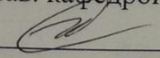


Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики  
Направление подготовки 13.03.02– Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) образовательной программы - «Электрические станции»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина


« 20 » 06 2018 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Проектирование подстанции напряжением 220 кВ НПС-26 с заходами воздушной линии 220 кВ Амурская – Короли/тяга с отпайкой на подстанции Белогорск

Исполнитель


студент группы 442об-1(1)

 15.06.18

Кулеш А.А.

Руководитель

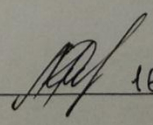
профессор, д-р. техн. наук

 19.06.18

Скрипко О.В.

Нормоконтроль


доцент, канд. техн. наук

 16.06.18

Козлов А.Н.

Консультант по разделу  
безопасность и экологичность

доцент, канд. техн. наук

 20.06.18

Булгаков А.Б.

Благовещенск 2018

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

Факультет Энергетический  
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

Н.В. Савина

«07» 05 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Кулем Александр Александрович

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование подстанции напряжением 220 кВ НПС-26 с заданием воздушной линией 220 кВ Амурская - Край / м/в с отпайкой на подстанцию Белогорск  
(утверждено приказом от 19.03.18 № 573-44)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 21 мая 2018 г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: данные поучетные на производственной форме филиала ОАО «РСК ЭЭС»

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристики подстанции; расчет мощностей; выбор оборудования на ПС; расчет уставов РЗА; Безопасность на ПС.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 29 таблиц; 17 рисунков; 6 листов с чертежами; ПО: Microsoft Word 2016; Microsoft Visio; Бум.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разде-

лов) Кривин Дмитрий Андреевич - РЗА

Булгаров Андрей Борисович - Безопасность и экологичность

7. Дата выдачи задания 1 марта 2018 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Смирнов Олег Валерьевич

доцент, доктор технических наук, профессор кафедры АППиЭ  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 2 марта 2018 г. Ан

## РЕФЕРАТ

Работа содержит 102 с., 14 рисунков, 29 таблиц, 31 источник, 2 приложения.

ЗАХОДЫ, ПОДСТАНЦИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ОШИНОВКА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЯЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО, МАСЛОПРИЕМНИК, УРОВЕНЬ ШУМА, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ОХРАНА ТРУДА.

В бакалаврской работе были рассмотрены варианты заходов линий электропередач на проектируемую подстанцию. Определены электрические нагрузки объекта, произведен расчет токов короткого замыкания, выбрано необходимое оборудование, спроектирована однолинейная схема. Выполнен расчет молниезащиты и заземления ПС, произведен расчет цифровой защиты трансформатора и ошиновки 220 кВ на базе терминалов «ЭКРА». Рассмотрен вопрос охраны труда на подстанции, рассчитан уровень шума, размеры маслоприемников силовых трансформаторов.

## СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	6
Введение	7
1 Характеристика района проектирования	9
1.1 Географическая характеристика района размещения ВЛ	9
1.2 Климатическая характеристика района размещения ВЛ	9
1.3 Геологическая характеристика района размещения ВЛ 220 кВ	11
2 Основные технические решения	13
2.1 Основные характеристики проектируемого объекта и источников питания	13
2.2 Варианты трассы, проектируемой ЛЭП	15
2.3 Техничко-экономическая оценка вариантов трассы	16
2.4 Сведения о линейном объекте	20
3 Выбор оборудования	22
3.1 Обоснование принятой схемы электроснабжения и выбор силовых трансформаторов	22
3.2 Расчет токов короткого замыкания	27
3.3 Выбор комплектных распределительных устройств	31
3.4 Выбор выключателей	32
3.5 Выбор разъединителей	35
3.6 Выбор трансформаторов тока	36
3.7 Выбор трансформаторов напряжения	41
3.8 Выбор ограничителей перенапряжения	43
3.9 Выбор ошиновки 220 кВ	47
3.10 Выбор ошиновки 10 кВ	48
3.11 Выбор трансформаторов собственных нужд	49
3.12 Выбор аккумуляторных батарей	50
3.13 Выбор высокочастотных заградителей	53
4 Релейная защита и автоматика	54
4.1 Краткая характеристика защищаемых элементов	54

4.2 Выбор устройств защиты	56
4.3 Расчет уставок выбранных защит	61
5 Молниезащита и заземление	64
5.1 Анализ компоновки подстанции	64
5.2 Характеристика заземляющего устройства	64
5.3 Расчет заземляющего устройства	67
5.4. Расчет молниезащиты	70
6 Безопасность и экологичность	72
6.1 Охрана труда на ПС	72
6.2 Экологичность	74
6.3 Чрезвычайные ситуации	79
6.4 Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций техногенного и природного характера	82
Заключение	84
Библиографический список	86
Приложение А. Расчеты уставок устройств РЗА	90
Приложение Б. Расчет молниезащиты ОРУ	97

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АВР – автоматический ввод резерва;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- ВН – высокое напряжение;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВЧЗ – высокочастотный заградитель;
- ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;
- ДЗО – дифференциальная защита ошиновки;
- ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
- ЗВУ – зарядно-выпрямительное устройство;
- КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;
- КЛ – кабельная линия;
- КРУ – комплектное распределительное устройство
- КСИСО – комплекс средств измерений, сбора и обработки информации
- КЗ – короткое замыкание;
- НН – низкое напряжение;
- НПС – нефтеперекачивающая станция;
- ОПН – ограничитель перенапряжения;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- РЗА – релейная защита и автоматика;
- СН – среднее напряжение;
- СЭС – система электроснабжения;
- ТП – трансформаторная подстанция;
- ТСН – трансформатор собственных нужд;
- УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности.

## ВВЕДЕНИЕ

На основании Заявки ООО «Дальнефтепровод» №02-01-11/2578 от 15.07.2014 в ПАО «ФСК ЕЭС» были разработаны технические условия по индивидуальному проекту на технологическое присоединение энергопринимающих объектов ООО «Дальнефтепровод» (ПС 220 кВ НПС-26) к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» [6].

Выполнение настоящих технических условий обеспечивает технологическое присоединение впервые вводимых в эксплуатацию энергопринимающих устройств максимальной мощностью 10,7 МВт и объектов электросетевого хозяйства ООО «Дальнефтепровод» к существующим электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС»: ВЛ 220 кВ Амурская – Короли/т с отпайкой на ПС Белогорск, посредством сооружения новых объектов электросетевого хозяйства: двух заходов от ВЛ 220 кВ Амурская – Короли/т с отпайкой на ПС Белогорск с образованием после присоединения ВЛ 220 кВ Амурская – НПС-26 и ВЛ 220 кВ НПС-26 – Короли/т с отпайкой на ПС 220 кВ Белогорск (Рисунок 1), с образованием после выполнения настоящих технических условий двух точек присоединения: два линейных портала ПС 220 кВ НПС-26 с максимальной мощностью 5,35 МВт в каждой точке [6].

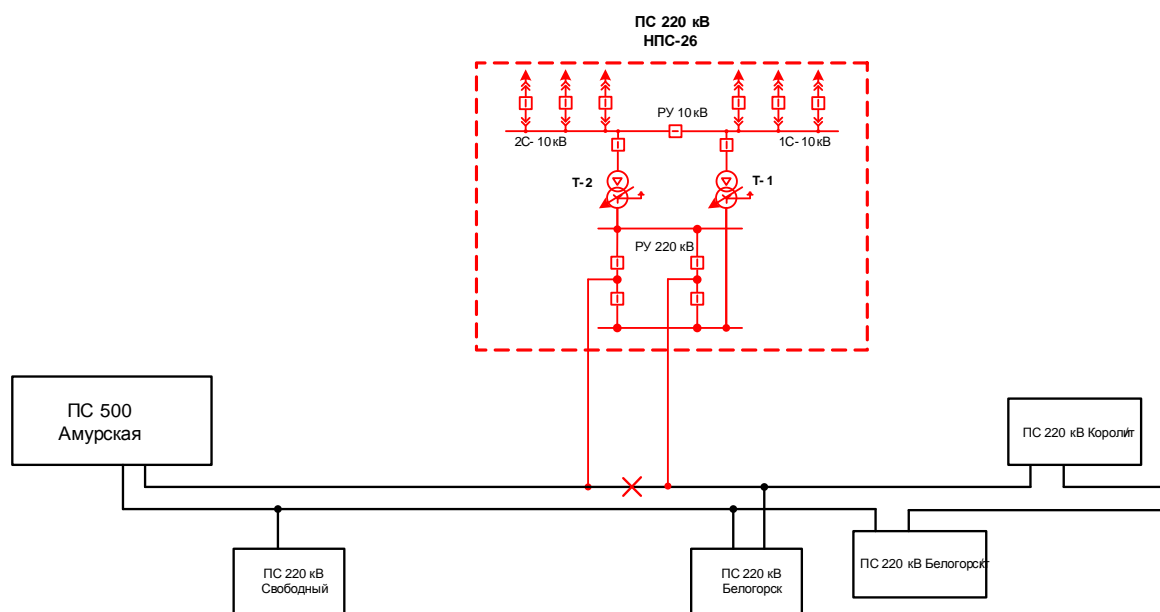


Рисунок 1 – Схема присоединения НПС-26 к существующим сетям

Схема присоединения к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» обеспечивает электроснабжение энергопринимающих устройств ООО «Дальнефтепровод» в точках присоединения в объеме 10,7 МВт по I категории надежности электроснабжения.

Целью работы является проектирование ПС 220 кВ НПС-26 в связи с подключением энергопринимающих объектов ООО «Дальнефтепровод» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС».

Актуальность темы состоит в необходимости присоединения вновь вводимых объектов ООО «Дальнефтепровод» к существующим сетям и активном развитии нефтеперерабатывающей промышленности Дальнего Востока. Строительство ПС 220 кВ НПС-26 вызвано необходимостью обеспечить надежное электроснабжение проектируемой нефтеперекачивающей станции НПС №26.

Для осуществления поставленной цели необходимо выполнить ряд задач:

- 1 рассмотреть варианты выполнения заходов ВЛ на вновь проектируемый объект;
- 2 выполнить технико-экономическую оценку вариантов прокладки ЛЭП;
- 3 выбрать число и мощности силовых трансформаторов на проектируемой ПС;
- 4 спроектировать однолинейную схему вновь вводимой ПС;
- 5 рассчитать токи КЗ на проектируемой ПС, выполнить выбор и проверку электрооборудования;
- 6 выполнить выбор устройств РЗА подстанционного оборудования, рассчитать параметры настройки устройств РЗА;
- 7 выполнить расчет молниезащиты ПС и заземляющих устройств;
- 8 оценить безопасность и экологичность проекта.

В выпускной квалификационной работе было использовано ПО: Microsoft Word 2016; Visio2016; Mathcad 15. ПК: Бриз АРМ СРЗА; ElectricCS Storm.



## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

### 1.1 Географическая характеристика района размещения ВЛ

В административном отношении проектируемые заходы ВЛ 220 кВ Амурская – НПС-26 и ВЛ 220 кВ Короли/т – НПС-26 с отпайкой на ПС Белогорск следуют по территории Серышевского района Амурской области, примерно в 5,5 км к юго-западу от с. Поляна [6].

В геоморфологическом отношении участок изысканий приурочен к территории Зейско-Буреинской равнины, расположенной между реками Зеей и Селемджой на западе, Амуром и Буреей на юге и хребтом Турана на востоке, представляет собой обширное денудационное плоско-холмистое плато, расчлененное густой сетью мелких речных долин, логов, балок и оврагов. Глубина расчленения достигает 5-10 метров. Днища логов часто слабо заболочены [6].

Проектируемая трасса ВЛ следует по долине р. Зея и проходит по местности с абсолютными отметками 181,0 - 183,8 мБс, освоенной хозяйственной деятельностью – пашнями [4], на своем пути не пересекает водных объектов. Ближайший водоток располагается на удалении около 70 м к востоку от трассы – ручей без названия в пади Дранникова. Угрозы подтопления не представляет.

### 1.2 Климатическая характеристика района размещения ВЛ

Климат Серышевского территории влажный, муссонно-континентальный с некоторыми элементами климата умеренных широт, умеренно суровой малоснежной зимой и умеренно теплым летом. Теплый период апрель-октябрь, холодный период ноябрь-март. Весна на территории Серышевского района затяжная и холодная, сухая. Снег сходит рано. Весенние процессы идут медленно, с частыми возвратами холодов. Важной особенностью температурного режима весны является быстрый рост температуры воздуха. Первые заморозки отмечаются во второй декаде сентября. Средняя суточная температура воздуха падает до  $-5^{\circ}$  и продолжает понижаться. Отри-

цательные температуры устанавливаются в конце октября. Период с устойчивыми морозами — самое продолжительное время года (от 4,5 до 5,5 месяцев). Наиболее

низкие среднемесячные температуры воздуха отмечаются в январе [4].

В зимний период года преобладают ветры северо-восточного направления, в летний период – северо-восточного, южного и северного направлений. Нормативное ветровое давление на высоте 10 м над поверхностью земли, с 10-минутным интервалом осреднения, согласно ПУЭ издание 7, отнесено к III району и составляет 650 Па, скорость ветра возможная 1 раз в 25 лет составляет 32 м/с. Тип местности по воздействию ветра на ВЛ, согласно ПУЭ изд. 7, - «В». Согласно карте климатического районирования, исследуемый участок относится к району IA [6]

Расчетные климатические условия для проектирования ВЛ 220 кВ приняты в соответствии с требованиями ПУЭ-7 и сведены в таблицу 1 [4].

Таблица 1 – Расчетные климатические условия

Характеристика	Значение
1	2
Район, край, область	Амурская область
Район по ветру	III
Район по гололеду	III
Нормативное ветровое давление на высоте 10 м над поверхностью земли $W_0$ , Па (скорость ветра $V_0$ , м/сек)	650 (32)
Нормативная толщина стенки гололеда $B_э$ , для высоты 10 м над поверхностью земли, мм	20
Среднеэксплуатационная температура воздуха $t_{экс}$ , °C	-2,5
Высшая температура воздуха $t_{+max}$ , °C	+40
Низшая температура воздуха $t_{-min}$ , °C	-52
Температура воздуха при гололеде $t_r$ , °C	-5
Температура воздуха при максимальном ветре $t_B$ , °C	-5
Температура наиболее холодных суток обесп. 0,98, °C	-43
Температура наиболее холодных суток обесп. 0,92, °C	-40
Температура наиболее холодной пятидневки обесп. 0,98, °C	-41
Температура наиболее холодной пятидневки обесп. 0,92, °C	-37
Пляска проводов	Умеренная
Тип местности по воздействию ветра на ВЛ	В

Согласно картам районирования, сейсмичность района вероятностью превышения интенсивности землетрясений в течение 50 лет – 10% равна 6 баллов, 5% - 6 баллов, 1% - 7 баллов.

### **1.3 Геологическая характеристика района размещения ВЛ 220 кВ**

Исследуемые трассы заходов ВЛ 220 кВ следуют по территории Серышевского района Амурской области [6].

В геологическом отношении район работ располагается в пределах Амуро-Зейской наложенной впадины. Инженерно-геологические условия характеризуются развитием грунтов преимущественно глинистого, песчаного и крупнообломочного состава. В геологическом строении разрез ВЛ представлен аллювиальной толщей, принадлежащей террасовому комплексу р. Зeya. Верхняя часть разреза сложена верхнеплейстоценовыми аллювиально-делювиальными грунтами, нижняя часть – нижнеплейстоценовыми аллювиальными грунтами. С поверхности вся толща перекрыта почвенно-растительным слоем. Специфических грунтов на исследуемой территории не выявлено [4].

В гидрогеологическом отношении регион представляет собой межгорный артезианский бассейн, где выделяются артезианские пластово-трещинные и грунтовые пластово-поровые воды. На момент изысканий (декабрь-январь 2015-16 г.) грунтовые воды до глубины 10,0 м по трассе не встречены.

Непосредственно район следования проектируемой трассы ЛЭП геоморфологически принадлежит долине р. Зeya и приурочен к ее III древней надпойменной террасе. Поверхность террасы размыта, неясно выражена в рельефе. Она представляет собой плоскую, слегка холмистую равнину, расчлененную логами, долинами ручьев. Днища логов часто слабозаболоченны. Глубина расчленения достигает 5-10 метров.

В сфере взаимодействия фундаментов проектируемых заходов ВЛ 220 кВ с геологической средой до глубины 7,0 м выделены 2 слоя и 8 инженерно-геологических элементов:

- слой-П. Почвенно-растительный слой;
- ИГЭ-1. Суглинок легкий пылеватый твердый тугопластичный;
- ИГЭ-2. Песок мелкий малой степени водонасыщения средней плотности, однородный с гравием до 5%;
- ИГЭ-3. Песок гравелистый малой степени водонасыщения средней плотности, плотный – неоднородный с галькой до 12%;
- ИГЭ-4. Гравийный грунт с песчаным заполнителем малой степени водонасыщения плотный неоднородный с галькой до 20%.

Нормативная глубина промерзания грунтов составляет для глинистых грунтов – 1,95 м.

## 2 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

### 2.1 Основные характеристики проектируемого объекта и источников питания

Электроснабжение проектируемой Подстанции на напряжение 220 кВ, согласно ТУ на присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС», принято путем подключения ПС 220 кВ НПС-26 к ВЛ 220 кВ Амурская-Короли/т с отпайкой на ПС Белогорск с помощью двух одноцепных заходов с образованием ВЛ 220 кВ Амурская – НПС-26 и ВЛ 220 кВ Короли/т – НПС-26 с отпайкой на ПС Белогорск.

Питание ПС 220 кВ НПС-26 со стороны ВЛ 220 кВ Амурская – НПС-26 выполняется от ПС 500 кВ Амурская. На ПС 500 кВ Амурская установлены два силовых автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 3х167 МВА (группа однофазных автотрансформаторов) [4].

Питание ПС 220 кВ НПС-26 со стороны ВЛ 220 кВ Короли/т – НПС-26 с отпайкой на ПС Белогорск выполняется от электростанции Бурейская ГЭС транзитом через шины РУ 220 кВ подстанций: Завитая – Короли/т – НПС-26, и от электростанции Райчихинская ГРЭС транзитом через шины РУ 220 кВ подстанций: Завитая – Короли/т – НПС-26.

На электростанции Бурейская ГЭС установлен силовой автотрансформатор 500/220 кВ мощностью 3х167 МВА (группа однофазных автотрансформаторов).

Строительство ПС 220 кВ НПС-26 вызвано необходимостью обеспечить надежное электроснабжение проектируемой нефтеперекачивающей станции НПС №26.

Максимальная мощность энергопринимающих устройств 10,7 МВт (согласно техническому заданию на проектирование).

Граница проектирования согласно техническому заданию – ввода РУ 10 кВ.

Нагрузкой для проектируемой Подстанции являются шины РУ 10 кВ с максимальной мощностью энергопринимающих устройств 10,7 МВт. Ввиду того, что нагрузкой РУ 10 кВ являются потребители НПС №26, тип преобладающей нагрузки – электродвигательный.

Электроприемники НПС-26, согласно РД-91.200.00-КТН-175-13 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования» относятся к I категории надежности электроснабжения. Надежность электроснабжения обеспечивается наличием АВР по стороне 10 кВ, согласно проекту Г.0.0000.0003-И-ДНП/ГТП-26.000-ИОС1.1 «Расширение трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» на участке НПС «Сковордино» - СМНП «Козьмино» до 50 млн. тонн в год».

Место расположения проектируемого объекта представлено на рисунке 2 [6].

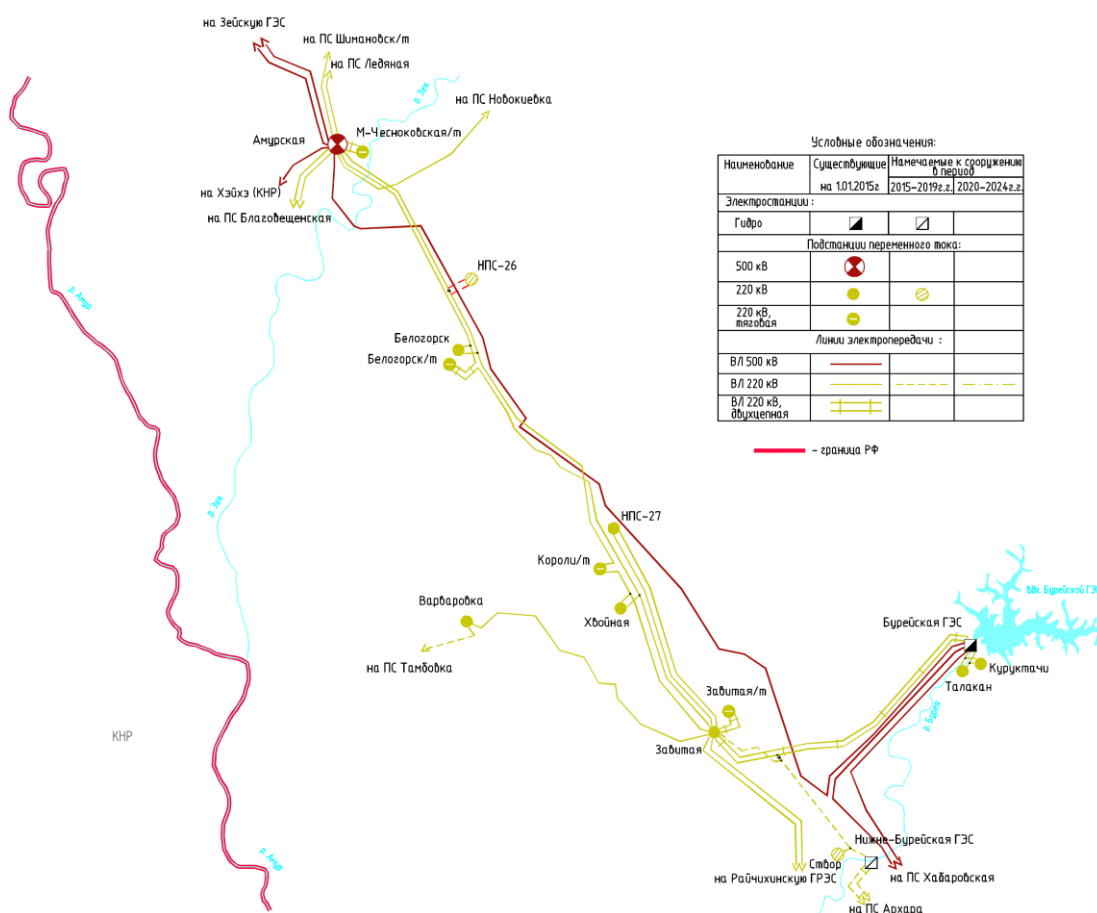


Рисунок 2 – Место проектирования ПС 220 кВ НПС-26

## 2.2 Варианты трассы, проектируемой ЛЭП

Рассмотрены три варианта прохождения трассы вновь сооружаемых заходов ВЛ 220 кВ Амурская-Короли/т с отпайкой на ПС Белогорск в РУ 220 кВ ПС 220 кВ НПС-26.

