строительных конструкций в соответствии с требованиями проектной и технической документации на них;
- не допускать изменений конструктивных, объемно-планировочных и инженернотехнических решений без проекта, разработанного в соответствии с действующими нормативными документами по пожарной безопасности и утвержденного в установленном порядке;
- обеспечить содержание территории ПС в соответствии с требованиями пожарной безопасности;
- при проведении ремонтных работ не допускать применения конструкций и материалов, не отвечающих требованиям действующих норм.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Во время выполнения своей выпускной квалификационной работы, я ознакомился с нормативно-технической документацией (ГОСТы, ЕСКД, СНиП, СанПин, РД, РУ, МУ, ПТЭ, ПУЭ, технологические нормы и правила) ПС 220 кВ КС – 7А.

Релейная защита, описанная в отчете, базируется на современных микропроцессорных устройствах.

В ходе выполнения ВКР была выполнена организация релейной защиты ПС КС-7А, был произведен выбор оборудования релейной защиты, для которой были рассчитаны уставки срабатывания для обеспечения нормальной работы системы электроснабжения и повышения надежности электроустановки КС – 7А.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Строительные нормы и правила: СНиП 12-04-2002 Техника безопасности в строительстве. Часть 2. Строительное производство / Госстрой России, 2001;
2. Правила охраны труда при эксплуатации электроустановок. – М.: Министерство труда и социальной защиты Российской Федерации, 2013.– 125 с.
3. Правила устройства электроустановок. Мин. Энерго России. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 648 с.: ил
4. Правила пожарной безопасности: Постановление правительства РФ №390 от 25.04.2012 Правила противопожарного режима в Российской Федерации. / Правительство РФ, 2012;
5. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ) (приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24 июля 2013г. №328н);
6. Свод правил: СП 12-135-2003 Безопасность труда в строительстве. Отраслевые типовые инструкции по охране труда. / Госстрой России, 2003;
7. СНиП 21-01-97\*. Пожарная безопасность зданий и сооружений. Постановление Министра России от 13.02.1997 № 18-7 СНиП от 13.02.1997 № 21-01-97\*. Строительные нормы и правила РФ.
8. Свод правил: СП 49.13330.2010 «СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть I. Общие требования». / Госстрой России, 2001;

9. Строительные нормы и правила: СНиП 1.04.03-85\* Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений. Часть 1./ Госстрой СССР, 1991;
10. Строительные нормы и правила: СНиП 3.01.03-84 Актуализированная редакция, СП 126.13330.2012 Геодезические работы в строительстве. / Министерство регионального развития Российской Федерации, 2011;
11. Свод правил: СП 68.13330.2011 «СНиП 3.01.04-87 Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения»/ Госстрой СССР, 1988;
12. Строительные нормы и правила: СНиП 12-01-2004 Актуализированная редакция, СП 48.13330.2011 Организация строительства. / Министерство регионального развития Российской Федерации, 2011;
13. Постановление Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. № 87 "О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию" (с изменениями на 8 сентября 2017 года);
14. Свод правил: СП 246.1325800.2016 Положение об авторском надзоре за строительством зданий и сооружений. / Министерство строительства и жилищнокоммунального хозяйства Российской Федерации, 2016;
15. Свод правил: СП 12-104-2002 Механизация строительства. Эксплуатация строительных машин в зимний период. / Госстрой России, 2003;
16. Свод правил: СП 12-135-2003 Безопасность труда в строительстве. Отраслевые типовые инструкции по охране труда. / Госстрой России, 2003;

17. Свод правил: СП 12-136-2002 Решения по охране труда и промышленной безопасности в проектах организации строительства и проектах производства работ. / Госстрой России, 2003;
18. Свод правил: СП 53-101-98 Изготовление и контроль качества стальных строительных конструкций. / Госстрой России, 1999;
19. Строительные нормы: СН 494-77 Нормы потребности в строительных машинах. / Госстрой СССР, 1978;
20. Правила безопасности: Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения. / Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, 2013;
21. Правила пожарной безопасности: Постановление правительства РФ №390 от 25.04.2012 Правила противопожарного режима в Российской Федерации. / Правительство РФ, 2012;
22. Правила по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов (приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 17 сентября 2014 г. № 642н);
23. Правила по охране труда при работе на высоте (приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 28 марта 2014 г. № 155н);
24. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ) (приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24 июля 2013г. №328н);
25. Правила по охране труда при электро- и газосварочных работах (приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 23 декабря 2014 г. № 1101н);

26. Правила обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты (приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 1 июня 2009 г. № 290н);
27. Методическая документация в строительстве: МДС 12-46.2008 Методические рекомендации по разработке и оформлению проекта организации строительства, проекта организации работ по сносу (демонтажу), проекта производства работ. / ЗАО ЦНИИОМТП, 2009;
28. Рекомендации по разработке календарных планов и стройгенпланов./ ЗАО ЦНИИОМТП, 2008;
29. Методическая документация в строительстве: МДС 12-38.2007 Нормирование расхода топлива для строительных машин. / ЗАО ЦНИИОМТП, 2008;
30. Рекомендации по установке и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов, строительных подъемников, грузоподъемных кранов-манипуляторов и подъемников (вышек) при разработке проектов организации строительства и проектов производства работ. / Правительство Москвы, 2004;
31. Расчетные нормативы для составления проектов организации строительства. Часть V;
32. ЗАО «РАДИУС Автоматика» Рекомендации по выбору уставок устройства защиты двухобмоточного трансформатора «Сириус–Т». Редакция от 08.07.2010г. – 9 с.;
33. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов 110-500 кВ: Расчеты. – М.: Энергоатомиздат, 1985, - 96 с., ил.,

34. Шабад М.А. Максимальная токовая защита. – Л.: Энергоатомиздат.  
Ленинград. отд-ние, 1991. – 96 с.; ил.,