При предварительной трассировке вариантов трасс ВЛ следует руководствоваться следующими критериями [15]:

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

*Вариант № 1.* Генеральное направление трассы ВЛ 220 кВ – южное. Выходя из створа ВЛ 220 кВ Амурская-Короли/т с отпайкой на ПС Белогорск от опоры №194, трасса проектируемого захода направляется на запад с образованием ВЛ 220 кВ Амурская - НПС-26.

Выход с ПС 220 кВ НПС-26 осуществляется параллельно заходу на опору №202 ВЛ 220 кВ Амурская-Короли/т с отпайкой на ПС Белогорск с образованием ВЛ 220 кВ Короли/т - НПС-26.

Протяжённость вновь сооружаемого участка трассы ВЛ 220 кВ Амурская - НПС-26 – 2,06 км.

Протяжённость вновь сооружаемого участка трассы ВЛ 220 кВ Короли/т - НПС-26 с отпайкой на ПС Белогорск – 2,01 км. Общее количество углов поворота – 13 шт.

*Вариант № 2.* Генеральное направление трассы ВЛ 220 кВ – западное. Выходя из створа ВЛ 220 кВ Амурская-Короли/т с отпайкой на ПС Белогорск от опоры №194, трасса проектируемого захода направляется на северо-запад с образованием ВЛ 220 кВ Амурская - НПС-26.

Выход с ПС 220 кВ НПС-26 осуществляется параллельно заходу на опору №202 ВЛ 220 кВ Амурская-Короли/т с отпайкой на ПС Белогорск с образованием ВЛ 220 кВ Короли/т - НПС-26.

Протяжённость вновь сооружаемого участка трассы ВЛ 220 кВ Амурская - НПС-26 – 2,01 км.

Протяжённость вновь сооружаемого участка трассы ВЛ 220 кВ Короли/т - НПС-26 с отпайкой на ПС Белогорск – 2,14 км.

Общее количество углов поворота – 14 шт.

*Вариант № 3.* Генеральное направление трассы ВЛ 220 кВ – западное. Выходя из створа ВЛ 220 кВ Амурская-Короли/т с отпайкой на ПС Белогорск от опоры №194, трасса проектируемого захода направляется на запад с образованием ВЛ 220 кВ Амурская - НПС-26.

Выход с ПС 220 кВ НПС-26 осуществляется параллельно заходу на опору №202 ВЛ 220 кВ Амурская-Короли/т с отпайкой на ПС Белогорск с образованием ВЛ 220 кВ Короли/т - НПС-26.

Протяжённость вновь сооружаемого участка трассы ВЛ 220 кВ Амурская - НПС-26 – 2,11 км.

Протяжённость вновь сооружаемого участка трассы ВЛ 220 кВ Короли/т - НПС-26 с отпайкой на ПС Белогорск – 2,07 км.

Общее количество углов поворота – 12 шт.

### **2.3 Техничко-экономическая оценка вариантов трассы**

Все 3 варианта прокладки ЛЭП требуют сравнения с точки зрения стоимости проектируемого участка линии. Техничко-экономическое описание вариантов представлено в таблице 2.



Таблица 2 – Техничко-экономическое сравнение вариантов трассы ЛЭП

Наименование показателя	Значение	Стоимость за единицу (цены на 2017 год)	Итоговая стоимость
1	2	3	4
<b>Вариант №1</b>			
Суммарная протяженность проектируемых заходов, км	4,27	1485 тыс.руб/км	6341 тыс.руб
Марка и сечение провода	АС-300/43	-	
Число цепей	1	-	
Грозозащитный трос	МЗ-11,0-В-ОЖ-Н-Р	97 тыс.руб/км	415 тыс.руб
Материал опор	Металл	-	
Количество опор	12	987 тыс.руб/ед	11844 тыс.руб
Тип опор	У220, 2П220	-	
<i>Итого</i>	-	-	<i>18600 тыс.руб</i>
<b>Вариант №2</b>			
Суммарная протяженность проектируемых заходов, км	4,15	1485 тыс.руб/км	6163 тыс.руб
Марка и сечение провода	АС-300/43	-	
Число цепей	1	-	
Грозозащитный трос	МЗ-11,0-В-ОЖ-Н-Р	97 тыс.руб/км	403 тыс.руб
Материал опор	Металл	-	
Количество опор	12	987 тыс.руб/ед	11844 тыс.руб
Тип опор	У220, 2П220	-	
<i>Итого</i>	-	-	<i>18410 тыс.руб</i>
<b>Вариант №</b>			
Суммарная протяженность проектируемых заходов, км	4,18	1485 тыс.руб/км	6208 тыс.руб
Марка и сечение провода	АС-300/43	-	
Число цепей	1	-	
Грозозащитный трос	МЗ-11,0-В-ОЖ-Н-Р	97 тыс.руб/км	406 тыс.руб
Материал опор	Металл	-	
Количество опор	12	987 тыс.руб/ед	11844 тыс.руб
Тип опор	У220, 2П220	-	
<i>Итого</i>	-	-	<i>18458 тыс.руб</i>

Согласно протоколу утверждения ОТР, для проектирования принят Вариант № 1 прохождения трассы, поскольку обладает наибольшим количеством определяющих критериев: выгодное транспортно-географическое положение, высокая экономическая освоенность, оптимальные условия эксплуатации ВЛ (трасса проложена вдоль автодороги), наименьшее количество углов поворота ВЛ, наименьшая длина ВЛ, оптимальность с точки зрения получения согласований, ТУ и т.п.

Определим капитальные вложения, необходимые для проектирования заходов по варианту №1. Капитальные вложения состоят из стоимости устанавливаемого оборудования, стоимости строительно-монтажных работ и прочих затрат [7].

$$K_{\Sigma} = (K_{обр} + K_{СМР} + K_{пр}) \cdot k_{инф} , \quad (2.3.1)$$

где  $K_{обр}$  - сметная стоимость оборудования без учета строительно-монтажных работ, тыс. руб.;

$K_{СМР}$  - строительно-монтажные работы, тыс. руб.;

$K_{пр}$  - прочие затраты;

$k_{инф}$  - коэффициент инфляции.

Данные по структуре капиталовложений в электросетевом строительстве представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Техничко-экономическое сравнение вариантов трассы ЛЭП

Наименование объекта	Капиталовложения в строительство, %			
	Всего	Оборудование, приспособления и производственный инвентарь	Строительно-монтажные работы	Прочие затраты
Открытая и закрытая часть ПС, напряжением 110-750 кВ, ВЛ напряжением 110-220 кВ.	100	51	37	12

Рассчитаем сметную стоимость оборудования без учета строительно-монтажных работ.

$$K_{обр} = 18600000 \text{ руб.}$$

Так как стоимость оборудования составляет 51% от общих капиталовложений в установку оборудования, определим общие капиталовложения, капиталовложения на строительные-монтажные работы и прочие капиталовложения.

Общие капиталовложения:

$$K_{\Sigma} = \frac{K_{обр}}{0,51}, \quad (2.3.2)$$

$$K_{\Sigma} = \frac{18600000}{0,51} = 36470588 \text{ руб.}$$

Капиталовложения на строительные-монтажные работы:

$$K_{СМР} = 0,37 \cdot K_{\Sigma}, \quad (3.3.3)$$

$$K_{СМР} = 0,37 \cdot 36470588 = 13494117 \text{ руб.}$$

Прочие капиталовложения:

$$K_{пр} = 0,12 \cdot K_{\Sigma}, \quad (3.3.4)$$

$$K_{пр} = 0,12 \cdot 36470588 = 4346471.$$

Определим простой срок окупаемости. Основной задачей стоимостной оценки результатов деятельности ИП является оценка выручки от реализации проекта. Для нового строительства такая оценка не представляет затруднений и определяется в зависимости от объемов продаж электроэнергии потребителю в год  $t$  по формуле:

$$Q_{pt} = W_i \cdot T_i, \quad (3.3.5)$$

где  $W_i = 438000 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$  – полезно отпущенная потребителю электроэнергия;

$T_i$  - тариф на передачу электроэнергии, руб./МВт·ч;

$$Q_{pt} = 438000 \cdot 179,4 = 78577200 \text{ руб} / \text{год}$$

Определим простой срок окупаемости инвестиций в данный проект.

$$T_{ок} = \frac{K_{\Sigma}}{O_{pt}}, \quad (3.3.6)$$

$$T_{ок} = \frac{36470588}{78577200} = 0,46 \text{ лет}$$

#### 2.4 Сведения о линейном объекте

В соответствии с Задаaniem на проектирование настоящей проектной документацией предусматривается строительство заходов ВЛ 220 кВ Амурская-Короли/Т с отпайкой на ПС Белогорск в РУ 220 кВ ПС 220 кВ НПС-26. Начальным пунктом участка заходов является существующая ВЛ 220 кВ Амурская – Короли/т (протяженность – 133,4 км), конечным пунктом - приёмный портал РУ 220 кВ ПС 220 кВ НПС-26.

Технические решения, разрабатываемые по данному титулу, предусматривают также реконструкцию существующей ВЛ 220 кВ Амурская – Короли/т с образованием следующих ВЛ:

- ВЛ 220 кВ Амурская – НПС-26 (51,36 км);
- ВЛ 220 кВ Короли/т – НПС-26 с отпайкой на ПС Белогорск (84,75 км).

Максимальный послеаварийный переток по ВЛ 220 кВ Амурская – НПС-26 в послеаварийном режиме летнего минимума 2024 г. 558 А. Максимальный послеаварийный переток по ВЛ 220 кВ Короли/т - НПС-26 с отпайкой на ПС Белогорск в послеаварийном режиме летнего минимума 2024 г. 579 А.

В таблице 4 приведены технические характеристики ЛЭП.

Таблица 4 - Технические показатели проектируемых ЛЭП

Участок ЛЭП	Протяженность участка, км	Марка провода
1	2	3
ВЛ 220 кВ Амурская – НПС-26 (до захода)	51,36	АС-300/39
ВЛ 220 кВ Короли/т - НПС-26 (до захода)	84,75	АС-300/39
ВЛ 220 кВ Амурская – НПС-26 (заход)	2,11	АС-300/43
ВЛ 220 кВ Амурская – НПС-26 (заход)	2,07	АС-300/43

## 3 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

### 3.1 Обоснование принятой схемы электроснабжения и выбор силовых трансформаторов

Согласно техническим условиям на технологическое присоединение ПС 220 кВ НПС-26 к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» принята типовая схема РУ 220 кВ №220-7 «четырёхугольник». Распределительное устройство 10 кВ согласно ТУ выполняется по схеме №10-1 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

Работа электрической сети напряжением 220 кВ предусматривается с эффективно-заземленной нейтралью. Сеть 10 кВ – с изолированной нейтралью.

Схема «четырёхугольника» используется на проходных подстанциях с двухсторонним питанием по двум линиям. Данная схема требует четыре ячейки выключателей на четыре присоединения (два трансформатора и две линии), занимает минимальные отчуждаемые площади. Схема «четырёхугольника» относится к кольцевому виду схем – выключатели соединяются между собой образуя кольцо.

Трансформаторы подключаются к двум источникам питания через развилку выключателей, что является дополнительным преимуществом схемы в ремонтных и послеаварийных режимах. При отказе любого выключателя сохраняется транзит мощности через сторону высшего напряжения и питание силовых трансформаторов.

Схема «четырёхугольника» является более надежной схемой по сравнению с альтернативными схемами «мостика», в которых при отказе «среднего» выключателя возможно полное погашение распределительного устройства.

На рисунке 3 представлена схема четырехугольника (квадрата). Эта схема экономична (четыре выключателя на четыре присоединения), позволяет производить опробование и ревизию любого выключателя без

нарушения работы ее элементов. Схема обладает высокой надежностью. Отключение всех присоединений маловероятно, оно может произойти при совпадении ревизии одного из выключателей, напр. Q1, повреждении линии W2 и отказе выключателя во второй цепи Q4. В цепях присоединений линий разъединителей не устанавливают, что упрощает конструкцию ОРУ. При ремонте линии W2 отключают выключатели Q3, Q4 и разъединители, установленные в сторону линий. Связь оставшихся в работе присоединений W1, T1 и T2 осуществляется через выключатели Q1, Q2. Если в этот период повредится T1, то отключится выключатель Q2, второй трансформатор и линия W1 останутся в работе, но транзит мощности будет нарушен.

Распределительное устройство 10 кВ, выполняется по типовой схеме «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин» в комплектном блочно-модульном здании, совмещенном с общеподстанционным пунктом управления. Схема с одной системой шин позволяет широко использовать комплектные распределительные устройства (КРУ), имеющие ячейки с выключателями, установленными на выкатных тележках, что снижает стоимость монтажа, позволяет широко применять механизацию, уменьшает время сооружения электроустановки и позволяет эффективно их эксплуатировать и ремонтировать (рисунок 4).

При использовании ячеек КСО источники питания и линии 6-10 кВ присоединяются к сборным шинам с помощью выключателей и разъединителей. На каждую цепь необходим один выключатель, который служит для отключения и включения этой цепи в нормальных и аварийных режимах. При необходимости отключения линии W1 достаточно отключить выключатель Q1. Если выключатель Q1 выводится в ремонт, то после его отключения отключают разъединители: сначала линейный QS1, а затем шинный QS2.

Таким образом, операции с разъединителями необходимы только при выводе присоединения в целях обеспечения безопасного производства работ. Вследствие однотипности и простоты операций с разъединителями аварий-

ность из-за неправильных действий с ними дежурного персонала мала, что относится к достоинствам рассматриваемой схемы. Достоинствами схемы также являются простота, наглядность, экономичность, достаточно высокая надежность.

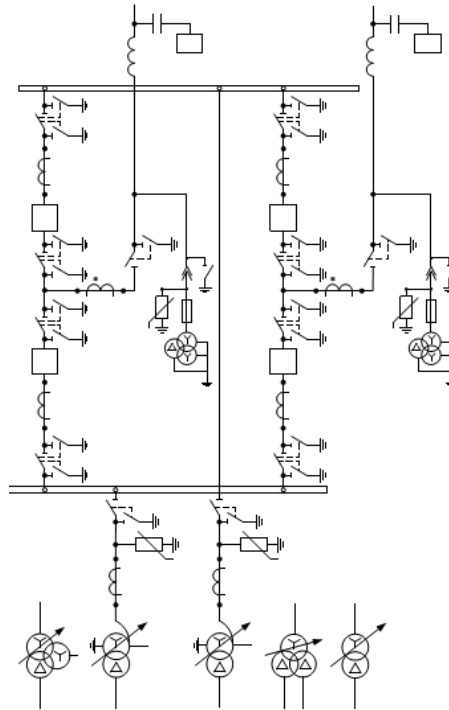


Рисунок 3 – Схема «Четырехугольник»

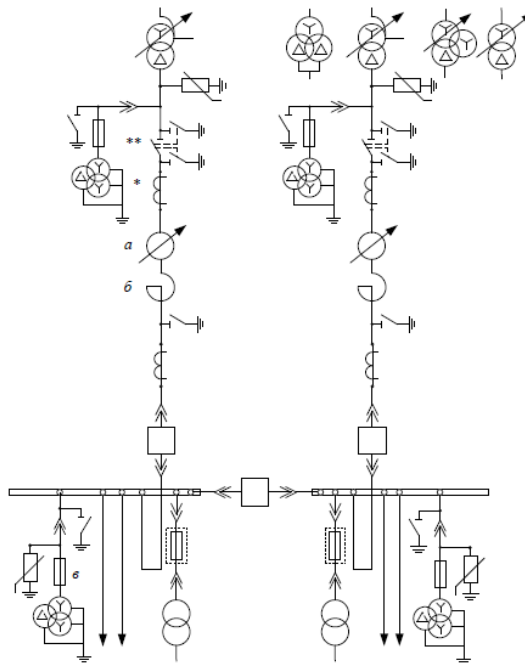


Рисунок 4 – Одна рабочая, секционированная выключателем система

ШИН



В соответствии с существующими нормативами, мощность трансформаторов на понижающих ПС рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах до 70—80%, на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 часов в течение не более 5 суток. Если в составе нагрузки ПС имеются потребители 1-й категории, то число устанавливаемых трансформаторов должно быть не менее двух [2]. Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению:

$$S_{\text{тр}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{НН}})^2 + (Q_{\text{НН}})^2}}{N \cdot K_3}, \quad (3.2.1)$$

где  $K_3$  - коэффициент загрузки силового трансформатора, принимается равным  $K_3=0,7$ ;

$P_{\text{НН}}$ ,  $Q_{\text{НН}}$  - мощности низкой стороны ПС.

Максимальная мощность энергопринимающих устройств составляет 10,7 МВт

$$P = \frac{S}{\cos \phi} \quad (3.2.2)$$

$$Q_{\text{НН}} = P \cdot \text{tg}(\phi) \quad (3.2.3)$$

$$Q_{\text{НН}} = 10,7 \cdot 0,75 = 8,025 \text{ Мвар}$$

$$S_{\text{тр}} = \frac{\sqrt{(10,7)^2 + (8,025)^2}}{2 \cdot 0,7} = 9,55 \text{ МВА}$$

Согласно заданию на проектирование, принят силовой трансформатор мощностью 25 МВА с обмотками: ВН – 230,0 кВ, НН – 11,0 кВ типа ТДН-25000/220 УХЛ1 с РПН в нейтрали обмотки ВН. Основные технические характеристики трансформатора приведены в таблице 5. Проверка по коэффициенту загрузки:

$$K_3^{норм} = \frac{S_{ТР}}{2 \cdot S_{ном.т}}, \quad (3.2.4)$$

$$K_3^{норм} = \frac{9,55}{2 \cdot 25} = 0,191$$

$$K_3^{авар} = \frac{S_{ТР}}{S_{ном.т}}, \quad (3.2.4)$$

$$K_3^{авар} = \frac{9,55}{25} = 0,382$$

Таблица 5 – Технические характеристики силового трансформатора

Тип трансформатора	Напряжение обмотки ВН, кВ	Напряжение обмотки НН, кВ	Напряжение короткого замыкания, %	Потери короткого замыкания, кВт
ТДН-25000/220 УХЛ1	230	11	11,5	125



Рисунок 5 – Внешний вид ТДН-25000/220 УХЛ1

## 3.2 Расчет токов короткого замыкания

### 3.2.1 Описание программного комплекса для расчета ТКЗ

Расчет токов КЗ произведен при помощи ПК «Бриз» АРМ СРЗА. Программа расчета токов КЗ по месту повреждения для каждого из заданных узлов производит два вида расчётов: расчёт при трёхфазном металлическом КЗ в узле (ABC) и расчёт при однофазном металлическом КЗ в узле (A0). Узлы для расчёта задаются в приказе УЗЕЛ-КЗ. Узлы задаются двумя способами. Перечисление через пробел отдельных узлов сети и записью диапазона: У31-У32. Число узлов в задании не ограничено.

Стартовать расчет токов КЗ по месту повреждения можно двумя способами: Расчёт (F6) или Расчёт с сортировкой и Расчёт без сортировки (в меню поля чертежа и в меню панели задания). В первом случае (с сортировкой) узлы будут выводиться в протокол в порядке возрастания номеров. Во втором случае (без сортировки) узлы будут выводиться в протокол в порядке заданном в задании при перечислении номеров узлов.

Разработано несколько форматов печати выходного документа. Формат задаётся в приказе ПЕЧАТЬ. В информационном поле приказа задается номер формата печати выходного документа -1,11,111 2, 3, 4 или 5. Формат печати 1,11 соответствует таблице, в которой выдаются для трёхфазного КЗ  $I_1$  для каждой ветви первого пояса и суммарная величина, для однофазного КЗ  $I_1$ ,  $I_2$  и  $3I_0$  для каждой ветви первого пояса и суммарная величина. В формате печати 11 дополнительно печатаются в полярной форме суммарные сопротивления  $Z_1, Z_2, Z_0$ . Формат печати 111 соответствует таблице, в которой выдаётся информация только по узлам. Формат печати 2 – для проверки аппаратуры. В таблице для трёхфазного и однофазного КЗ выдаётся ток фазы А в кА при КЗ на шинах и за выключателем. Ток выдаётся для каждой ветви первого пояса и суммарная величина при КЗ на шинах. И наконец в третьем, четвертом и пятом форматах печати (аналогично 1, 2 и 111 форматам) результаты выдаются в таблицу Excel.

При формировании подрежима можно использовать все приказы, ис-

пользуемые в программе расчёта токов короткого замыкания.

Разработка предназначена для служб, занимающихся расчетами уставок релейной защиты в энергосистемах и ОДУ, для организаций, занимающихся проектированием и выбором оборудования и устройств релейной защиты и автоматики для электросетевых объектов.

Используя меню узла можно составить задание для расчёта ТКЗ-МП.

Меню узла состоит из следующих пунктов:

«Узел хххх: В список УЗЕЛ-КЗ» - указанный узел записать в список узлов для расчёта ТКЗ-МП в приказ УЗЕЛ-КЗ редактора заданий, для промежуточных узлов пункт меню не активен;

«Узел хххх: Открыть панель первого пояса» - открывается окно со списком ветвей подходящих к этому узлу. Список содержит информацию об электрических параметрах и о том какие ветви и узлы не нарисованы на чертеже;

Используя меню ветви можно составить подрежим для расчёта ТКЗ-МП.

Меню ветви содержит следующие пункты:

«ОТКЛЮЧЕНИЕ и заземление элемента N=хх»;

«ОТКЛЮЧЕНИЕ без заземления элемента N=хх»;

«ОТКЛЮЧЕНИЕ без заземления ветви p,Uз1-Uз2» - пункт меню содержит подменю из 3-х пунктов детализирующих вид отключения (с двух сторон, со стороны Uз1 узла, со стороны Uз2 узла);

«ОТКЛЮЧЕНИЕ и заземление ветви p,Uз1-Uз2» - пункт меню содержит подменю из 3-х пунктов детализирующих вид отключения (с двух сторон, со стороны Uз1 узла, со стороны Uз2 узла);

«ВКЛЮЧЕНИЕ ШСВ p,Uз1-Uз2».

### 3.2.2 Результаты расчета ТКЗ

На рисунке 6 представлена расчетная схема замещения участка сети. При расчете используется вся энергосистема Амурской области. Параметры

схемы замещения занесены табличным способом. Расчет параметров схемы замещения вновь вводимых объектов представлен ниже.

Сопротивления обмоток трансформатора определяются по формуле:

$$X_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{номТ}}, \quad (3.2.2.1)$$

где  $U_k$  - напряжение короткого замыкания;

$U_{ном}$  - номинальное напряжение трансформатора;

$S_{номТ}$  - номинальная мощность трансформатора.

$$X_T = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{230^2}{25} = 243,3 \text{ Ом}$$

Сопротивления ВЛ определяются по формулам:

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot L_{ВЛ} \quad (3.2.2.2)$$

$$R_{ВЛ} = r_0 \cdot L_{ВЛ} \quad (3.2.2.2)$$

где  $x_0$  - удельное реактивное сопротивление провода;

$r_0$  - удельное активное сопротивление провода;

$$X_{ВЛ}^{Амур-НПС26} = 0,416 \cdot (51,36 + 2,11) = 22,24 \text{ Ом}$$

$$X_{ВЛ}^{Короли-опн} = 0,416 \cdot (84,75 + 2,07) = 36,1 \text{ Ом}$$

$$R_{ВЛ}^{Амур-НПС26} = 0,08 \cdot (51,36 + 2,11) = 4,27 \text{ Ом}$$

$$R_{ВЛ}^{Короли-опн} = 0,08 \cdot (84,75 + 2,07) = 9,65 \text{ Ом}$$

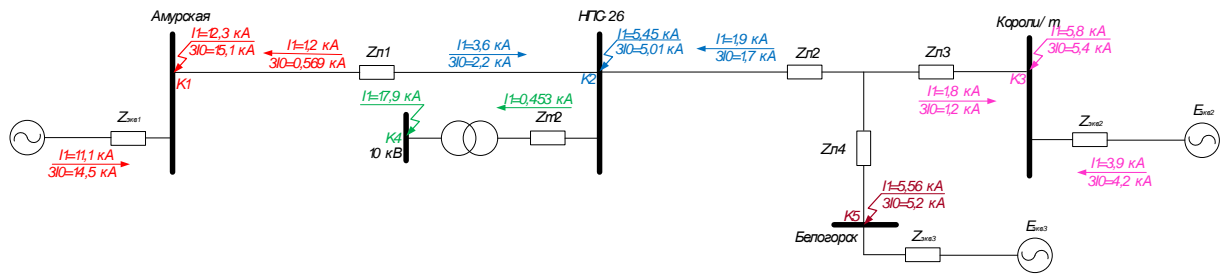


Рисунок 6 – Схема замещения сети

Для выбора оборудования необходимо значение тока периодической составляющей тока КЗ, аperiodической составляющей тока КЗ и ударного тока КЗ. Результаты расчета токов КЗ представлены в таблице 6.

Ударные токи определяем по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} I_{n0} K_{уд} \quad (3.2.2.3)$$

где  $I_{n0}$  - значение периодической составляющей тока КЗ;

$K_{уд}$  - ударный коэффициент (принимается 1,6);

Аperiodическая составляющая тока КЗ.

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{n0}, \quad (3.2.2.4)$$

Таблица 6 – Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	$I_{п0}$ , кА	$i_a$ , кА	$i_{уд}$ , кА
1	2	3	4
K1	15,1	21,35	34,16
K2	5,45	7,7	12,32
K3	5,8	8,2	13,12
K4	17,9	25,3	40,48
K5	5,56	7,86	12,58

Определим токи через выключатели в нормальном режиме.

Выключатели на стороне ВН:

$$I_{1,2}^{220} = \frac{1,4 \cdot S_{Тном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}} \quad (3.2.2.5)$$

$$I_{1,2}^{220} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 91,8 \text{ A}$$

Выключатели на стороне НН:

$$I_{3,4}^{10} = \frac{S_{\text{Тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}}}, \quad (3.2.2.6)$$

$$I_{3,4}^{10} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1255 \text{ A}$$

Выключатели на линиях нагрузки:

$$I_6^{10} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}} \cdot n_{\text{отх}}}, \quad (3.2.2.7)$$

$$I_6^{10} = \frac{8,56}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = 49,5 \text{ A}$$

### 3.3 Выбор комплектных распределительных устройств

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Шкафы с полностью собранными и готовыми к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом [5].

Для КРУ-10 кВ выбираем комплектное распределительное устройство

серии КРУ-СЭЩ-63 (рисунок 7), которое предназначено для приема и распределения электрической энергии промышленной частоты 50 и 60 Гц напряжением 6 (10) кВ на токи 630-2 000 А.



Рисунок 7 – КРУ-СЭЩ-63

Таблица 7 – Основные параметры шкафа КРУ серии КС-10 10кВ

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	27
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	2000
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	25
Электродинамическая стойкость, кА	80
Термическая стойкость, кА/с	31,5
Тип выключателя	ВВУ
Тип привода к выключателю	Встроенный ЭМ.

### 3.4 Выбор выключателей.

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны, элегазовые, вакуумные или воздушные.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{\text{ап.уст}} \leq U_{\text{уст ном}},$$

где  $U_{\text{ап.уст}}$  – номинальное напряжение аппарата;

$U_{\text{уст ном}}$  – номинальное напряжение установки.



При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}} \quad (3.4.1)$$

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

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\text{мах}}, \quad (3.4.2)$$

где  $i_{\text{мах}}$  – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата.

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_k = I_{\text{нО}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (3.4.3)$$

где  $t_{\text{откл}}$  - время отключения выключателя;

$T_a$  - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

Проверку по тепловому импульсу выключателя на термическую стойкость необходимо проводить для 2 и 3 ступени селективности, для этого нужно учесть выдержку времени для срабатывания релейной защиты. Таким образом время отключения равно:

$$t_{\text{откл}} = \Delta t + t_{\text{отклвыкл}}, \quad (3.4.4)$$

$$t_{\text{откл}} = \Delta t + t_{\text{отклвыкл}} = 5 + 0,06 = 5,06 \text{ с}$$

где  $\Delta t$  - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

$$(\Delta t = 5 \text{ с}).$$

$$B_k = 5,45^2 \cdot (5,06 + 0,02) = 150,8 \text{ кА}^2\text{с}$$

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ :

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл}, \quad (3.4.5)$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22,6 \text{ кА}$$

где  $\beta_n$  - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя

$I_{откл}$  - отключающий номинальный ток, для данного выключателя

Определим максимальный рабочий ток:

$$I_{max p} = I_{1,2}^{220}, \quad (3.4.6)$$

$$I_{max p} = 91,8 \text{ А}$$

К установке принят элегазовый колонковый выключатель с пружинным приводом. Выключатели предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах, а также работы в циклах АПВ в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с номинальным напряжением 220 кВ.

Элегазовые выключатели соответствуют требованиям ОТТ-29.120.40-КТН-137-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Выключатели вакуумные, элегазовые напряжением от 6(10) до 220 кВ», требованиям ГОСТ 687-78 «Выключатели переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Общие технические условия», ГОСТ Р 52565-2006 «Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия», МЭК 62271-100 и техническим условиям ТУ16-2000 2БП.029.001 ТУ, согласованным с РАО «ЕЭС России», имеют российский

сертификат соответствия.

Основные технические характеристики устанавливаемого элегазового выключателя 220 кВ приведены в таблице 8.

Для ячеек серии СЭЩ-63 рекомендуется применять вакуумный выключатель серии ВВУ-СЭЩ-Э-10. Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 9.

Таблица 8 - Сравнение каталожных и расчетных данных для В 220 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	252	220
Номинальный ток, А	3150	91,8
Номинальный ток включения/отключения, кА	40	5,45
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	22,6	7,7
Ток термической стойкости, кА	40	5,45
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	4800	150,8
Ток динамической стойкости, кА	102	12,3

Таблица 9 - Сравнение каталожных и расчетных данных для В 10 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	27	10
Номинальный ток, А	2000	
Номинальный ток включения/отключения, кА	25	17,9
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	28,2	25,3
Ток термической стойкости, кА	25	17,9
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	2400	1627
Ток динамической стойкости, кА	81	40,48

### 3.5 Выбор разъединителей

Расчет разъединителей аналогичен расчету для выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под нагрузкой [1].

Для установки принят трехполюсный разъединитель напряжением 220

кВ горизонтально-поворотного типа с главными ножами, вращающимися в горизонтальной плоскости, параллельно основанию.

Ячейки КРУ-10 кВ оснащены разъединителями, встроенными в сами выкатные элементы.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 10.

Таблица 10 - Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей 220 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	252	220
Номинальный ток, А	3150	91,8
Ток термической стойкости, кА	40	5,45
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	4800	150,8
Ток динамической стойкости, кА	102	12,3

### 3.6 Выбор трансформаторов тока

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

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}} , \quad (3.6.1)$$

где  $Z_2$  - вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{НОМ}}$  - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому принимают, что  $Z_2 \approx R_2$ .

Вторичная нагрузка  $R_2$  состоит из сопротивления приборов  $R_{\text{ПРИБ}}$ , сопротивления соединительных проводов  $R_{\text{ПР}}$  и переходного сопротивления

контактов  $R_K$ :

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_K \quad (3.6.2)$$

Необходимо определить число и тип измерительных приборов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм<sup>2</sup> для меди и 4 мм<sup>2</sup> для алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм<sup>2</sup>. Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что  $Z_{\text{ПРОВ}}=R_{\text{ПРОВ}}$ . Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 11.

В качестве приборов учета и качества электроэнергии устанавливаем многофункциональный счетчик ION 8600. Счетчики PowerLogic ION8600 предназначены для мониторинга межсистемных линий, вводов в электроустановки и подстанций и представляют собой идеальное решение для независимых производителей энергии и теплоэлектроцентралей, которым необходимы точные измерения двунаправленной энергии, как в процессе производства, так и в «дежурном» режиме. На линии, отходящие к автотрансформаторам и на ШСВ, устанавливаем только цифровой амперметр. Данное оборудование производится компанией Schneider Electric.

Таблица 11 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Трансформаторы					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,5	1,5	1,5
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Счетчик комплексный	2	ION - 8600	1,5	1,5	1,5
Линии 220 кВ					

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,5	1,5	1,5

Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Счетчик комплексный	2	ION - 8600	1,5	1,5	1,5
Линии 10 кВ					
Амперметр	10	ЦП 8501/10	3,5	3,5	3,5
Ваттметр	10	ЦП 8506/120	0,7	0,7	0,7
1	2	3	4	5	6
Варметр	10	ЦП 8506/120	0,7	0,7	0,7
Счетчик комплексный	10	ION - 8600	3,5	3,5	3,5
ТСН					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Счетчик комплексный	2	ION - 8600	1,0	1,0	1,0
Секционный выключатель 10 кВ					
Амперметр	1	ЦП 8501/10	0,5	0,5	0,5
Итого			18,1	18,1	18,1

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2 \text{ ном}} \geq \sum(Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}). \quad (3.6.3)$$

$$Z_2 = r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (3.6.4)$$

$$r_{\text{пр}} = z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (3.6.5)$$

где  $r_{\text{ПР}}$  - сопротивление проводов;

$r_{2 \text{ ном}}=20$  Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$r_{\text{ПРИБ}}$  - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН.

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2 \text{ Н}}^2}, \quad (3.6.6)$$

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{18,1}{5^2} = 0,72 \text{ Ом},$$

где  $S_{\text{ПРИБ}}$  - мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным  $R_K = 0,05$  Ом. Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{\text{ПР}} = 20 - 1,3 - 0,05 = 18,65 \text{ Ом}.$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}},$$

(3.6.7)

где  $l$  - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,0175$  - удельное сопротивление материала (медь).

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{18,65} = 0,1 \text{ мм}^2$$

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 12.

Таблица 12 - Зависимость длины соединительных проводов от напряжения

U <sub>н</sub> , кВ	L, м
1	2
220	150
10	50

Принимаем медный кабель с сечением  $2,5 \text{ мм}^2$  КВВГнг, тогда сопротивление провода будет равно [1]:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S_{np}},$$

(3.6.8)

$$r_{np} = \frac{0,0175 \cdot (150 + 50)}{2,5} = 1,4 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_2 = 1,3 + 1,4 + 0,05 = 2,75 \text{ Ом}.$$

Для установки на вводах РУ 220 кВ и в ветвях «четырёхугольника» приняты однополюсные трансформаторы тока напряжением 220 кВ с элегазовой изоляцией [9].

Технические характеристики ТТ 220 кВ представлены в таблице 13.

Таблица 13 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТТ 220 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	252	220
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	-	-
для установки во вводах РУ и в ветвях «четырёхугольника», А	300-600-1200	91,8
для установки в ячейке силового трансформатора, А	100-200-400 300-600-1200	91,8
Односекундный ток термической стойкости, кА	40	5,45
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	102	12,3
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, ВА	50	18,1

Расчет для стороны НН аналогичен. На стороне НН выберем трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-21-У2, технические характеристики ТТ 10 кВ представлены в таблице 14.



Таблица 14 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТТ 10 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	27	10
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	-	-
для установки на отходящих линиях, А	150-300-600	49,5
для установки в ячейке силового трансформатора, А	1200-1500-3000	1255
Односекундный ток термической стойкости, кА	25	17,9
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	81	40,48
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, ВА	18,1	50

### 3.7 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям [7]:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}, \quad (3.7.1)$$

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

$S_{2\Sigma}$  - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие класса точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи  $S_{2 \text{ расч.}}$ .

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной

обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений.

Нагрузка вторичных обмоток ТН представлена в таблице 15.

Таблица 15 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка P, Вт
1	2	3	4
Шины 220 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	10
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	10
Варметр	4	ЦП 8506/120	30
Счетчик комплексный	4	СЕ 304	30
Шины 10 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	10
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	10
Варметр	10	ЦП 8506/120	14
Счетчик комплексный	10	СЕ 304	14
Итого			128 (tg f=0,75)

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (3.7.2)$$

$$S_p = \sqrt{128^2 + (128 \cdot 0,75)^2} = 160 \text{ VA}$$

К установке принята группа измерительных трансформаторов напряжения с элегазовой изоляцией, антирезонансного исполнения. Трансформа-

торы напряжения соответствуют требованиям ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия». Основные технические характеристики выбранных трансформаторов напряжения (ТН) приведены в таблице 16.

Таблица 16 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТН 220 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252	220
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	$220/\sqrt{3}$	-
Предельная мощность ТН, ВА	2500	160

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАМИТ–10-У. Технические характеристики представлены в таблице 17.

Таблица 17 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТН 10 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	27	10
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	$10/\sqrt{3}$	-
Предельная мощность ТН, ВА	1500	160

### 3.8 Выбор ограничителей перенапряжения

Выбор ОПН произведен в соответствии с «Методическими указаниями по применению ограничителей перенапряжения в электрических сетях 110–750 кВ» РАО «ЕЭС России».

Наибольшее рабочее напряжение сети в соответствии с ПУЭ:

– для сети с эффективно заземленной нейтралью:

$$U_{нрс} = 1,15 \cdot U_{ном} \quad (3.8.1)$$

$$U_{нрс}^{220} = 1,15 \cdot 220 = 252 \text{ кВ},$$

– для сети с изолированной нейтралью:

$$U_{нрс}^{10} = 12 \text{ кВ}.$$

Соответствующие минимальное длительное рабочее напряжение ОПН:

$$U_{нро} = \frac{U_{нрс}}{\sqrt{3}}, \quad (3.8.2)$$

$$U_{нро}^{220} = \frac{252}{\sqrt{3}} = 145,7 \text{ кВ},$$

$$U_{нро}^{10} = \frac{12}{\sqrt{3}} = 6,93 \text{ кВ}$$

с принятым запасом 2...5 %:

$$U_{нро}^{220} = 1,05 \cdot 145,7 = 153 \text{ кВ}$$

$$U_{нро}^{10} = 1,05 \cdot 6,93 = 7,28 \text{ кВ}$$

С учетом максимального по ПУЭ (для сети с эффективно заземлённой нейтралью) значения коэффициента замыкания на землю (1,4):

$$U_{нро}^{220} = 1,4 \cdot 153 = 214,2 \text{ кВ}$$

Остающееся напряжение ограничителя при грозовых перенапряжениях при импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой 10000 А при номинальном напряжении 220 кВ составляет 563 кВ; для напряжения 10 кВ – 38,4 кВ.

Остающееся напряжение ограничителя при коммутационных перенапряжениях при импульсе тока с длительностью фронта 30 мкс и при амплитуде тока 1000 А (500 А):

$$U_{ост.к} = \frac{U_{ки}}{1,2} \quad (3.8.3)$$

где  $U_{ост.к}$  - уровень коммутационных перенапряжений.

$$U_{ки} = k_u \cdot k_k \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исн50} \quad (3.8.4)$$

где  $U_{исн50}$  - одноминутное испытательное напряжение (при  $U_{ном}=220$  кВ - 325 кВ; для  $U_{ном}=10$  кВ – 35 кВ);

$k_u$  - коэффициент ионизации (1,35);

$k_k$  - коэффициент кратности тока (0,9).

$$U_{ки}^{220} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 325 = 558 \text{ кВ} ,$$

$$U_{оск.к}^{220} = \frac{558}{1,2} = 465 \text{ кВ} ,$$

$$U_{ки}^{10} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 35 = 60,13 \text{ кВ} ,$$

$$U_{оск.к}^{10} = \frac{60,13}{1,2} = 50,1 \text{ кВ} .$$

Значение тока взрывобезопасности:

$$I_{вб} = 1,2 \cdot I_{но} \tag{3.8.5}$$

$$I_{вб}^{220} = 1,2 \cdot 5,45 = 6,54 \text{ кА}$$

$$I_{вб}^{10} = 1,2 \cdot 17,9 = 21,5 \text{ кА}$$

Длина пути утечки ОПН определяется по формуле:

$$L_{ут} = 1,2 \cdot L_{ут.обор} \tag{3.8.6}$$

где  $L_{ут.обор}$  - длина утечки оборудования.

$$L_{ут.обор} = \lambda_3 \cdot U_{нр} \tag{3.8.7}$$

где  $\lambda_3$  - 2,8 см/кВ для I степени загрязнения.

$$L_{ут.обор}^{220} = 2,8 \cdot 145,7 = 408 \text{ см} ,$$

$$L_{ут}^{220} = 1,2 \cdot 408 = 489 \text{ см} ,$$

$$L_{\text{ут.обор}}^{10} = 2,8 \cdot 6,93 = 19,4 \text{ см},$$

$$L_{\text{ут}}^{220} = 1,2 \cdot 20 = 23,3 \text{ см}.$$

Принимаем к установке на обмотку ВН силового трансформатора ограничители перенапряжений с полимерной изоляции с климатическим исполнением УХЛ1. Технические данные ОПН на стороне 220 кВ трансформатора приведён в таблице 18.

Таблица 18 - Характеристики ОПН на стороне 220 кВ силового трансформатора

Наименование параметра	Расчетное значение	Характеристика ОПН
1	2	3
Класс напряжения сети, кВ	252	220
Номинальный разрядный ток, кА	10	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	153	176
Временное допустимое повышение напряжения, кВ	214	218
Длительность повышения напряжения, с	4	10
Номинальное напряжения ОПН, кВ	214	220
Остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях, кВ	563	570
Остающееся напряжение ОПН при коммутационных перенапряжениях, кВ	465	465
Ток взрывобезопасности, кА	6,54	65
Длина пути утечки оборудования, см	489	528

Принимаем к установке на обмотку НН силового трансформатора ограничители перенапряжений с полимерной изоляции. Выбранные ограничители имеют одноэлементную конструкцию, состоящую из последовательно соединенных дисков оксидно-цинковых варисторов, заключенных в герметичную полимерную изоляционную крышку. Устройства обеспечения взрывобезопасности мембранного типа выполнены в крышке ограничителя. Технические характеристики ОПН на стороне 10 кВ трансформатора приведён в таблице 19.

Таблица 19 - Характеристики ОПН на стороне 10 кВ силового трансформатора

Наименование параметра	Расчетное значение	Характеристика ОПН
1	2	3
Класс напряжения сети, кВ	10	10
Номинальный разрядный ток, кА	10	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	12	12
Остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях, кВ	38,4	45
Остающееся напряжение ОПН при коммутационных перенапряжениях, кВ	50	50
Ток взрывобезопасности, кА	21,5	25
Длина пути утечки оборудования, см	23,3	43,5

### 3.9 Выбор ошиновки 220 кВ

В соответствии с ТУ принята жесткая ошиновка: алюминиевая труба Ø80х6 мм – номинальный ток 1770 А. Расчетные данные для выбора жесткой ошиновки 220 кВ приведены в таблице 20.

Допустимое механическое напряжение в материале для шин из алюминия:

$$\sigma_{\max}^{Al} = 11.4 \text{ МПа} . \quad (3.9.1)$$

Допустимая механическая нагрузка на изоляторы для данного материала:

$$F_{\max}^{Al} = 227 \text{ Н} \quad (3.9.2)$$

Площадь поперечного сечения проводника по условию термической стойкости:

$$S_{\text{тер. min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_{\text{тер}}} \quad (3.9.3)$$

где  $C_{тер}$  - термический коэффициент (для Al шин при  $90^{\circ}$  –  $81 \frac{A \cdot \sqrt{c}}{мм^2}$ ).

$$S_{тер.мин} = \frac{\sqrt{150}}{81} = 15,1 \text{ мм}^2$$

Таблица 20 – Условия выбора жесткой ошиновки 220 кВ

Наименование	Расчетные данные	Параметры ошиновки
1	2	3
Номинальный ток, А	91,8	1770
Сквозной ток (периодическая составляющая тока КЗ), кА	5,45	20
Сквозной ток (наибольший пик), кА	12,3	50
Допустимое напряжение в материале шин, МПа	11,4	247
Допустимая механическая нагрузка на изоляторы, Н	227	4800
Сечение проводника по условию термической стойкости, мм <sup>2</sup>	15,1	2903

Переемычки и спуски к оборудованию предусматриваются проводом АС- 300/39 – номинальный ток 710 А. Исходные данные и условия проверки гибкой ошиновки 220 кВ приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Условия выбора гибкой ошиновки 220 кВ

Наименование	Расчетные данные	Параметры ошиновки
1	2	3
Номинальный ток, А	91,8	710
Сечение проводника по условию термической стойкости, мм <sup>2</sup>	15,1	300

### 3.10 Выбор ошиновки 10 кВ

Максимальный рабочий ток не более 1255 А, что соответствует номинальному току силового трансформатора с учётом коэффициента перегрузки 1,4.

Гибкая часть ошиновки на стороне 10 кВ предусматривается проводом 2х(АС-600/72) – номинальный ток 2000 А (с учетом неравномерного распределения тока в пучке фазы). Исходные данные и условия проверки гибкой



ошиновки 10 кВ приведены в таблице 22.

Площадь поперечного сечения проводника по условию термической стойкости:

$$S_{тер.мин} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_{тер}} \quad (3.10.1)$$

где  $C_{тер}$  - термический коэффициент (для Al шин при  $200^{\circ} - 90 \frac{A \cdot \sqrt{c}}{мм^2}$ ).

$$S_{тер.мин} = \frac{\sqrt{1627}}{90} = 44,8 \text{ мм}^2$$

Таблица 22 – Условия выбора гибкой ошиновки 220 кВ

Наименование	Расчетные данные	Параметры ошиновки
1	2	3
Номинальный ток, А	1255	2000
Сквозной ток (периодическая составляющая тока КЗ), кА	17,9	25
Сквозной ток (наибольший пик), кА	40,48	64
Сечение проводника по условию термической стойкости, мм <sup>2</sup>	44,8	2x600

В качестве опорных конструкций приняты опорные изоляторы с номинальным напряжением 35 кВ. Конструкция изоляторов исключает опасное сближение проводов при токах короткого замыкания.

### 3.11 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприёмники компрессорной.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они

присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов [5].

Мощность трансформаторов выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции. Требуемая мощность трансформатора собственных нужд представлена в таблице 23.

Таблица 23 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Нагрузка	cos	P <sub>уст</sub> , кВт	Q, квар
1	2	3	4
Охлаждение трансформатора	0,65	10	6,5
Подогрев РУ	1	10	-
Освещение и вентиляция	0,8	7	5,6
Отопление и освещение ОПУ	0,8	30	24
Отопление и освещение ДП	0,8	30	24
Освещение ОРУ	1	10	-
Насосная	0,78	30	23,4
Прочее	0,8	20	16
Итого		147	93

$$S_{рас} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8, \quad (3.11.1)$$

$$S_{рас} = \sqrt{147^2 + 93^2} \cdot 0,8 = 139 \text{ кВА}$$

Принимаем два трансформатора ТМ – 250/10/0,4.

### 3.12 Выбор аккумуляторных батарей

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

ные цели.

Установка постоянного тока состоит из одного или нескольких преобразователей энергии переменного тока в постоянный, аккумуляторной батареи и соответствующего распределительного устройства.

В качестве преобразователей используют выпрямители и двигатели — генераторы. При нормальной работе станции (подстанции) сеть постоянного тока питается через преобразователь. Батарея заряжена и потребляет лишь небольшой ток заряда для компенсации саморазряда. При нарушении нормального режима (исчезновение напряжения переменного тока в системе СН) преобразователь отключается и нагрузку принимает на себя батарея.

Аккумуляторные батареи выбирают по необходимой емкости, уровням напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам.

Как правило, аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 12,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 11,75 В [5].

Число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_w}{U_{ПА}}, \quad (3.12.1)$$

где  $U_w$  - напряжение на шинах;

$U_{ПА}$  - напряжение на элементе в режиме подзарядки.

В режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{220}{12,15} = 19,$$

в режиме заряда при максимальном напряжении:

$$n = \frac{252}{12,15} = 21.$$

в режиме аварийного напряжения:

$$n = \frac{220}{11,75} = 19.$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0, \quad (3.12.2)$$

$$n_{доб} = 21 - 19 = 2.$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1.05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, \quad (3.12.3)$$

где  $I_{ав}$  - нагрузка установившегося получасового установившегося разряда;  
 $j$  - допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1.05 \cdot \frac{549}{25} = 23,06$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера.  $N = 23$

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею Powersafe «Ольдам» – 24 Ач.

$$46 \cdot N \geq I_{Тmax}, \quad (3.12.4)$$

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

$$I_{Тmax} = 1269 \text{ А};$$

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot N = 46 \cdot 24 = 1104 \text{ А}$$

Следовательно, надо выбрать аккумулятор с типовым номером:

$$N \geq \frac{1269}{45} = 28;$$

Окончательно принимаем Powersafe «Ольдам» – 28 Ач. В качестве зарядно-подзарядного устройства выбираем стандартное ЗВУ НРТ «Ольдам».

### 3.13 Выбор высокочастотных заградителей

Высокочастотные заградители предназначены для врезки в линейные провода высоковольтных линий электропередач в качестве высокочастотной обработки воздушных линий с целью ослабления шунтирующего действия высоковольтного оборудования электрических подстанций и ответвлений ВЛ на линейные тракты каналов высокочастотной связи диспетчерского и технологического управления электросетями, выполняют функции заграждающего фильтра для высоких частот.

Заградители выпускаются с естественным воздушным охлаждением и состоят из соединенных параллельно элемента настройки и силового реактора. ВЧ заградители устанавливаются на фундаментах либо подвешиваются на линейных порталах.

Для ВЛ 220 кВ к установке принимаем высокочастотный заградитель типа ВЗ-630-0,5У1. Значения  $I_{\max p}$  и  $V_k$  берем те же что и для выключателей.

Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЧЗ на ВН представлено в таблице 24.

Таблица 24 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЧЗ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	242	220
Номинальный ток, А	630	91,8
Ток термической стойкости, кА	40	5,45
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	2500	150,8
Ток динамической стойкости, кА	40	12,3

## 4 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

### 4.1 Краткая характеристика защищаемых элементов

В рамках квалификационной работы будет спроектирована система РЗА силовых трансформаторов и ошиновки 220 кВ. Согласно заданию на проектирование принят силовой трансформатор мощностью 25 МВА с обмотками: ВН – 230,0 кВ, НН – 11,0 кВ типа ТДН-25000/220 ВМ УХЛ1 с РПН в нейтрали обмотки ВН. Основные технические характеристики трансформатора приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Технические данные силового трансформатора

Наименование параметра	Значение
1	2
Номинальная мощность, кВА	25000
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	230
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	11
Группа соединения обмоток	Y <sub>н</sub> /D-11
Потери холостого хода, кВт	22
Потери короткого замыкания, кВт	125
Напряжение короткого замыкания, %	11
Ток холостого хода, %	0,3

Трансформатор комплектуется следующим дополнительным оборудованием [6]:

- газовое реле трансформатора с двумя парами сигнальных и отключающих контактов;
- струйное реле РПН с двумя контактами на отключение;
- реле уровня масла основного бака трансформатора, бака расширителя контактора РПН;
- отсечной клапан на трансформаторе.
- предохранительным клапаном;
- микропроцессорным прибором температурного мониторинга верхних слоев масла (вместо манометрических термометров).

Комплексная система диагностики и мониторинга технического состояния силовых трансформаторов предназначена для организации непрерывной

диагностики, защиты и комплексного контроля состояния силовых трансформаторов в режиме постоянного мониторинга. Система включает в себя набор технических и программных средств, предназначенных для проведения диагностики и оценки состояния силовых трансформаторов.

На проектируемой подстанции предусматривается создание системы мониторинга силовых трансформаторов. Для каждого из силовых трансформаторов предусмотрен отдельный комплект оборудования системы мониторинга в составе:

- блок мониторинга, который монтируется рядом с трансформатором;
- выносного модуля контроля РПН.

Блок мониторинга представляет собой защищенный шкаф с установленными в нем модулями. Проектом предусмотрена установка следующих модулей:

- модуль управления, сбора данных и связи;
- модуль регистратора аварийных режимов работы трансформатора;
- модуль контроля вводов трансформатора;
- модуль контроля частичных разрядов.

Контроль технологических параметров силового трансформатора осуществляется встроенными датчиками различных типов.

Сбор и передача информации системы мониторинга силовых трансформаторов осуществляется стационарными контроллерами ССПИ. Основной шкаф мониторинга силовых трансформаторов установлен на ОРУ 220 кВ в непосредственной близости от соответствующего силового трансформатора. Выносной модуль контроля РПН устанавливается непосредственно в шкаф привода РПН.

Защиты силового трансформатора подключаются ко встроенным ТТ. Таким образом, ошиновка от встроенного ТТ до шин ПС остается незащищенной. Для защиты этого участка необходимо применение ДЗО. Принятая к установке ошиновка 220 кВ описана в главе 4 ВКР.

## 4.2 Выбор устройств защиты

Система релейной защиты служит для своевременного и селективного отключения линий и аппаратов, на которых возможно возникновение аварийных ситуаций (междуфазные замыкания, замыкания на землю, перегрузки оборудования и т.д.).

Отключение любого поврежденного элемента сети (линий, подстанционного оборудования) осуществляется с минимальным возможным временем в целях сохранения устойчивой бесперебойной работы неповрежденной части системы и ограничения области и степени повреждения.

Ввод элемента сети после его отключения от устройств релейной защиты выполняется, автоматически, за исключением случаев отключения поврежденного оборудования, не допускающего автоматического повторного включения.

Состав и построение защит каждого элемента сети 220 кВ отвечают требованиям ближнего резервирования и при выводе из работы любого устройства по любой причине:

- обеспечивается сохранение функций защиты данного элемента сети от всех видов повреждений;
- исключается необходимость вывода данного элемента из работы.

Основные и резервные защиты каждого элемента сети должны включаться на разные вторичные обмотки трансформаторов тока. Количество трансформаторов тока, вторичных обмоток и их классы точности должны обеспечивать раздельное подключение устройств РЗА и систем измерений.

В качестве РЗ выбранного оборудования выбраны МП терминалы защит производства НПП «ЭКРА» типа БЭ2704, устанавливаемые в шкафах ШЭ2607.

В качестве терминала основных и резервных защит силового трансформатора будет установлено 2 терминала БЭ2704 045 в шкафу ШЭ2607 045045.

Шкаф типа ШЭ2607 045 предназначен для защиты трансформатора (Т).



Шкаф типа ШЭ2607 045 состоит из одного комплекта, который реализует функции основных и резервных защит трансформатора и содержит:

- дифференциальную токовую защиту Т (ДЗТ) от всех видов КЗ внутри бака;
- токовую защиту нулевой последовательности стороны высшего напряжения ВН (ТЗНП);
- максимальную токовую защиту стороны ВН с пуском по напряжению (МТЗ ВН),
- максимальную токовую защиту стороны низшего напряжения 1 секции (НН1) с пуском по напряжению (МТЗ НН1),
- максимальную токовую защиту стороны низшего напряжения 2 секции (НН2) с пуском по напряжению (МТЗ НН2),
- реле минимального напряжения сторон НН1 и НН2, реагирующие на понижение междуфазного напряжения для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ НН1, МТЗ НН2,
- реле максимального напряжения сторон НН1 и НН2, реагирующие на повышение напряжения обратной последовательности для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ НН1, МТЗ НН2,
- защиту от перегрузки (ЗП),
- реле тока для блокировки РПН при перегрузке,
- токовые реле для пуска автоматики охлаждения,
- реле минимального напряжения сторон НН1 и НН2, реагирующие на понижение междуфазного напряжения для блокировки РПН,
- ЗП;
- защита от потери охлаждения;
- ЛЗШ НН1, НН2;
- ЗДЗ НН1, НН2;
- логику ГЗТ сигнальная и отключающая ступени, ГЗ РПН;
- логику пуска пожаротушения тр-ра;
- УРОВ выключателя ВН.

Кроме того, комплект обеспечивает прием сигналов от датчиков повышения температуры масла, понижения и повышения уровня масла, неисправности цепей охлаждения. Схема подключения к измерительным трансформаторам тока (ТТ) и трансформаторам напряжения (ТН) показана на рисунке 8.

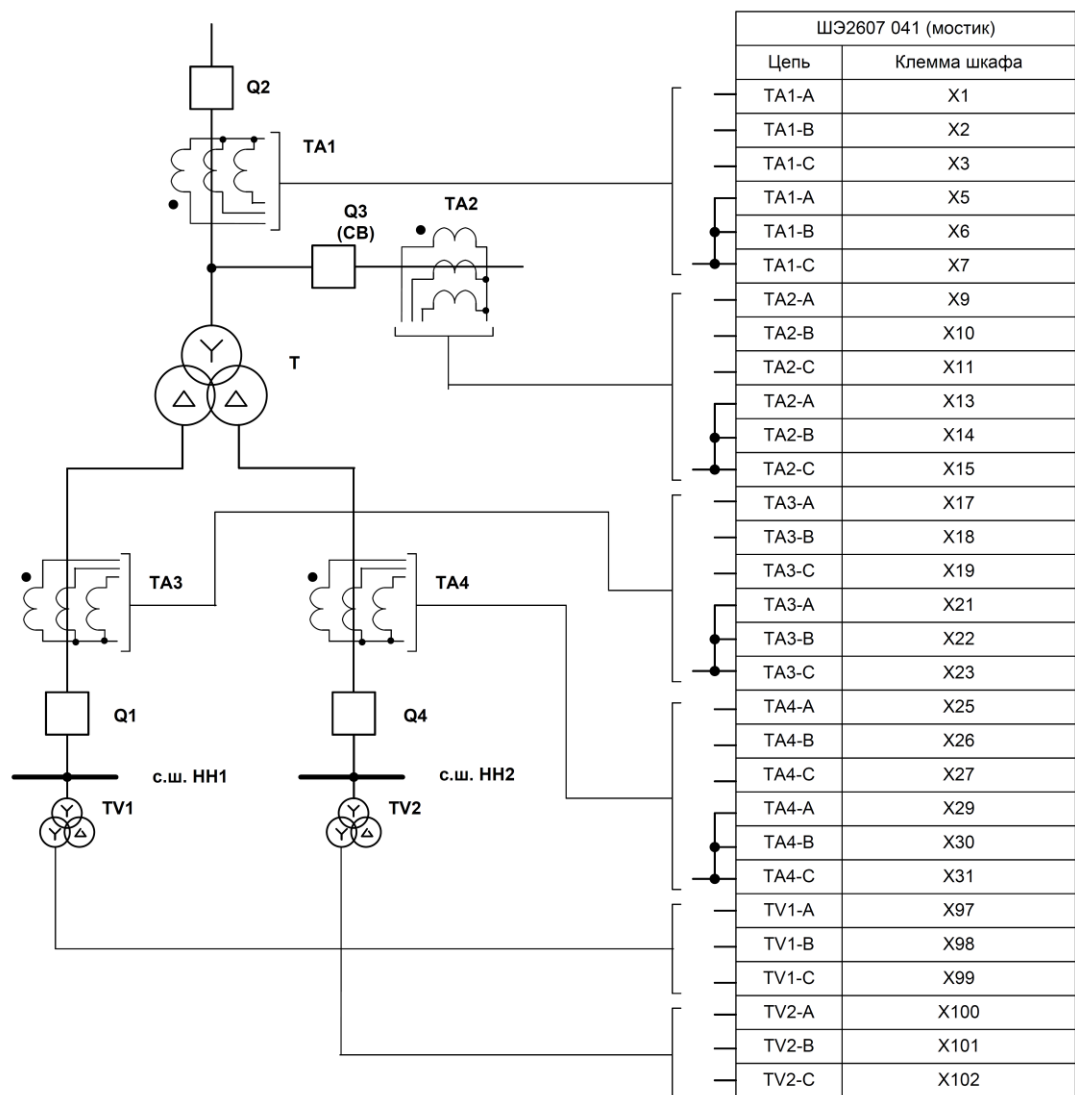


Рисунок 8 – Схема подключения БЭ2704 045 к измерительным цепям ТТ и ТН

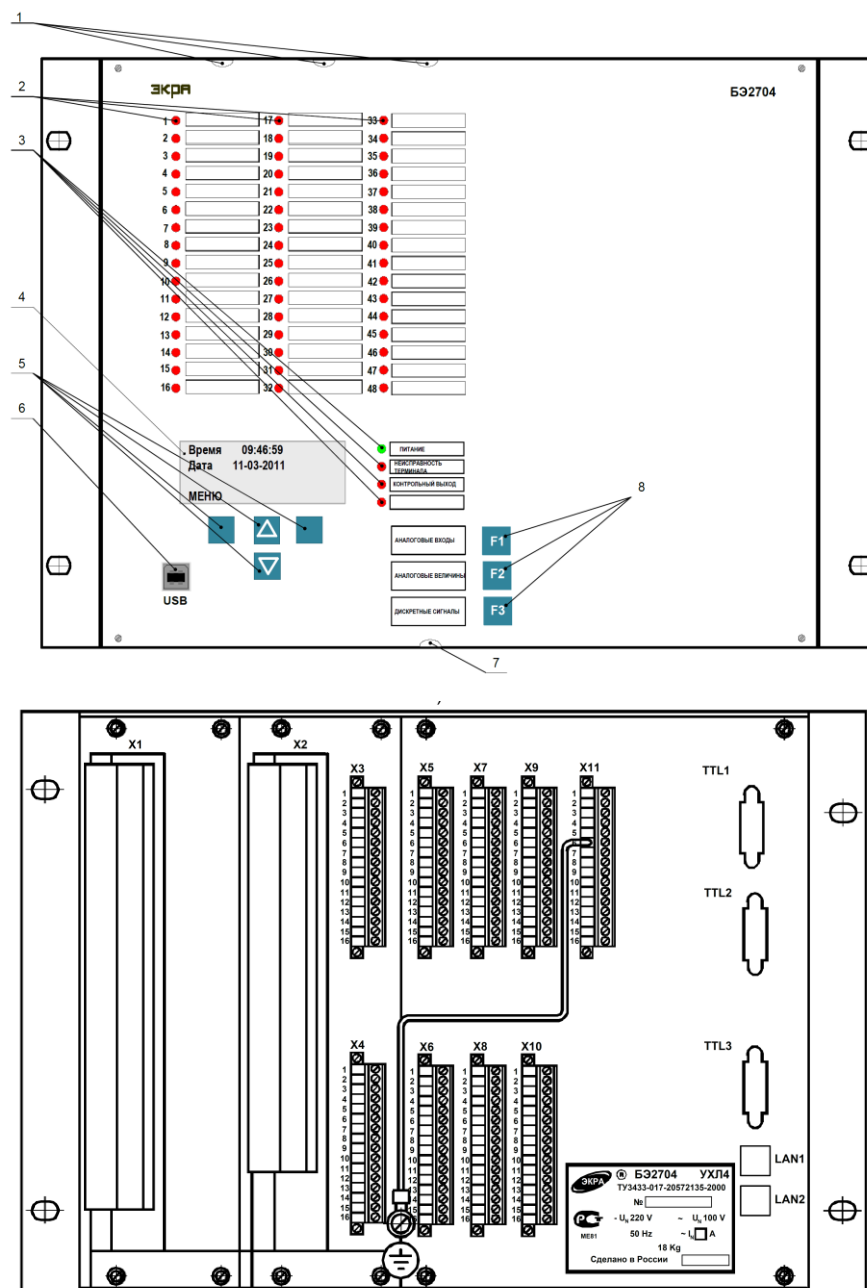


Рисунок 9 – Расположение элементов на панелях терминала БЭ2704 045 (1 – карманы для установки шаблонов вкладышей для светодиодной сигнализации срабатывания отдельных защит терминала, 2 – 48 двухцветных светодиодных индикаторов, сигнализирующих срабатывание отдельных защит терминала, 3 – двухцветные светодиодные индикаторы сигнализации текущего состояния терминала 4 – дисплей 4x20 символов, 5 – кнопки выбора и прокрутки, 6 – разъем для подключения к последовательному порту ПК, 7 – карман для установки шаблона вкладыша обозначений функциональных кнопок, 8 – кнопки функциональные F1, F2, F3)

Шкафы типов ШЭ2607 051051 предназначены для защиты ошинок трансформатора (автотрансформатора) напряжением 110...750 кВ, для защиты ошинок напряжением 110 кВ и выше одного или двух параллельно работающих блоков генератор-трансформатор, а также для защиты сборных шин с фиксированным присоединением элементов с числом защищаемых присоединений не более четырех.

Шкаф ШЭ2607 051051 состоит из двух одинаковых комплектов, а шкаф ШЭ2607 051 состоит из одного комплекта. Каждый комплект содержит:

- реле дифференциальной защиты ошиновки (ДЗО);
- трехфазные реле тока УРОВ в каждом присоединении;
- индивидуальные трехфазные УРОВ для двух выключателей;
- реле минимального и максимального напряжений, реагирующих на междуфазные напряжения;
- реле минимального и максимального напряжений, реагирующих на напряжения обратной последовательности;
- реле контроля исправности токовых цепей;
- логику “очувствления” ДЗО;
- логику опробования;
- логику запрета АПВ;
- цепи отключения и пуска УРОВ;
- цепи для действия в защиты генератора;
- цепи запрета АПВ.

Цепи переменного тока шкафа обеспечивают подключение к вторичным цепям главных трансформаторов тока с номинальным вторичным током 1 или 5 А. Схема подключения терминала ДЗО к цепям ТТ показана на рисунке 10.

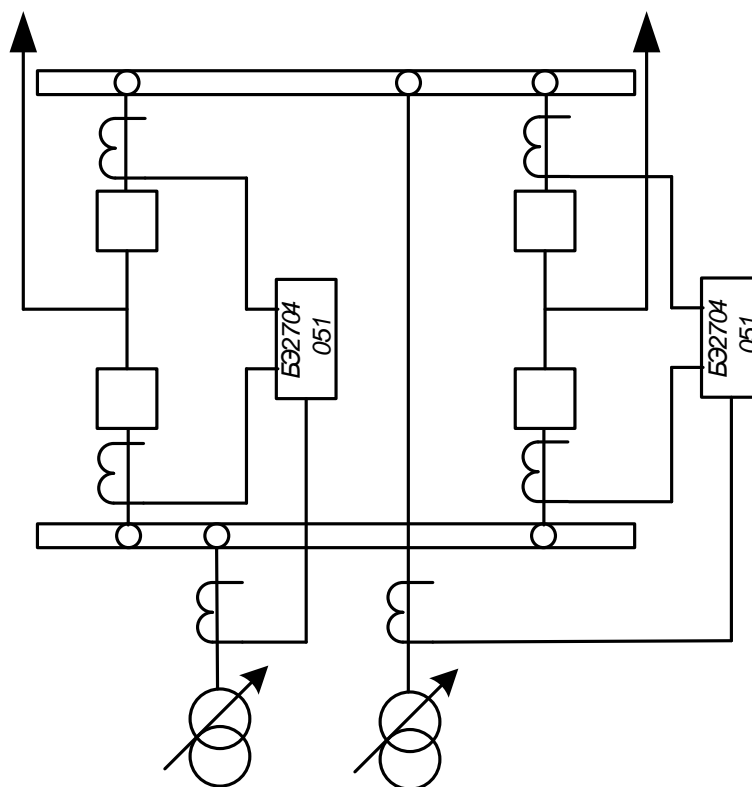


Рисунок 10 – Схема подключения БЭ2704 051 к измерительным цепям  
ТТ

### 4.3 Расчет уставок выбранных защит

Выбор уставок МТЗ, ЗП, токовых реле автоматики охлаждения, токового реле для блокировки РПН, реле напряжения необходимо производить в соответствии с требованиями "Руководящих указаний по релейной защите трансформаторов и автотрансформаторов", требований завода-изготовителя трансформатора (автотрансформатора) и руководством по эксплуатации на конкретный шкаф ШЭ2607 защиты трансформатора (автотрансформатора) и ошиновки низкого напряжения Т(АТ) [10].

Для ДЗТ Т(АТ), ошиновки НН Т(АТ) выбираются уставки:

- ток срабатывания ДЗТ;
- ток начала торможения ДЗТ;
- ток торможения блокировки ДЗТ;
- коэффициент торможения ДЗТ;
- уровень блокировки по 2-й гармонике ДЗТ;

- ток срабатывания дифференциальной отсечки ДЗТ.

Подробный расчет уставок защит приведен в приложении А. Рассчитанные уставки представлены таблице 26. Характеристика срабатывания ДЗТ представлена на рисунке 11.

Таблица 26 – Результаты расчета уставок ДЗТ БЭ2704 045

Наименование	Уставка	
	Первичные	В терминале
1	2	3
Начальный ток срабатывания ДЗТ	52,5 А	0,35 о.е.
Ток начала торможения	150 А	1,0 о.е.
Ток торможения блокировки	225 А	1,5 о.е.
Коэффициент торможения	0,1 о.е.	
Уровень блокировки по 2 гармонике	15 А	0,1 о.е.
Ток срабатывания диф. отсечки	150 А	1,0 о.е.
Ток срабатывания МТЗ ВН	84 А	2,8 А
Ток срабатывания МТЗ НН	1740 А	5,8 А
Ток срабатывания ЗП	75 А	2,5 А

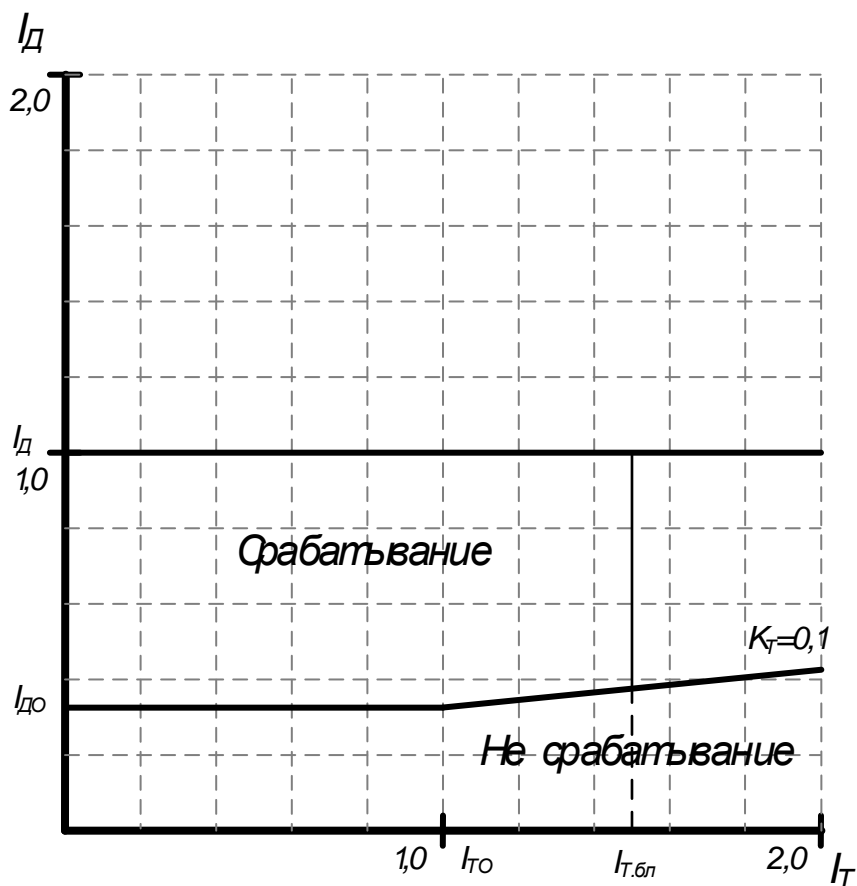


Рисунок 11 – Характеристика срабатывания ДЗТ

Выбор уставок ДЗО включает в себя определение значений параметров срабатывания реле, выдержек времени и положений программируемых накладок. Подробный расчет приведен в приложении А. Результаты расчета приведены в таблице 27. Характеристика срабатывания ДЗО представлена на рисунке 12.

Таблица 27 – Результаты расчета уставок ДЗО БЭ2704 051

Наименование	Уставка	
	Первичные	В терминале
1	2	3
Начальный ток срабатывания ДЗО	400 А	0,4 о.е.
Ток начала торможения	1000 А	1,0 о.е.
Коэффициент торможения	0,6 о.е.	
Ток срабатывания ДЗО при очувствлении	400 А	0,4 о.е.
Ток начала торможения при очувствлении	1000 А	1,0 о.е.
Уставка реле контроля исправности цепей переменного тока	36 А	0,15 А
Выдержка времени блокировки ДЗО при обрыве цепей тока	2,5 с	

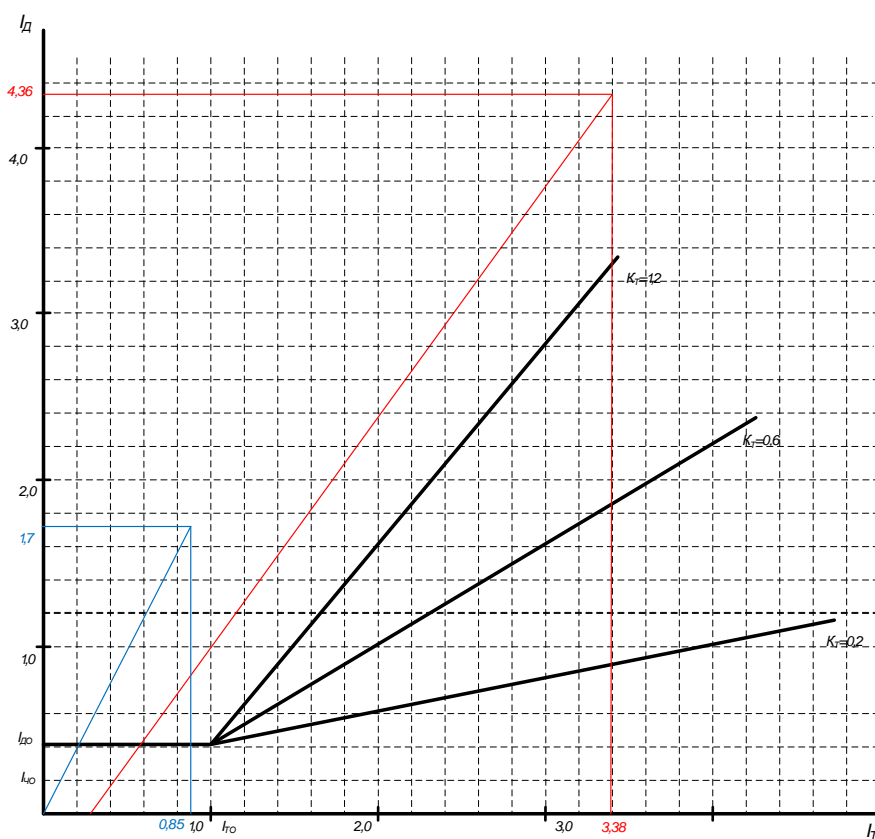


Рисунок 12 – Характеристика срабатывания ДЗО

## 5 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

### 5.1 Анализ компоновки подстанции

Распределительное устройство 220 кВ открытого типа. Распределительное устройство 10 кВ закрытого типа. ОПУ расположено в модульном здании повышенной заводской готовности.

Защита электрооборудования 220 кВ и 10 кВ от набегающих волн атмосферных и коммутационных перенапряжений производится ОПН.

Контрольные кабели частично проложены по кабельным конструкциям в металлических коробах, частично в наземных ж/б лотках.

Цепи управления и сигнализации выполнены экранированным кабелем с двухсторонним заземлением экрана.

На подстанции применяется микропроцессорная аппаратура РЗА, АСУ и связи. Аппаратура установлена в ОПУ, в ЗРУ 10 кВ [6].

### 5.2 Характеристика заземляющего устройства

Заземляющее устройство подстанции (далее ЗУ) запроектировано по норме на допустимое сопротивление растеканию. В электроустановках напряжением выше 1 кВ сети с глухозаземленной нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года должно быть не более 0,5 Ом с учетом сопротивления естественных и искусственных заземлителей.

В связи с размещением на основном ограждении электроприемников и прокладки к ним кабелей, проектируемое основное ограждение присоединяется к заземляющему устройству подстанции. При этом выполняется выравнивание потенциалов путем прокладки горизонтального заземлителя с внешней стороны ограды на расстоянии 1 м от нее на глубине 1 м. Внешний заземлитель присоединяется к заземляющему устройству подстанции и ограде не менее чем в четырех точках. В местах въезда/выезда для выравнивания потенциала установлены вертикальные электроды, а стойки ограждения ворот для



образования замкнутого контура соединены между собой стальной оцинкованной полосой 40x4 мм проложенной в земле на глубине 0,7 м.

В соответствии с требованиями п. 5.5 РД-91-020.00-КТН-259-10 в качестве материала заземлителя применён стальной горячеоцинкованный прокат. Заземляющее устройство подстанции представляет собой сетку из полосовой оцинкованной стали сечением 40x4 мм, проложенную на глубину 0,7 м в пределах ограждения подстанции и на глубину 1 м за территорией подстанции, а также 41 вертикальных оцинкованных стальных заземлителей диаметром 18 мм длиной 5 м.

Металлические части модульного здания ОПУ, металлоконструкции под установку оборудования и металлические шкафы на территории ОРУ соединяются с контуром заземления заземляющими проводниками из полосовой стали сечением 40x4 мм. Кабельные конструкции и металлические короба также присоединяются к контуру заземления подстанции.

Стальные заземляющие проводники, прокладываемые открыто, а также при входе в грунт до глубины 150 мм, в том числе места болтовых и сварных соединений проводников к оборудованию и металлоконструкциям для защиты от коррозии и идентификации за два раза окрашиваются в чередующиеся желтый и зеленый цвета краской по металлу для наружных работ. Длина чередующихся цветных полос равна  $(100 \pm 5)$  мм. Разъемные соединения защищены от атмосферной коррозии нейтральной смазкой [6].

В соответствии с требованиями п. 7.1.53 РД-91.020.00-КТН-259-10 площадки обслуживания оборудования, заземлены не менее чем в двух местах. Соединения выполнены неразборными с помощью сварки. Места соединения выполнены видимыми не менее 200 мм и обозначены специальными знаками заземления по ГОСТ 2113075 [21].

Все ЗУ зданий и сооружений объекта объединены в единое комплексное ЗУ согласно РД-91.020.00-КТН-259-10.

В блочно-модульном здании ОПУ полной заводской готовности, предусматривается система уравнивания потенциалов посредством соединения с главной заземляющей шиной (ГЗШ) следующих проводящих частей:

- нулевого защитного проводника питающей линии;
- главного заземляющего проводника, присоединенного к ЗУ здания;
- всех металлоконструкций здания;
- экранов и брони кабелей при вводе в здание;
- металлических частей систем вентиляции и кондиционирования;
- проводящих конструкций внутри помещений.

Проводники система уравнивания потенциалов предусматриваются минимально возможной длины [6].

В качестве ГЗШ (главная заземляющая шина) предусматривается шина РЕ щита собственных нужд переменного тока 0,4 кВ, установленного в блочно-модульном здании ОПУ. ГЗШ выполнена из меди сечением 6х60 мм и обеспечивает возможность присоединения необходимого количества проводников, что соответствует требованиям п. 7.1.36 РД-91-020.00-КТН-259-10.

ГЗШ соединяется с ЗУ главным заземляющим проводником из стального провода, сечение которого принято не менее 75 мм<sup>2</sup>.

Поскольку в PEN-проводнике, соединяющем нейтраль трансформатора с шиной PEN щита собственных нужд 0,4 кВ, установлен трансформатор тока, то заземляющий проводник присоединен к PEN-проводнику сразу за трансформатором тока. При этом разделение PEN-проводника на РЕ-проводник и N-проводник выполнено также за трансформатором тока. Трансформатор тока размещен как можно ближе к выводу нейтрали трансформатора. Принятые решения соответствуют требованиям п. 7.1.25 РД-91.020.00-КТН-259-10.

Внутри помещения ОПУ по периметру на высоте 0,2-0,4 м, но не более 0,5 м проложена шина заземления.

### 5.3 Расчет заземляющего устройства [6]

Допустимые сечения для элементов ЗУ определяют по следующему выражению, исходя из допустимой по ПУЭ температуры нагрева:

$$S = I_{кз} \cdot S_{1ка} \cdot q, \quad (5.3.1)$$

где  $I_{кз}$  - значение тока трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ;

$S_{1ка}$  - допустимое сечение для тока в 1 кА продолжительностью воздействия 1 с;

$q$  - коэффициент, учитывающий продолжительность воздействия тока.

Для горизонтального стального заземлителя  $S_{1кА}=14$  мм<sup>2</sup>/кА, а для заземляющего проводника из стали, подсоединённого к аппарату  $S_{1кА}=16,5$  мм<sup>2</sup>/кА.

$$q = \sqrt{t + 0,09}, \quad t < 1 \text{ с}, \quad (5.3.2)$$

$$q = 0,8\sqrt{t}, \quad t > 1 \text{ с}. \quad (5.3.3)$$

Итак, для  $t=0,15$  с:

$$S_{гор} = 17,9 \cdot 14 \cdot \sqrt{0,15 + 0,09} = 81,1 \text{ мм}^2$$

$$S_{спуск} = 17,9 \cdot 16,5 \cdot \sqrt{0,15 + 0,09} = 95,6 \text{ мм}^2$$

В соответствии с расчётом, должны применяться заземлители сечением не менее 81,1 мм<sup>2</sup> и заземляющие проводники (спуски) сечением не менее 95,6 мм<sup>2</sup>. Согласно ГОСТ Р 50571.5.54-2013, таблица 54.1, с точки зрения коррозионной и механической стойкости, минимальные размеры проложенных в земле заземляющих электродов из полосы стальной оцинкованной должны быть не менее  $S=90$  мм<sup>2</sup> и толщиной 3 мм.

Согласно таблице 8 РД-91.020.00-КТП-021-11 площадь поперечного сечения горизонтального стального заземлителя из оцинкованной стали должна быть не менее 120 мм<sup>2</sup>.

Проектом принята в качестве горизонтальных заземлителей и заземляющих проводников полоса стальная оцинкованная 40x4 ( $S=160$  мм<sup>2</sup>).

Расчёт ЗУ по сопротивлению растекания, выполнен в программном комплексе ElectricCS Storm для наихудших условий (зима) с учётом коэффициента сезонности. Результат расчёта ЗУ подстанции приведён в таблице 28.

Система ElectricCS Storm, предназначенная для автоматизированного проектирования молниезащиты и заземления зданий и сооружений, состоит из четырех основных подсистем: расчета молниезащит (РМЗ), расчета заземляющих устройств (РЗУ), расчета подстанций (РП) и расчета электромагнитной обстановки (РЭМО).

Расчет сопротивления растеканию производится методом коэффициентов использования для каждого заземлителя в отдельности — с учетом расположения и габаритов других заземлителей. Если в проекте есть стержневые молниеприемники, то для каждого из них автоматически формируется группа из девяти горизонтальных заземлителей и четырех фундаментов. Для всех заземлителей определяется удельное сопротивление грунта в месте их расположения — с приведением многослойной структуры грунта к двухслойной и с учетом удаления различных точек измерения удельного сопротивления (если их несколько).

Расчет заземления подстанций (подсистема РП) производится для подстанций напряжением 3 кВ и выше, его основой служат «Руководящие материалы по проектированию заземляющих устройств электрических станций и подстанций 3–750 кВ переменного тока» (Энергосетьпроект. — М., 1987 (№ 12740ТМ-Т1)).

Расчет производится с одновременной оптимизацией параметров заземляющего устройства, призванной минимизировать расход металла. Оптимизация может производиться:

- по условию допустимого сопротивления растеканию;
- по условию допустимого напряжения прикосновения (только для подстанций напряжением 110 кВ и выше);
- по условию допустимого сопротивления растеканию и напряжению прикосновения (только для подстанций напряжением 110 кВ и выше).

Помимо выбора оптимальных вариантов выполнения ЗУ решается задача расчета заземлителей при фиксированных значениях его основных параметров. При расчете учитывается влияние естественной проводимости железобетонных стоек под оборудование на величину электрических характеристик заземляющего устройства. Предусмотрена возможность расчета ЗУ ПС напряжением 110 кВ и выше с постоянным и переменным шагом ячеек заземляющей сетки. При расчете ЗУ по допустимому сопротивлению растеканию переменный шаг ячеек сетки принят увеличивающимся от периферии к центру заземляющей сетки.

Таблица 28 – Результаты расчета ЗУ подстанции

Наименование параметра	Значение
1	2
Климатическая зона	I
Глубина залегания слоя грунта, м	до 2,3
Удельное сопротивление верхнего слоя грунта, Ом/м	1594
Удельное сопротивление нижнего слоя грунта, Ом/м	73,6
Химическая активность грунта	Нормальная
Тип грунта верхнего слоя	Суглинок
Тип грунта нижнего слоя	Песок
Тип грунта поверхностного слоя	Щебень
Толщина поверхностного слоя	0,2
Расчетное удельное сопротивление верхнего слоя грунта, Ом/м	6000
Расчетное удельное сопротивление грунта, Ом/м	81,1
Глубина заложения горизонтальных элементов, м	0,7
Ток КЗ, кА	17,9
Тип горизонтального электрода	Полоса
Ширина горизонтального электрода, мм	40
Толщина горизонтального электрода, мм	4
Тип вертикального электрода	Стержень
Диаметр вертикального электрода, мм	18
Длина вертикального электрода, м	5
Длина продольного ряда, м	112,5
Число продольных рядов	10
Длина поперечного ряда, м	89,2

Число поперечных рядов	16
Расстояние между вертикальными электродами, м	15
Количество вертикальных заземлителей	43
Общее сопротивление растеканию, Ом	0,45

Сопротивление растеканию составляет 0,45 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ (не более 0,5 Ом). Напряжение на ЗУ при КЗ на шинах 220 кВ составляет:

$$U_{3У} = I_{кз} \cdot R_{3У}, \quad (5.3.4)$$

где  $I_{кз}$  - ток КЗ на шинах 220 кВ;

$R_{3У}$  - общее сопротивление растеканию.

$$U_{3У} = 5,45 \cdot 0,45 = 2,45 \text{ кВ}$$

Так как напряжение на ЗУ не превышает установленное ПУЭ значение 5000 В (п.1.7.89 ПУЭ), допускается не принимать меры по защите изоляции отходящих кабелей связи и телемеханики.

#### 5.4. Расчет молниезащиты

Защита от ударов молнии в территорию проектируемой ПС 220 кВ НПС-26 выполнена согласно «Инструкции по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» СО 153-34.21.122-2003. Согласно СО 153-34.21.122-2003 примем уровень надежности защиты от ПУМ = 0,99.

Молниезащита выполняется следующими объектами:

- молниеотводами, установленными на прожекторных мачтах ( $H = 40,25$  м);
- молниеотводами, установленными на порталах гибкой ошиновки ОРУ 220 кВ ( $H = 30,6$  м).

От стоек конструкции ОРУ с молниеотводами обеспечивается растекание тока молнии по магистралям заземления не менее чем в двух направле-

ниях с углом не менее  $90^\circ$  между соседними. Предусматривается установка не менее одного вертикального электрода длиной 5 м на каждом направлении, на расстоянии не менее длины электрода от места присоединения к магистрали заземления стойки с молниеотводом.

Изометрия подстанции представлена на рисунке 13. Размеры ОРУ ПС 220 кВ НПС-26: ширина – 89,2 м; длина – 132,4 м. Подробный расчет молниезащиты ОРУ 220 кВ приведен в приложении Б.

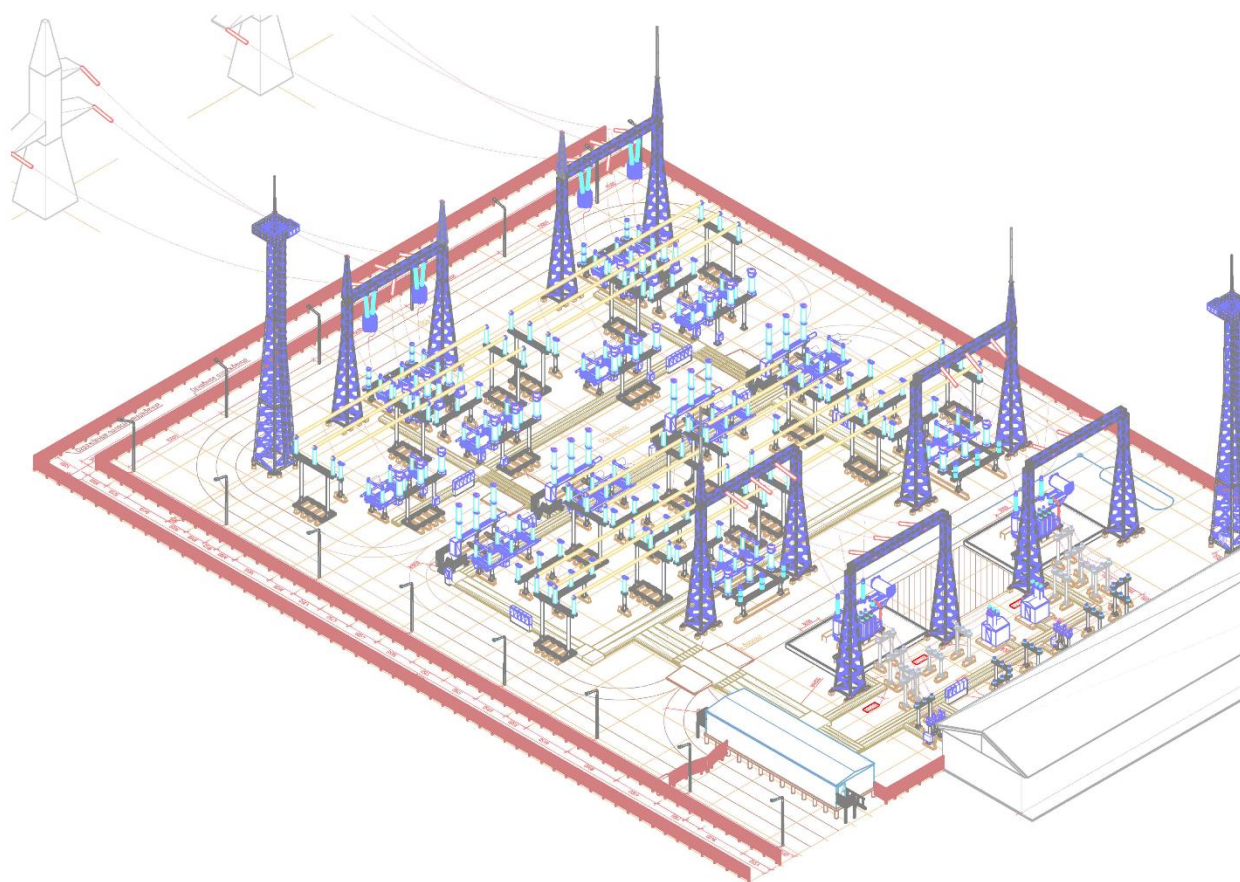


Рисунок 13 – Изометрия ПС

## 6 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Электрификация Российской Федерации развивается по пути разработки и внедрения электроустановок с использованием современных высокоэффективных электрических аппаратов сверхвысокого напряжения и средств автоматики. Поэтому здоровье и безопасность условий труда электрического персонала и работников, эксплуатирующих производственные электроустановки, могут быть обеспечены выполнением научно обоснованных правил и норм как при проектировании и монтаже, так и при их эксплуатации.

На подстанции установлено 2 трансформатора ТДН-25000/220; выключатели ЗАР1 FG-245, разъединители D FB4-245, измерительные трансформаторы тока IOSK 245 и напряжения TEMP 245.

Для анализа воздействия шума на персонал, выполним расчет уровня шума, исходящий от трансформатора, т.к. силовой трансформатор на подстанции является одним из самых мощных источников шумов.

### 6.1 Безопасность

Функционирование нефтеперерабатывающего завода связано с повышенными требованиями к обеспечению промышленной, пожарной безопасности производства, а также охране труда. Реализация организационно-технических мер, направленных на предотвращение аварийных ситуаций, сокращения масштабов последствий и обеспечения готовности к их локализации, позволяет ограничить уровень риска как для сотрудников НПС №26, так и для населения в приемлемых границах.

Специалистами отдела промышленной безопасности НПС проводится масштабная работа по приему в эксплуатацию вновь построенных объектов, их регистрация в государственном реестре и обязательное страхование гражданской ответственности за причинение вреда в результате аварии или инцидента на опасном производственном объекте.

Для опасных производственных объектов I и II класса опасности в соответствии с требованиями нормативных документов разработаны деклара-



ции промышленной безопасности, прошедшие экспертизу промышленной безопасности и зарегистрированные в государственном реестре.

В соответствии с требованиями Федерального закона № 116-ФЗ обеспечено своевременное проведение экспертиз промышленной безопасности технических устройств, зданий и сооружений, проектной документации опасных производственных объектов.

Кроме того, специалистами отдела промышленной безопасности станции и подстанции осуществляется комплексное обследование опасных производственных объектов в соответствии с утвержденным графиком. Разработаны планы мероприятий локализации аварийных ситуаций, планы локализации аварийных разливов нефтепродуктов. На основании этих документов проводятся учения с персоналом завода.

На предприятии также применяются основные технические меры, обеспечивающие работу оборудования:

- взрывозащищенное исполнение оборудования;
- дублирование и резервирование оборудования, энергетического обеспечения и связи;
- оснащение производства системами контроля, автоматического и дистанционного управления и регулирования технологическими процессами, сигнализации и противоаварийной защиты;
- установка автоматических быстродействующих запорных и (или) отсекающих устройств.

Особо стоит отметить, что вопрос предотвращения аварийных ситуаций на предприятии начинается решаться на стадии выдачи технического задания на проектирование. Материалы при проектировании объектов строительства изначально закладываются в технических заданиях с более высокими характеристиками, чем допускаются нормами.

В результате такой политики предприятие получает проектные решения, которые максимально снижают риски возникновения аварийных ситуаций по техническим причинам.

Работа предприятия находится под круглосуточным непрерывным контролем технологического персонала, в смену одновременно выходят 82 оператора.

Еще один масштабный проект, направленный на повышение надежности и безопасности предприятия в целом - проектирование собственной подстанции 220 кВ НПС-26

## **6.2 Экологичность**

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара, а также для предохранения почвы от загрязнения маслом при аварии с трансформаторами (автотрансформаторами) проектом, согласно “Нормам технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35–750 кВ”, предусматривается сооружение под трансформаторами маслоприемников с удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслоотводов в маслосборник [8].

Диаметр маслоотводов выбирается из расчета отвода 50% масла и полного количества воды от пожаротушения гидрантами за 15 минут.

Сеть маслоотводов от трансформаторов (автотрансформаторов) выполняется из асбоцементных труб диаметром 300 мм за исключением участков пересечения с автодорогой, где они предусматриваются из чугунных труб того же диаметра.

Емкость маслосборника рассчитывается на прием полного объема масла единичного автотрансформатора, содержащего наибольшее количество масла, а также расхода воды от гидрантов.

Факторы влияния ОРУ и линий электропередачи на окружающую среду крайне разнообразны. Прежде всего, это воздействие электромагнитного поля на живые организмы и человека, действующее на сердечно-сосудистую, центральную и периферийную нервные системы, мышечную ткань и другие органы.

Различают следующие виды воздействия:

– непосредственное (биологическое): проявляется при пребывании человека в электрическом поле. При этом возможны изменения давления и пульса, сердцебиения, аритмия, повышенная нервная возбудимость и утомляемость. Эффект этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нем.

– косвенное: воздействие электрических разрядов (импульсного тока), возникающих при прикосновении человека, имеющего хороший контакт с землей, к изолированным от земли конструкциям, корпусам машин и механизмов, протяженным проводникам или при прикосновении человека, изолированного от земли, к растениям, заземленным объектам. Такие явления объясняются наличием повышенных потенциалов и ЭДС, наведенных электромагнитным полем на машинах, механизмах или протяженных металлических предметах, изолированных от земли.

– акустический шум и радиопомехи: возникают при короне на проводах, частичных разрядах и короне на изоляторах и деталях арматуры. В России акустический шум от проводов ВЛ не нормируется. На уровень радиопомех оказывают влияние радиус проводов, условия погоды, состояние поверхности провода (загрязнения, осадки). Для устранения радиопомех в охранной зоне снижается допустимая напряженность на поверхности провода [1]. Указанные воздействия электромагнитного поля устанавливают определенные условия труда и возможности пребывания населения в охранной зоне ВЛ, имеющей границы в виде параллельных линий.

Для проектируемой подстанции 220/10 кВ «ГПП» проведем расчет размеров маслоприемника для трансформатора ТДН-25000 УХЛ1.

Требуемые для расчета данные получены из технических характеристик трансформатора и занесены в таблицу 29.

Таблица 29 – Исходные данные для расчета маслоприемника трансформатора – ТДН-25000 УХЛ1

Масса трансформаторного масла, т	Длина, м	Ширина, м	Высота, м
39,4	9,7	5,47	6,81

1. Определение ширины и глубины маслоприемника.

Исходя из ПУЭ расстояние  $\Delta$  от трансформатора до края маслоприемника должно быть не менее 1,5 м при массе масла в автотрансформаторе от 10 до 50 т [3].

Отсюда габариты маслоприемника будут равны:

$$A' = A + 2 \cdot \Delta \quad (6.2.1)$$

$$B' = B + 2 \cdot \Delta \quad (6.2.2)$$

где  $A$  и  $B$ -длина и ширина автотрансформатора соответственно;

$A'$  и  $B'$  -длина и ширина маслоприемника соответственно.

$$A' = 9,7 + 2 \cdot 1,5 = 12,7 \text{ м}$$

$$B' = 5,47 + 2 \cdot 1,5 = 8,47 \text{ м}$$

**Площадь поверхности маслоприемника:**

$$S_{МП} = A' \cdot B' \quad (6.2.3)$$

$$S_{МП} = 12,7 \cdot 8,47 = 107,6 \text{ м}^2$$

2. Определение глубины маслоприемника.

Высота маслоприемника определяется по формуле:

$$h_{МП} = h_{Г} + h_{В} + h_{ТМ+H_2O}, \quad (6.2.4)$$

где  $h_{Г}$  – высота подсыпки гравия, согласно ПУЭ примем равным 0,25 м;

$h_{В}$  – высота воздушного слоя между решеткой и возможной смесью масла с водой, согласно ПУЭ примем равным 0,05 м;

$h_{TM+H_2O}$  – высота 100 % объема масла и 80% объема воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м<sup>2</sup> в течение 30 мин.

$h_{TM}$  рассчитаем по формуле:

$$h_{TM} = \frac{V_{TM}}{S_{МП}},$$

(6.2.5)

где  $V_{TM}$  -объем трансформаторного масла, который определяется как:

$$V_{TM} = \frac{M_{TM}}{\rho_{TM}},$$

(6.2.6) где  $\rho_{TM}$  - плотность трансформаторного масла равная  $890 \frac{кг}{м^3}$ .

$$V_{TM} = \frac{39400}{890} = 44,27 м^3$$

$$h_{TM} = \frac{44,3}{107,6} = 0,41 м$$

$h_{H_2O}$  рассчитаем аналогично:

$$h_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{S_{МП}}$$

Объем воды определяется по формуле:

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}),$$

(6.2.7)

где  $I=0,2$  л/с · м<sup>2</sup> – секундный расход воды,  $t=30$  мин= $1800$ с;

$S_{БПТ}$  - площадь боковой поверхности трансформатора, определяется как:

$$S_{\text{БИТ}} = 2 \cdot H \cdot (A + B)$$

(6.2.8)

$$S_{\text{БИТ}} = 2 \cdot 6,81 \cdot (9,7 + 5,47) = 206,62 \text{ м}^2$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = 0,8 \cdot 0,0002 \cdot 1800 \cdot (107,6 + 206,62) = 90,5 \text{ м}^3$$

$$h_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{90,5}{107,6} = 0,84 \text{ м}$$

Суммарно высота маслоприемника составит:

$$h_{\text{МП}} = 0,25 + 0,05 + 0,41 + 0,84 = 1,55 \text{ м}$$

Схематичное изображение маслоприемника представлено на рисунке

14.

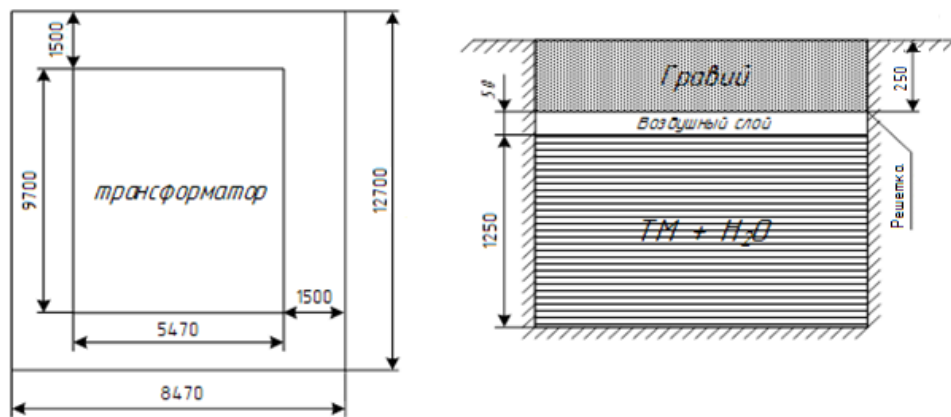


Рисунок 14 – Эскиз маслоприемника

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 [33].

Слив масла из трансформаторов и реакторов на ремонтной площадке должен осуществляться путём подключения переносных шлангов к централизованной разводке маслопроводов маслохозяйства и с использованием

специальных баков для этих целей. После сливных операций необходимо убирать всё пролитое масло [8].

### **6.3 Чрезвычайные ситуации**

Технологический процесс нефтеперерабатывающей промышленности тесно связан с опасностью для жизни и здоровья работников. Нефтеперекачивающая станция НПС №26 находится на территории проектируемого объекта ПС 220 кВ НПС-26, следовательно, необходимо рассмотреть вопрос повышения уровня пожарной безопасности предприятий нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности и их опасных производственных объектов.

Систему предотвращения пожара составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара. Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде (или внесения в нее) источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Систему противопожарной защиты составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита обеспечивается [27]:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;

- эвакуацией людей; системами противодымной защиты;
- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- применением огнепреграждающих устройств (огнепреградителей, затворов, клапанов, заслонок и т.п.);
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Важное значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Виды пожарной техники применяемые на ОРУ 220 кВ [27].

В связи с тем, что на ПС устанавливается элегазовое оборудование, снижается уровень возникновения ЧС на ОРУ. Тем не менее виды пожаротушения остаются те же самые (пожарная техника).

Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распределительного устройства 220 кВ, классифицируется на следующие группы:

- пожарные машины,
- средства пожарной и охранной сигнализации,
- огнетушители,
- пожарное оборудование,



- ручной инструмент,
  - инвентарь и пожарные спасательные устройства.
- К автомобилям, используемым при пожаротушении,
- относятся пожарные автоцистерны,
  - насосно-рукавные автомобили,
  - автомобили пенного и порошкового тушения и т.п.

На предприятии широко применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ.

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

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

Огнетушители бывают: химические пенные ОХП-10, газовые углекислотные ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8, порошковые ОПС-10 и специальные огнетушители типа ОУБ.

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

Порошковые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов загорания щелочных металлов и других соединений.

Углекислотно-бромэтиловые огнетушители типа ОУБ предназначены для тушения небольших очагов горения волокнистых и других твердых металлов, а также электроустановок.

В РУ определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

На территории ОРУ первичные средства размещаются на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.). Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения имеются на тропях обхода территории ОРУ. Проезжую часть по территории подстанции и к водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега.

Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

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

Для размещения первичных средств тушения пожара в производственных и других помещениях, а также на территории подстанции, устанавливаются пожарные щиты (посты). Запорная арматура (краны, клапаны, крышки горловины) углекислотных, химических, воздушно-пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована.

С наступлением морозов пенные огнетушители переносятся в отапливаемые помещения. Углекислотные и порошковые огнетушители разрешается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°C.

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева.

#### **6.4 Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций техногенного и природного характера**

Отключение аварийных участков сети и элементов ПС производится действиями релейной защиты.

Организация ремонтно-восстановительных работ в аварийных случаях по срокам и объемам зависит от состава и оперативности ремонтно-восстановительных бригад.

Оборудование ПС устойчиво к действию токов короткого замыкания.

Для защиты от поражения электрическим током при пробое изоляции предусмотрено заземляющее устройство.

Обслуживание и ремонт ПС будет осуществляться дежурным персоналом, поэтому разработка мероприятий по оповещению и защите мобильного персонала не требуется.

Технические решения по данному объекту, разработанные в соответствии с действующими нормативными документами, что подтверждается соответствующей справкой главного инженера проекта, обеспечивают безопасную и надежную эксплуатацию ПС, в т. ч. и при неблагоприятных условиях, которые могут привести к аварийным ситуациям.

С учетом требований, предъявленных к оборудованию по надежности и предотвращению возможных аварий, исходя из минимизации последствий перебоя в электроснабжении, проектом предусмотрены соответствующие защиты и резервирование.

Тип ПС и оборудования выбран с учетом ветровой и снеговой нагрузок.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной выпускной квалификационной работе было произведено проектирование ПС 220 кВ НПС-26 с заходами ВЛ 220 кВ Амурская – Короли/т с отпайкой на ПС Белогорск. Проектируемая ПС расположена в Серышевском районе Амурской области, 3179 км ТС ВСТО-П. Строительство ПС 220 кВ НПС-26 вызвано необходимостью обеспечить надежное электроснабжение проектируемой нефтеперекачивающей станции НПС №26. Максимальная мощность энергопринимающих устройств 10,7 МВт. Из нескольких вариантов заходов, существующих ВЛ был выбран предпочтительный по основным технико-экономическим критериям.

Подстанция располагается в пределах ограждения НПС №26. Исполнение Подстанции принято в виде открытого-распределительного устройства (ОРУ) и открытой установкой двух силовых трансформаторов напряжением 220/10 кВ мощностью 25 МВА. Выключатели 220 кВ приняты элегазовые колонковые. Для обслуживания выключателей используются специальные площадки. Трансформаторы тока 220 кВ приняты отдельно стоящие однополюсные элегазовые. Здание ОПУ принято модульного типа с помещением для оперативного персонала (без постоянного пребывания персонала), оборудованное средствами связи.

Ошиновка 220 кВ – жёсткая. Ошиновка со стороны 10 кВ для связи с ЗРУ 10 кВ принята гибкая. ЗРУ 10 кВ расположено на территории НПС №26.

Питание сети собственных нужд предусматривается от двух трансформаторов собственных нужд напряжением 10/0,4 кВ, установленных в комплектных однострансформаторных подстанциях наружной установки на территории ПС 220 кВ НПС-26.

Для освещения ПС предусматривается установка прожекторной мачты на территории ОРУ. Молниезащита выполняется молниеотводами, установленными на порталах 220 кВ и на прожекторной мачте.

Защита от грозовых и коммутационных перенапряжений принята с помощью ОПН установленных вблизи силовых трансформаторов со стороны высокого и низкого напряжения. Заземляющее устройство подстанции принято в виде сетки из горизонтальных заземлителей (оцинкованная полоса 40x4 мм) и вертикальных электродов (оцинкованный круг диаметром 18 мм). Сопротивление ЗУ не более 0,5 Ом.

Оборудование, расположенное на ОРУ, устанавливается на блочные металлоконструкции повышенной заводской готовности. Защитное покрытие металлоконструкций выполнено методом горячего цинкования.

В части проектирования устройств РЗА ПС 220 кВ НПС-26 были выбраны микропроцессорные терминалы защит фирмы ЭКРА. Для осуществления функций основных и резервных защит силовых трансформаторов были выбраны терминалы БЭ2704 045, для осуществления функции дифференциальной защиты ошиновки 220 кВ силовых трансформаторов - БЭ2704 051.

Были рассмотрены вопросы охраны труда на ПС, безопасности и экологичности. В части шумового загрязнения был рассчитан уровень шума от силовых трансформаторов и определено минимальное расстояние от трансформаторов, за пределами которого уровень шума соответствует санитарно-гигиеническим нормативам. При рассмотрении вопроса экологичности были рассчитаны габаритные размеры маслоприемника, рассмотрены необходимы мероприятия по его обслуживанию и технической эксплуатации. Были рассмотрены вопросы пожарной безопасности, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций техногенного и природного характера.

## БИЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ./А.В. Беляев – М.: Энергоатомиздат, 2012. – 176 с.

2 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. – Минск: 2011, – 86 с.

3 Мясоедов, Ю.В. Электроснабжение городов. Методические указания к курсовому проектированию / сост. : Мясоедов Ю.В. – Благовещенск. : Изд-во АмГУ, 2013. – 100 с.

4 Кабышев, А.В. Низковольтные автоматические выключатели./А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов – Томск: Том.политех.ун-т, 2013. – 346 с.

5 Козлов, В.А. Электроснабжение городов: Учебное пособие./В.А. Козлов – Ленинград: Энергия, 2015. – 280 с.

6 Научно-исследовательское, проектное и производственное предприятие по природоохранной деятельности ООО «Недра». Расширение трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» на участке НПС «Скородино» – СМНП «Козьмино» до 50 млн.тонн в год. внешнее электроснабжение нпс №26. Рабочая документация. ПС 220 кВ НПС-26. Электротехнические решения. Открытая часть ПС. – Пермь, 2018. – 128 с.

7 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов./Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 608 с.

8 Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Москва: Издательство «Энергосоюз», 2016. – 465 с.

9 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 2014 – 576 с.

10 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования./А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова– М.: Энергоатомиздат, 2012 – 368 с.

11 РЗА.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <http://www.rza.ru/catalog/zashchita-i-avtomatika-prisoedineniy-vvodov-i-bsk-dla-setey-6-35-kv/sirius-2-1-i-sirius-21-1.php>. (дата обращения 17.04.2018).

12 Конюхова, Е.А. Электроснабжение: учебник для вузов. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. – М. : Издательский дом МЭИ, 2014. – 510 с. – Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/723>. (дата обращения 17.04.2018).

13 Новое электрооборудование в системах электроснабжения/ Справочник. Составитель – Ополева Г.Н. – Иркутск: Издательство Иркутского Государственного Университета, 2015

14 Вебсор.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: [https://www.websor.ru/va\\_99m.html](https://www.websor.ru/va_99m.html). (дата обращения 02.04.2018).

15 РД 153–34.0–20.527–98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд–во НЦ ЭНАС, 2011.

16 РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.–Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2010. – 353 с.

17 Сибикин, Ю. Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий / Ю.Д. Сибикин. – М. : Издательский центр «Академия», 2008. – 368 с.

18 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М. : Энергоатомиздат, 2010. – 576 с.

19 Фёдоров, А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. – М. : Энергоатомиздат, 2007. – 368 с.

20 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева. - М. : ФОРУМ, 2009. – 480 с.

21 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : Высшая школа, 2010. – 366 с.

22 БалтЭнергоМаш.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <https://www.baltenergomash.ru>. (дата обращения 29.05.2017).

23 Рябков, Е. Я. Заземление в установках высокого напряжения. М.: ЭНЕРГОИЗДАТ, 2013.

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

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

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

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

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

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

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

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



32 Межгосударственный стандарт система стандартов безопасности труда шум. Трансформаторы силовые масляные нормы и методы контроля, ГОСТ 12.2.024-87, 2001.

33 Рекомендации по проектированию автоматических установок водяного пожаротушения масляных силовых трансформаторов. РД 34.49.104 (РД 34.15.109-91)

ПРИЛОЖЕНИЕ А  
Расчеты уставок устройств РЗА

**Расчет ДЗТ на ПС 220 кВ НПС-26**

Первичные номинальные токи трансформатора

$$I_{\text{НОМ.ВН}} := \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 62.755$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} := \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1.312 \times 10^3$$

Коэффициенты трансформации ТТ

$$k_{\text{ТТ.ВН}} := \frac{150}{5} = 30$$

$$k_{\text{ТТ.НН}} := \frac{1500}{5} = 300$$

Вторичные номинальные токи трансформатора

$$I_{\text{НОМ.ВН.втор}} := \frac{I_{\text{НОМ.ВН}}}{k_{\text{ТТ.ВН}}} = 2.092$$

$$I_{\text{НОМ.НН.втор}} := \frac{I_{\text{НОМ.НН}}}{k_{\text{ТТ.НН}}} = 4.374$$

**Определение начального тока срабатывания ДЗТ**

$k_{\text{пер}} := 1$  - коэф., учитывающий переходный режим;

$k_{\text{одн}} := 1$  - коэф. однотипности;

$\varepsilon_{\text{ТТ}} := 0.1$  - погрешность ТТ;

Погрешность РПН:

$$\Delta U_{\text{РПН}} := \frac{10 - -10}{2 \cdot 100} = 0.1$$

$\Delta f_{\text{выр}} := 0.02$  - относительная погрешность выравнивания токов плеч;

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты уставок устройств РЗА

$\Delta f_{\text{ПТТ}} := 0.05$  - относительная погрешность внешнего  
выравнивающего трансформатора

$$k_{\text{отс}} := 1.3$$

$$I_{\text{нб.расч}} := (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{выр}} + \Delta f_{\text{ПТТ}}) = 0.27$$

$$I_{\text{д0.расч}} := k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 0.351$$

$$I_{\text{д0}} := 0.35$$

### Определение тока начала торможения ДЗТ

Ток начала томожения для пускорезервных трансформаторов, на которых  
возможно несинхронный АВР  $I_{\text{т0}}=0,6$  о.е. Во всех остальных случаях  $I_{\text{т0}}=1,0$   
о.е.

$$I_{\text{т0}} := 1.0$$

### Определение тока торможения блокировки

$$k_{\text{отс}} := 1.1$$

$$k_{\text{пред.нагр}} := 1.5$$

$$I_{\text{ном.нагр}} := 300$$

$$I_{\text{баз.стор}} := 150$$

$$k_{\text{сх}} := 1$$

$$I_{\text{т.бл.расч}} := k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{пред.нагр}} \cdot \frac{I_{\text{ном.нагр}}}{I_{\text{баз.стор}}} \cdot \frac{k_{\text{сх}}}{I_{\text{ном.ВН.втор}}} = 1.578$$

$$I_{\text{т.бл}} := 1.5$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты уставок устройств РЗА

**Определение коэффициента торможения**

$$k_{отс} := 1.1$$

Максимальный сквозной ток при внешнем металлическом КЗ, приведенный к основной стороне (220):

$$I_{скв.имен} := 453$$

$$I_{скв} := \frac{I_{скв.имен}}{I_{баз.стор}} \cdot \frac{k_{сх}}{I_{ном.ВН.втор}} = 1.444$$

Дифференциальный ток, вызванный протеканием сквозного тока:

$$I_{д} := I_{нб.расч} \cdot I_{скв}$$

Тормозной ток в данном случае:

$$\alpha := 165 \text{deg} \quad - \text{угол между векторами токов } I_{скв} \text{ и } I_{скв}-I_{д}$$

$$\beta := (180 - 165) \text{deg}$$

$$I_{т} := \sqrt{I_{скв} \cdot (I_{скв} - I_{д}) \cdot \cos(\beta)} = 1.212$$

$$K_{т.расч} := \frac{k_{отс} \cdot I_{д} - I_{д0}}{I_{т} - I_{д0}} = 0.091$$

$$K_{т} := 0.1$$

**Уровень блокировки по 2 гармонике**

По опыту эксплуатации рекомендуется принимать уставку по уровню блокировки по 2 гармонике на уровне 10% для Т и 15% для АТ.

$$I_{блок.2Гарм} := 0.1$$

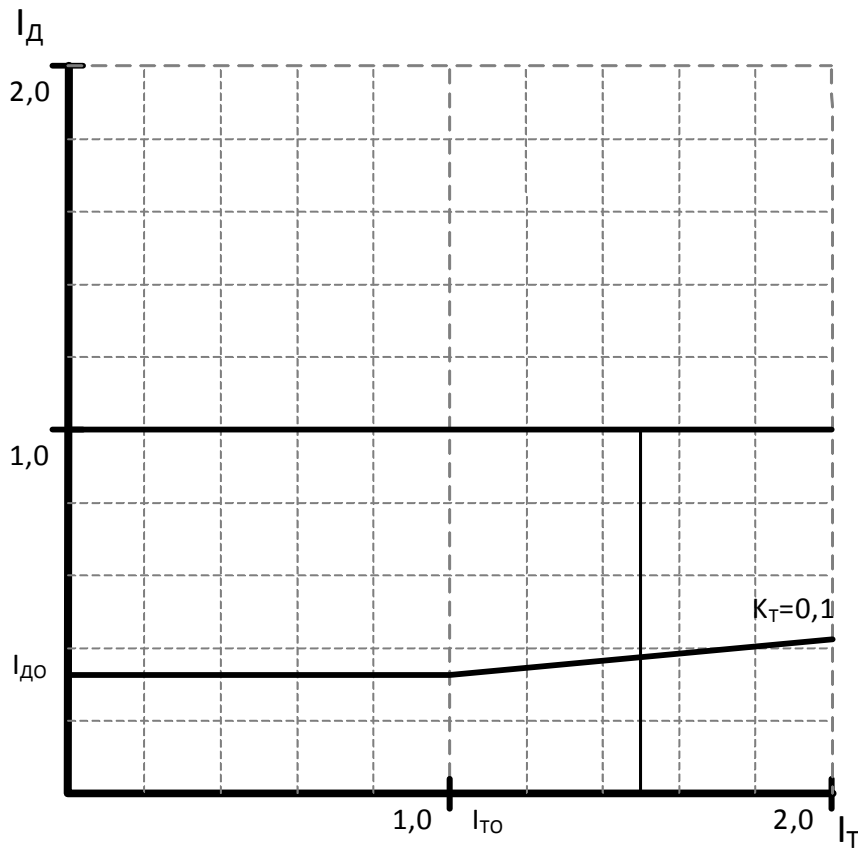
Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты уставок устройств РЗА

**Ток срабатывания дифференциальной отсечки**

$$k_{пер} := 3$$

$$I_D := 1.5 \cdot I_{СКВ} \cdot (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \epsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{выр} + \Delta f_{птг}) = 1.018$$

**Характеристика срабатывания ДЗТ:**



**Ток срабатывания МТЗ**

$$k_{отс} := 1.2$$

$$k_B := 0.9$$

$$I_{МТЗ.ВН} := I_{НОМ.ВН.ВТОР} \cdot \frac{k_{отс}}{k_B} = 2.789$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты уставок устройств РЗА

$$I_{\text{МТЗ.НН}} := I_{\text{НОМ.НН.ВТОР}} \cdot \frac{k_{\text{ОТС}}}{k_{\text{В}}} = 5.832$$

### Ток срабатывания ЗП

$$k_{\text{ОТС}} := 1.05$$

$$k_{\text{В}} := 0.9$$

$$I_{\text{ЗП}} := I_{\text{НОМ.ВН.ВТОР}} \cdot \frac{k_{\text{ОТС}}}{k_{\text{В}}} = 2.44$$

### Расчет ДЗО 220 кВ на ПС 220 кВ НПС-26

$$I_{\text{баз}} := 1000$$

### Начальный ток срабатывания ДЗО

По условию отстройки от разрыва токовых цепей.

За максимальный нагрузочный ток примем номинальный ток трансформатора:

$$I_{\text{нагр.макс}} := 1.4 \cdot I_{\text{НОМ.ВН}} = 87.858$$

$$I_{\text{ДЗО}} := 1.2 \cdot I_{\text{нагр.макс}} = 105.429$$

По условию отстройки от расчетного первичного тока небаланса в режиме начала торможения:

$$I_{\text{нб.торм.расч}} := 0.15$$

$$I_{\text{ДЗО}} := 1.5 \cdot I_{\text{нб.торм.расч}} = 0.225$$

Принимаем минимально возможную уставку:

$$I_{\text{ДЗО}} := 0.4 \quad I_{\text{Д0.перв}} := 400$$

### Уставка по длине начального участка характеристики срабатывания

В качестве начального приближения принимаем



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчеты уставок устройств РЗА

**Уставки реле контроля исправности цепей переменного тока**

$$I_{\text{нагр.макс}} := 1000$$

$$k_{\text{нб}} := 0.03$$

$$I_{\text{нб}} := k_{\text{нб}} \cdot I_{\text{нагр.макс}} = 30$$

$$k_{\text{отс}} := 1.2$$

$$I_{\text{ср}} := k_{\text{отс}} \cdot \frac{I_{\text{нб}}}{\frac{1200}{5}} = 0.15$$

**Выдержка времени элемента задержки, действующего на сигнал и блокировку ДЗО при обрыве цепей тока**

$$t_{\text{кач}} := 2.0$$

$$\Delta t := 0.5$$

$$t_{\text{в}} := t_{\text{кач}} + \Delta t = 2.5$$



ПРИЛОЖЕНИЕ Б  
Расчет молниезащиты ОРУ 220 кВ

**Расчет молниезащиты ПС 220 кВ НПС-26**

Размеры ОРУ:

$$A := 132.4$$

$$B := 89.2$$

Высота молниеотводов:

$$h_1 := 30.6 \quad h_3 := 30.6 \quad h_5 := 40.3$$

$$h_2 := 40.3 \quad h_4 := 30.6$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{12} := 62.3$$

$$L_{14} := 79.3$$

$$L_{23} := 80.3$$

$$L_{35} := 63.9$$

$$L_{45} := 35.5$$

Эффективная высота молниеотводов:

$$h_{\text{эф}1} := 0.85 \cdot h_1 = 26.01$$

$$h_{\text{эф}2} := 0.85 \cdot h_2 = 34.255$$

$$h_{\text{эф}3} := 0.85 \cdot h_3 = 26.01$$

$$h_{\text{эф}4} := 0.85 \cdot h_4 = 26.01$$

$$h_{\text{эф}5} := 0.85 \cdot h_5 = 34.255$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчет молниезащиты ОРУ

Радиусы зон защиты на уровне земли:

$$r_{01} := (1.1 - 0.002 \cdot h_1)h_1 = 31.787$$

$$r_{02} := (1.1 - 0.002 \cdot h_2)h_2 = 41.082$$

$$r_{03} := (1.1 - 0.002 \cdot h_3)h_3 = 31.787$$

$$r_{04} := (1.1 - 0.002 \cdot h_4)h_4 = 31.787$$

$$r_{05} := (1.1 - 0.002 \cdot h_5)h_5 = 41.082$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_x := 6.4$$

Радиусы зон защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{x1} := r_{01} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}1}}\right) = 23.966$$

$$r_{x2} := r_{02} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}2}}\right) = 33.406$$

$$r_{x3} := r_{03} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}3}}\right) = 23.966$$

$$r_{x4} := r_{04} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}4}}\right) = 23.966$$

$$r_{x5} := r_{05} \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}5}}\right) = 33.406$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчет молниезащиты ОРУ

Наименьшие высоты внутренних зон:

- между M01 и M02:

$$h_{cx12'} := h_{эф1} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1) \cdot (L_{12} - h_1) = 20.33$$

$$h_{cx12''} := h_{эф2} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_2) \cdot (L_{12} - h_2) = 30.249$$

$$h_{cx12} := \frac{h_{cx12'} + h_{cx12''}}{2} = 25.29$$

- между M01 и M04:

$$h_{cx14'} := h_{эф1} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_1) \cdot (L_{14} - h_1) = 17.284$$

$$h_{cx14''} := h_{эф4} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_4) \cdot (L_{14} - h_4) = 17.284$$

$$h_{cx14} := \frac{h_{cx14'} + h_{cx14''}}{2} = 17.284$$

- между M04 и M05:

$$h_{cx45'} := h_{эф5} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_5) \cdot (L_{45} - h_5) = 35.129$$

$$h_{cx45''} := h_{эф4} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_4) \cdot (L_{45} - h_4) = 25.132$$

$$h_{cx45} := \frac{h_{cx45'} + h_{cx45''}}{2} = 30.131$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчет молниезащиты ОРУ

- между M03 и M05:

$$h_{cx35'} := h_{эф5} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_5\right) \cdot (L_{35} - h_5) = 29.958$$

$$h_{cx35''} := h_{эф3} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_3\right) \cdot (L_{35} - h_3) = 20.043$$

$$h_{cx35} := \frac{h_{cx35'} + h_{cx35''}}{2} = 25$$

- между M03 и M02:

$$h_{cx23'} := h_{эф2} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_2\right) \cdot (L_{23} - h_2) = 26.971$$

$$h_{cx23''} := h_{эф3} - \left(0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h_3\right) \cdot (L_{23} - h_3) = 17.105$$

$$h_{cx23} := \frac{h_{cx23'} + h_{cx23''}}{2} = 22.038$$

Наименьшая ширина внутренних зон на уровне защищаемого объекта:

- между M01 и M02:

$$r_{cx12'} := r_{01} \cdot \frac{h_{cx12'} - h_x}{h_{cx12'}} = 21.78$$

$$r_{cx12''} := r_{02} \cdot \frac{h_{cx12''} - h_x}{h_{cx12''}} = 32.39$$

$$r_{cx12} := \frac{r_{cx12'} + r_{cx12''}}{2} = 27.085$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчет молниезащиты ОРУ

- между M01 и M04:

$$r_{cx14'} := r_{01} \cdot \frac{h_{cx14'} - h_x}{h_{cx14'}} = 20.017$$

$$r_{cx14''} := r_{04} \cdot \frac{h_{cx14''} - h_x}{h_{cx14''}} = 20.017$$

$$r_{cx14} := \frac{r_{cx14'} + r_{cx14''}}{2} = 20.017$$

- между M05 и M04:

$$r_{cx45'} := r_{05} \cdot \frac{h_{cx45'} - h_x}{h_{cx45'}} = 33.597$$

$$r_{cx45''} := r_{04} \cdot \frac{h_{cx45''} - h_x}{h_{cx45''}} = 23.692$$

$$r_{cx45} := \frac{r_{cx45'} + r_{cx45''}}{2} = 28.645$$

- между M05 и M03:

$$r_{cx35'} := r_{05} \cdot \frac{h_{cx35'} - h_x}{h_{cx35'}} = 32.305$$

$$r_{cx35''} := r_{03} \cdot \frac{h_{cx35''} - h_x}{h_{cx35''}} = 21.637$$

$$r_{cx35} := \frac{r_{cx35'} + r_{cx35''}}{2} = 26.971$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчет молниезащиты ОРУ

- между М02 и М03:

$$r_{cx23'} := r_{02} \cdot \frac{h_{cx23'} - h_x}{h_{cx23'}} = 31.334$$

$$r_{cx23''} := r_{03} \cdot \frac{h_{cx23''} - h_x}{h_{cx23''}} = 19.894$$

$$r_{cx23} := \frac{r_{cx23'} + r_{cx23''}}{2} = 25.614$$

Карта – схема участка проектирования

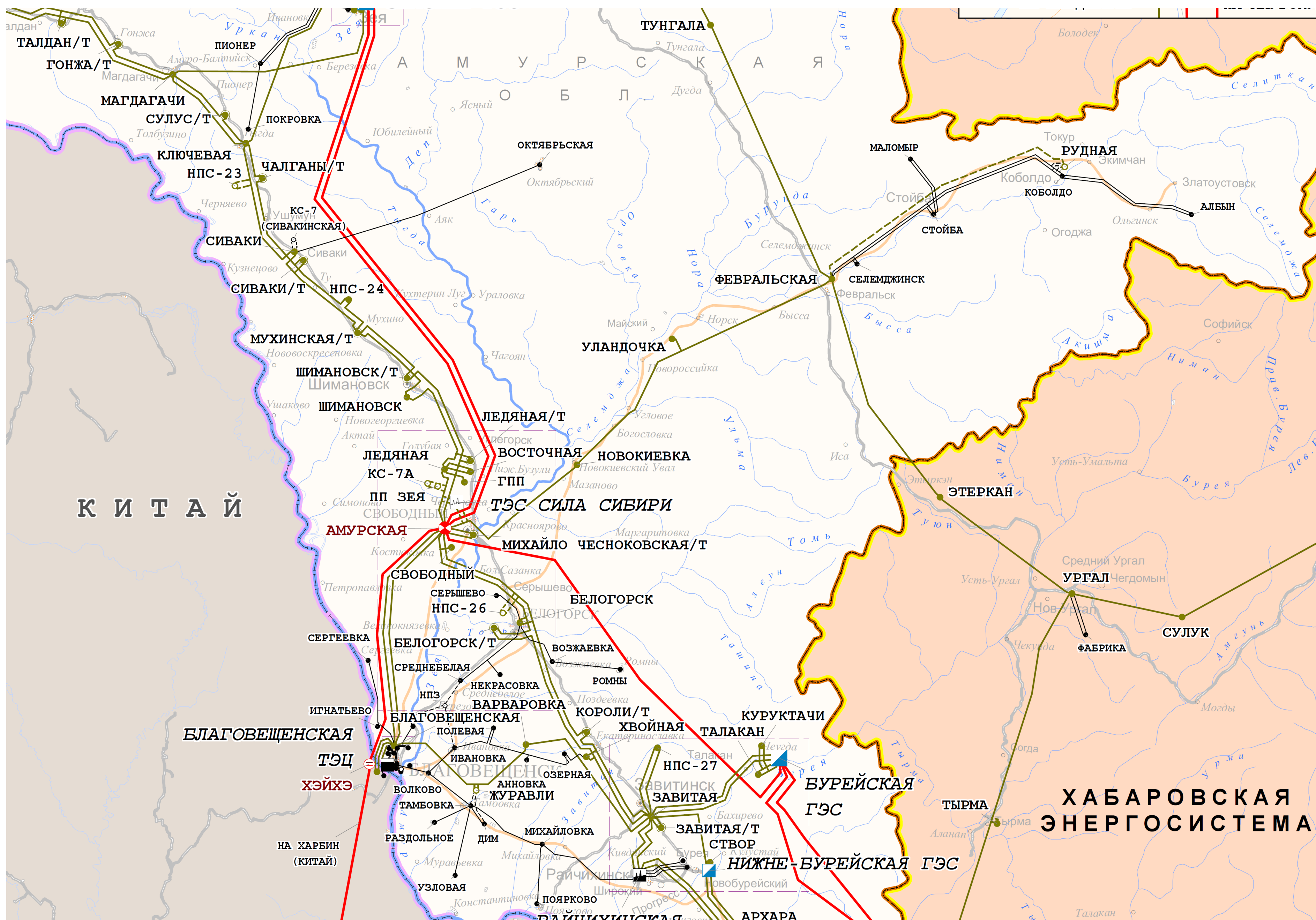
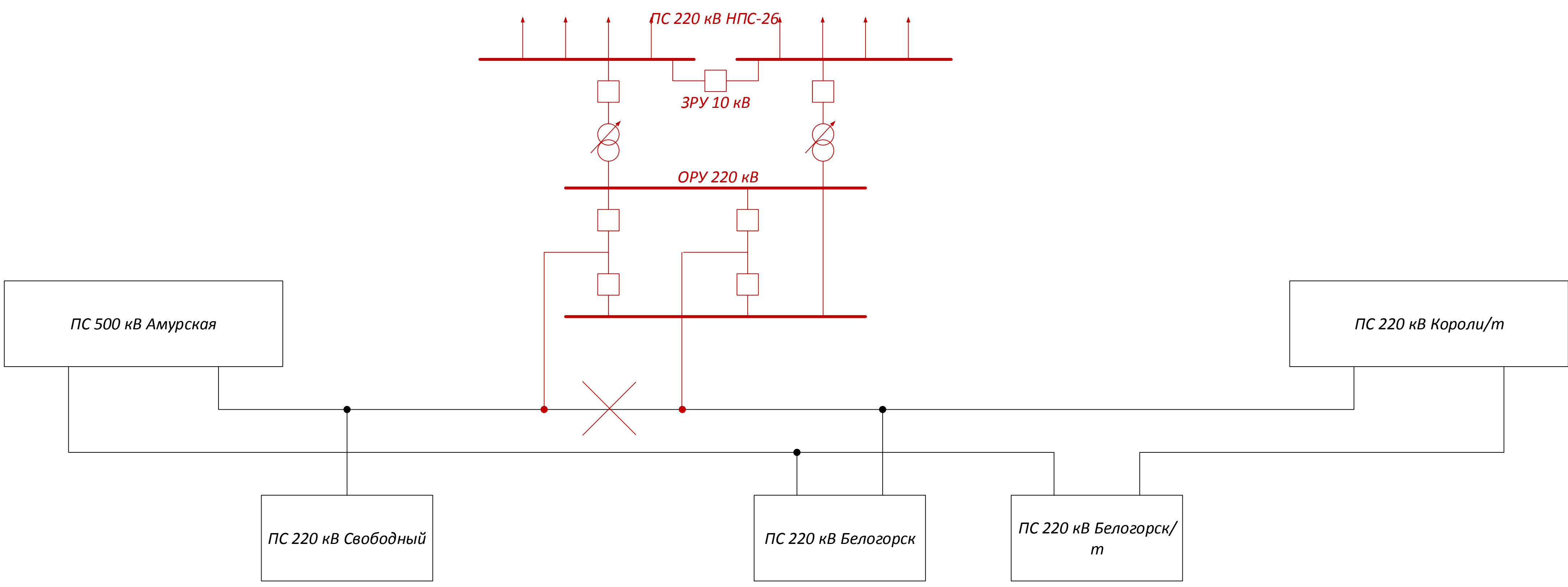


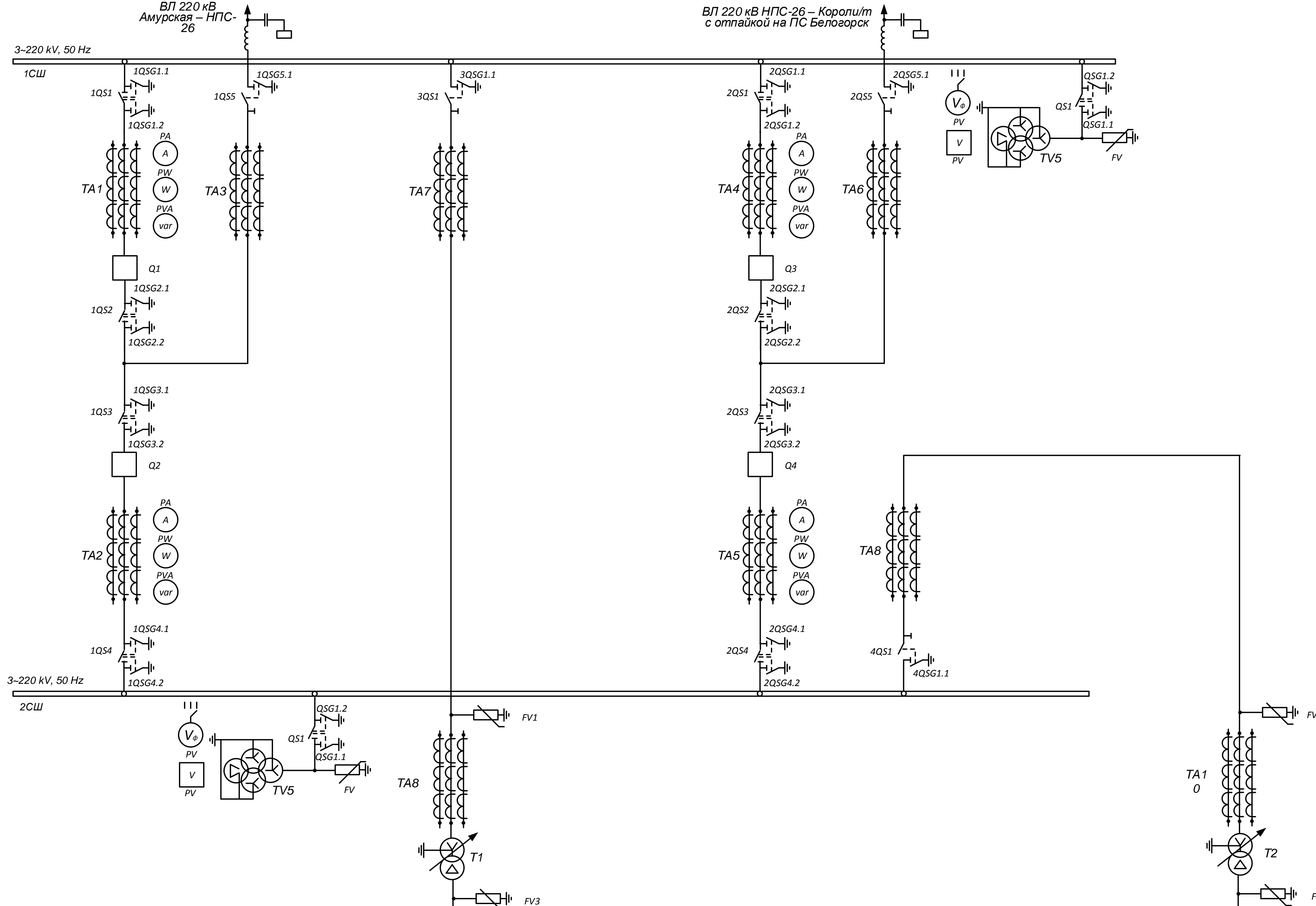
Схема подключения ПС 220 кВ НПС-26



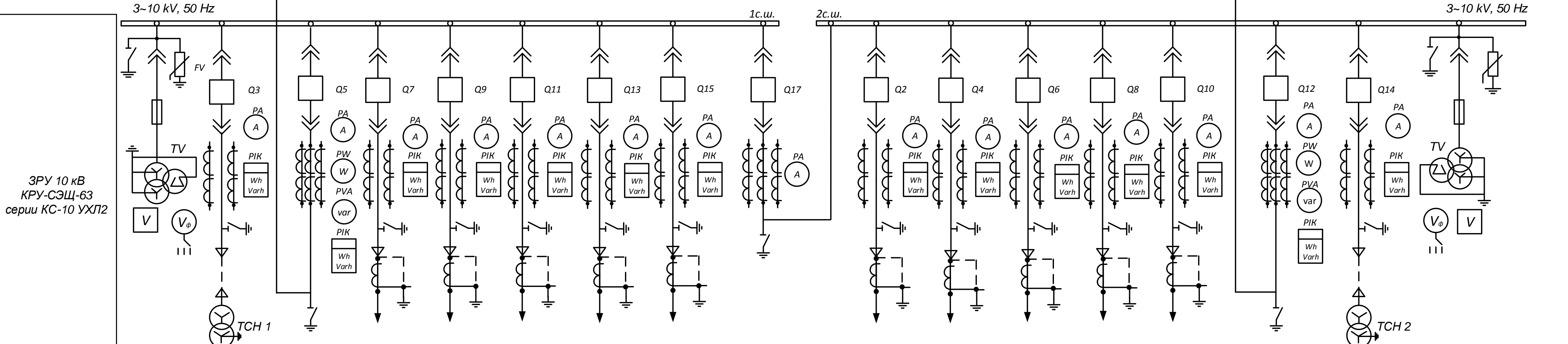
Технические показатели проектируемых ЛЭП

Участок ЛЭП	Протяженность участка, км	Марка провода
ВЛ 220 кВ Амурская – НПС-26 (до захода)	51,36	АС-300/39
ВЛ 220 кВ Короли/т – НПС-26 (до захода)	84,75	АС-300/39
ВЛ 220 кВ Амурская – НПС-26 (заход)	2,11	АС-300/39
ВЛ 220 кВ Короли/т – НПС-26 (заход)	2,05	АС-300/39

				ВКР.144008.130302.Сх				
Изм.	Лит.	№ докум.	Подпись	Дата	Карта-схема размещения объекта. Схема выполнения заходов ВЛ. Технические параметры ЛЭП.	Литера	Масса	Масштаб
Разраб.		Кулеши А.А.				у		
Проверил		Свилюк О.В.						
Т.конт.		Маликов А.И.				Лист 1	Листов 6	
Рецензент					Проектирование ПС 220 кВ НПС-26 с заходами ВЛ 220 кВ Амурская – Короли/т с отпайкой на ПС Белогорск	АМГУ Кафедра энергетики		
Н.конт.		Козлов А.Н.						
Утв.		Совиню Н.В.						



Высокочастотный зарядитель ВЗ-630.0.5.У1
Жесткая ошиновка Труба 80x6 мм (А1)
Разъединители Д FB4-245 Д FB2-245
Трансформатор напряжения ТЕМР 245
Трансформатор тока ЮСК 245
Выключатель ЗАР1 FG-245
Разъединитель Д FB4-245
Гибкая ошиновка АС-300/39
Разъединитель Д FB4-245
Выключатель ЗАР1 FG-245
Трансформатор тока ЮСК 245
Разъединитель Д FB4-245
Трансформатор напряжения ТЕМР 245
Жесткая ошиновка Труба 80x6 мм (А1)
Ограничитель перенапряжений ОПН-220/176/65
Силовой трансформатор ТДН-25000/220 УХЛ11



ЗРУ 10 кВ КРУ-СЭЩ-63 серии КС-10 УХЛ2

№ ячейки	1	3	5	7	9	11	13	15	17	2	4	6	8	10	12	14	16
Назначение	ТН 1	ТСН 1	Т1	КЛ1	КЛ3	КЛ5	КЛ7	КЛ9	СВ	КЛ2	КЛ4	КЛ6	КЛ8	КЛ10	Т2	ТСН 2	ТН 2
Изм.	НАМИТ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	ТОЛ-СЭЩ-10	НАМИТ-СЭЩ-10
Выключатель		ВВУ-СЭЩ-Э-10	ВВУ-СЭЩ-Э-10	ВВУ-СЭЩ-Э-10	ВВУ-СЭЩ-Э-10	ВВУ-СЭЩ-Э-10	ВВУ-СЭЩ-Э-10	ВВУ-СЭЩ-Э-10	ВВУ-СЭЩ-Э-10	ВВУ-СЭЩ-Э-10	ВВУ-СЭЩ-Э-10	ВВУ-СЭЩ-Э-10	ВВУ-СЭЩ-Э-10	ВВУ-СЭЩ-Э-10	ВВУ-СЭЩ-Э-10	ВВУ-СЭЩ-Э-10	
Трансформатор		ТМГ-160/10														ТМГ-160/10	
Предохранитель, ОПН	ПКТ-10, ОПН-П-10																ОПН-35

Изм.			№ докум.			Подпись			Дата			Литера			Масса			Масштаб		
Разработ.			Кулиш А.А.									у								
Проверил.			Скрябин О.В.									Лист 2			Листов 6					
Техник.			Козлов А.Н.									Проектирование ПС 220 кВ Амурская - Короли/т с отпайкой на ПС Белогорск			АМГУ			Кафедра энергетики		
Рецензент.			Козлов А.Н.																	
Н.конт.			Угле.																	

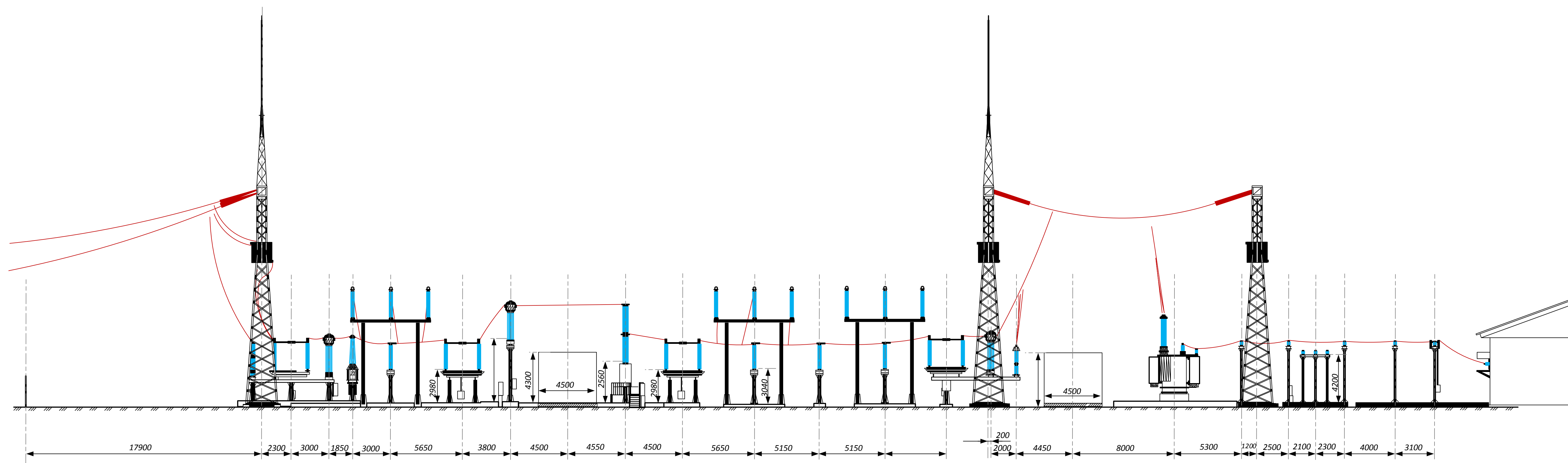
ВКР.144008.130302.Сх

Однолинейная схема ПС 220 кВ НПС-26

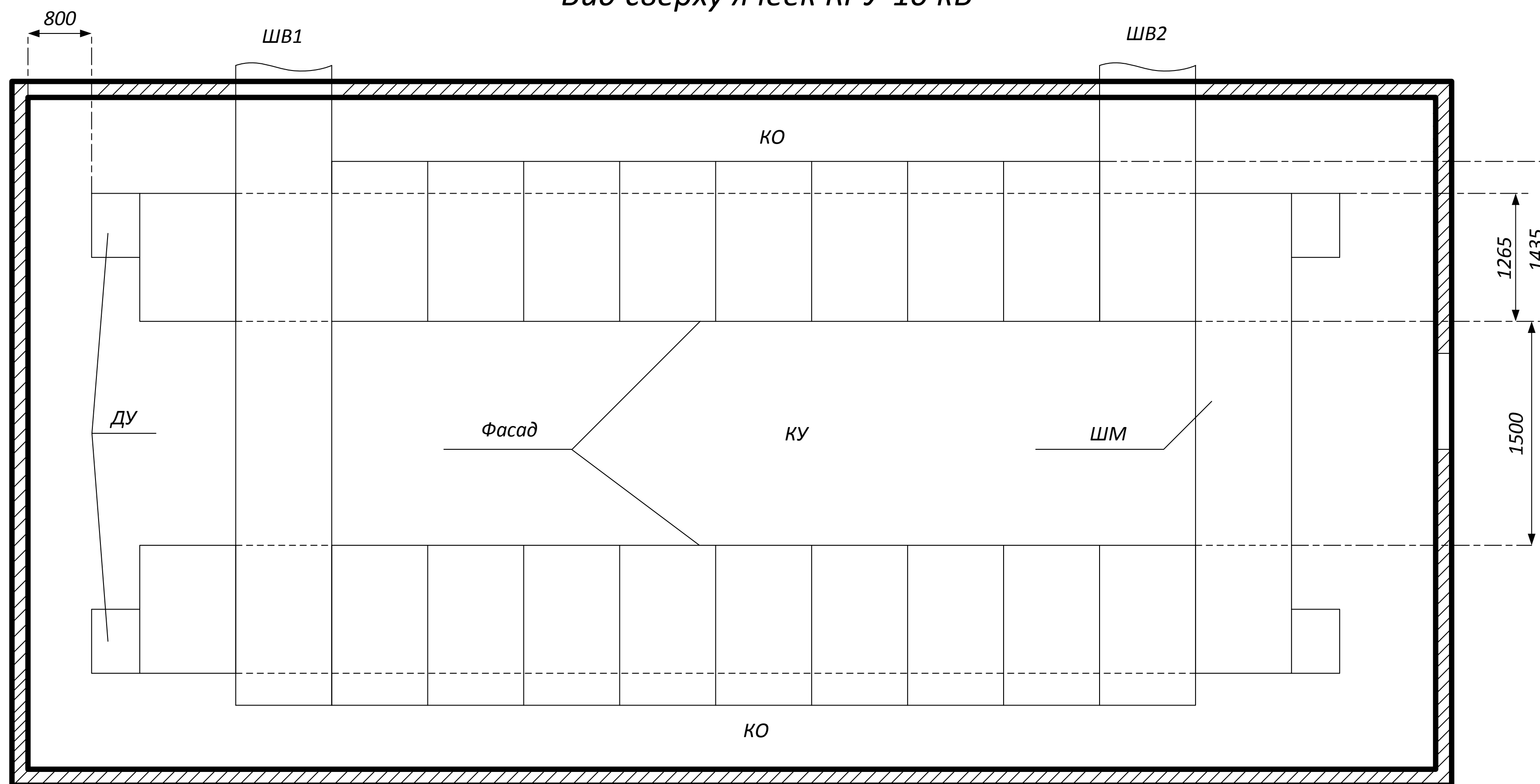
Проектирование ПС 220 кВ Амурская - Короли/т с отпайкой на ПС Белогорск



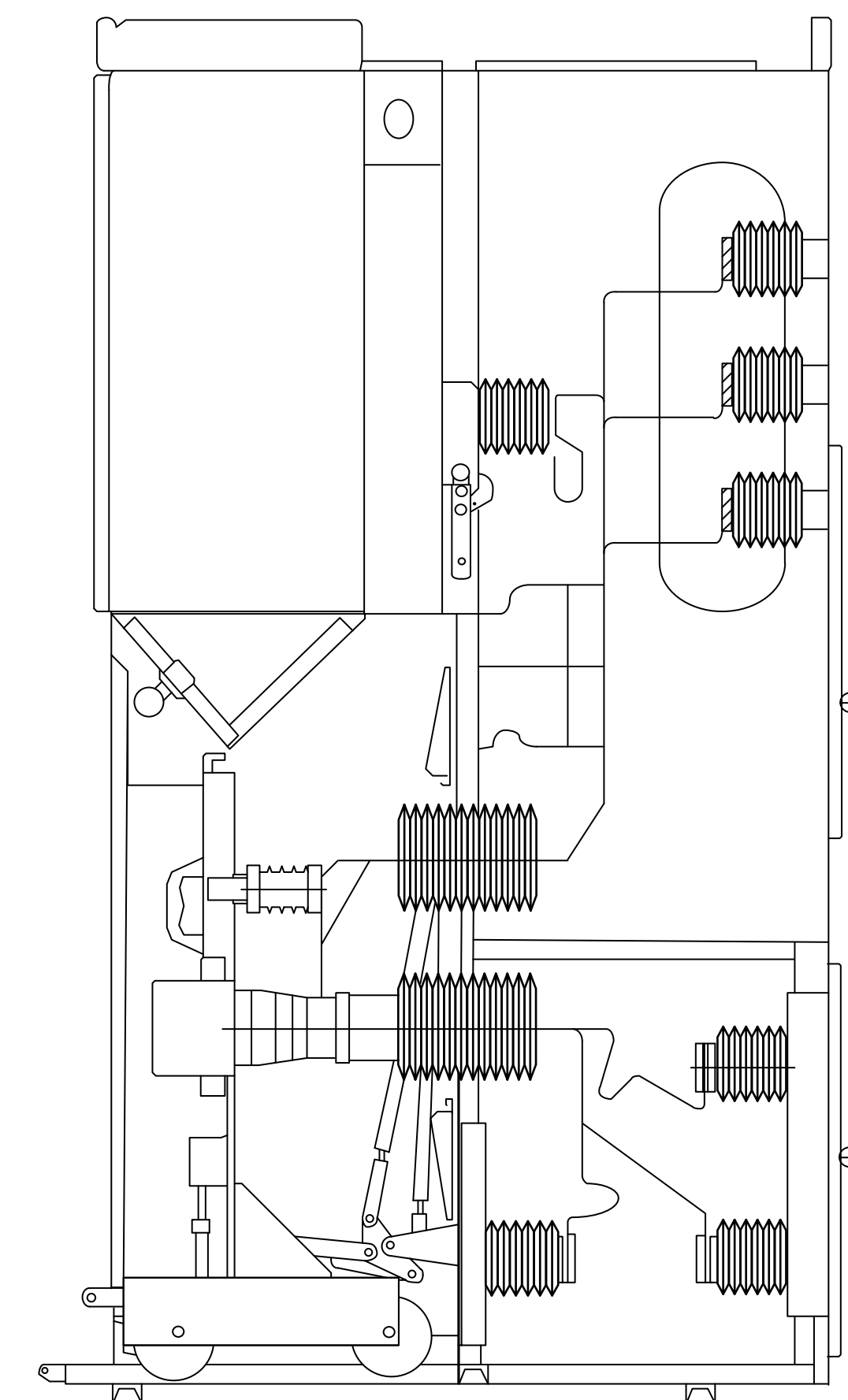
Разрез ячейки отходящей ВЛ 220 кВ



Вид сверху ячеек КРУ-10 кВ

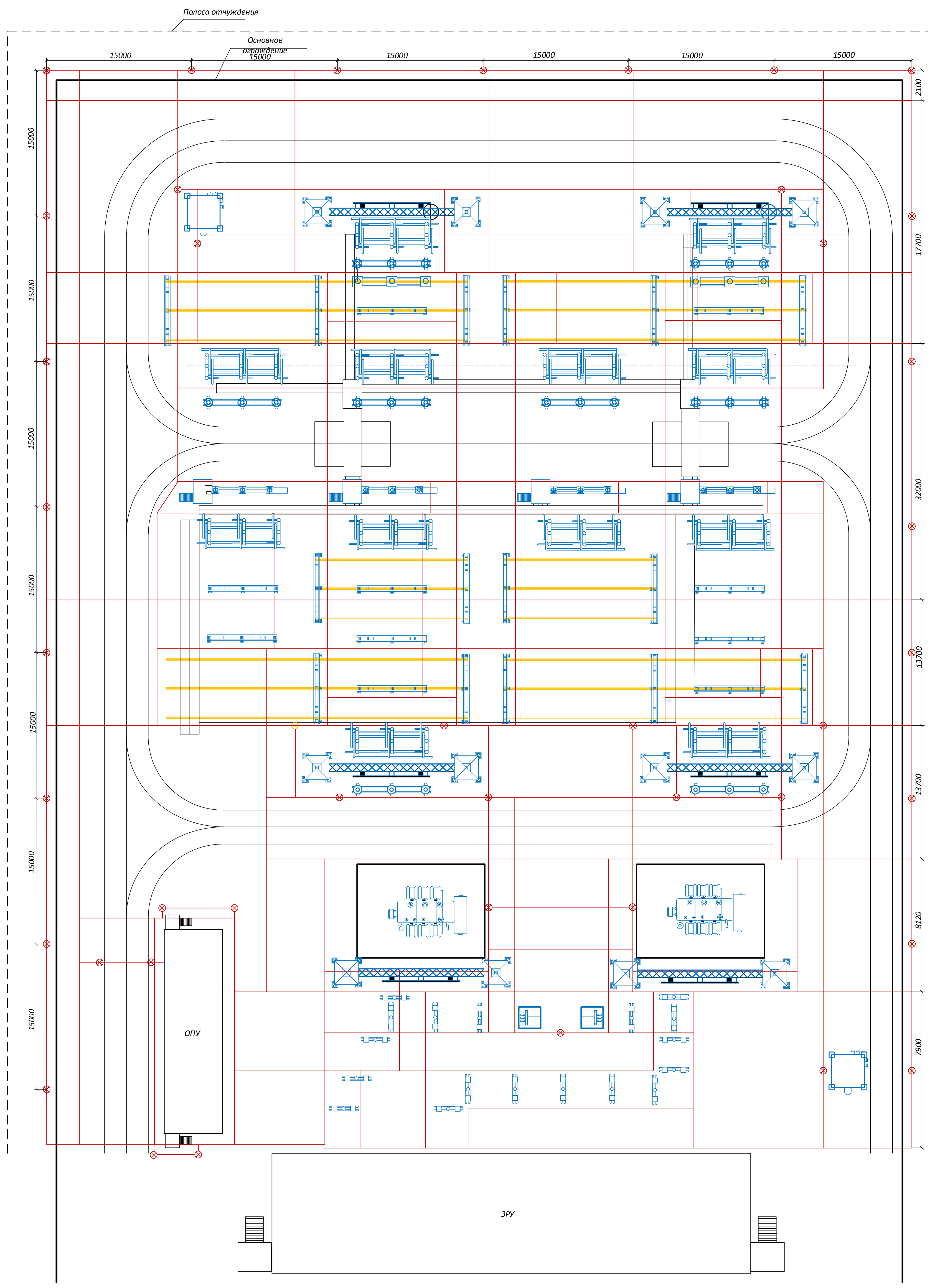


Разрез ячейки отходящего присоединения 10 кВ



ШВ – шинные вводы;  
 ШМ – шинный мост;  
 КО – коридор обслуживания;  
 ДУ – дугоуловители;  
 КУ – коридор управления;  
 КО – коридор обслуживания.

				ВКР.144008.130302.Сх		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Литера	Масса
					у	
Разработчик	Кулиш А.А.					
Проверил	Скрябин О.В.					
Т.конт.	Козлов А.Н.				Лист 3	Листов 6
Рецензент					АМГУ	
Н.конт.	Козлов А.Н.				Кафедра энергетики	
Утв.	Савинов Н.В.					
				Проектирование ПС 220 кВ НПС-26 с заходами ВЛ 220 кВ Амурская – Короли'т с отпайкой на ПС Белогорск		

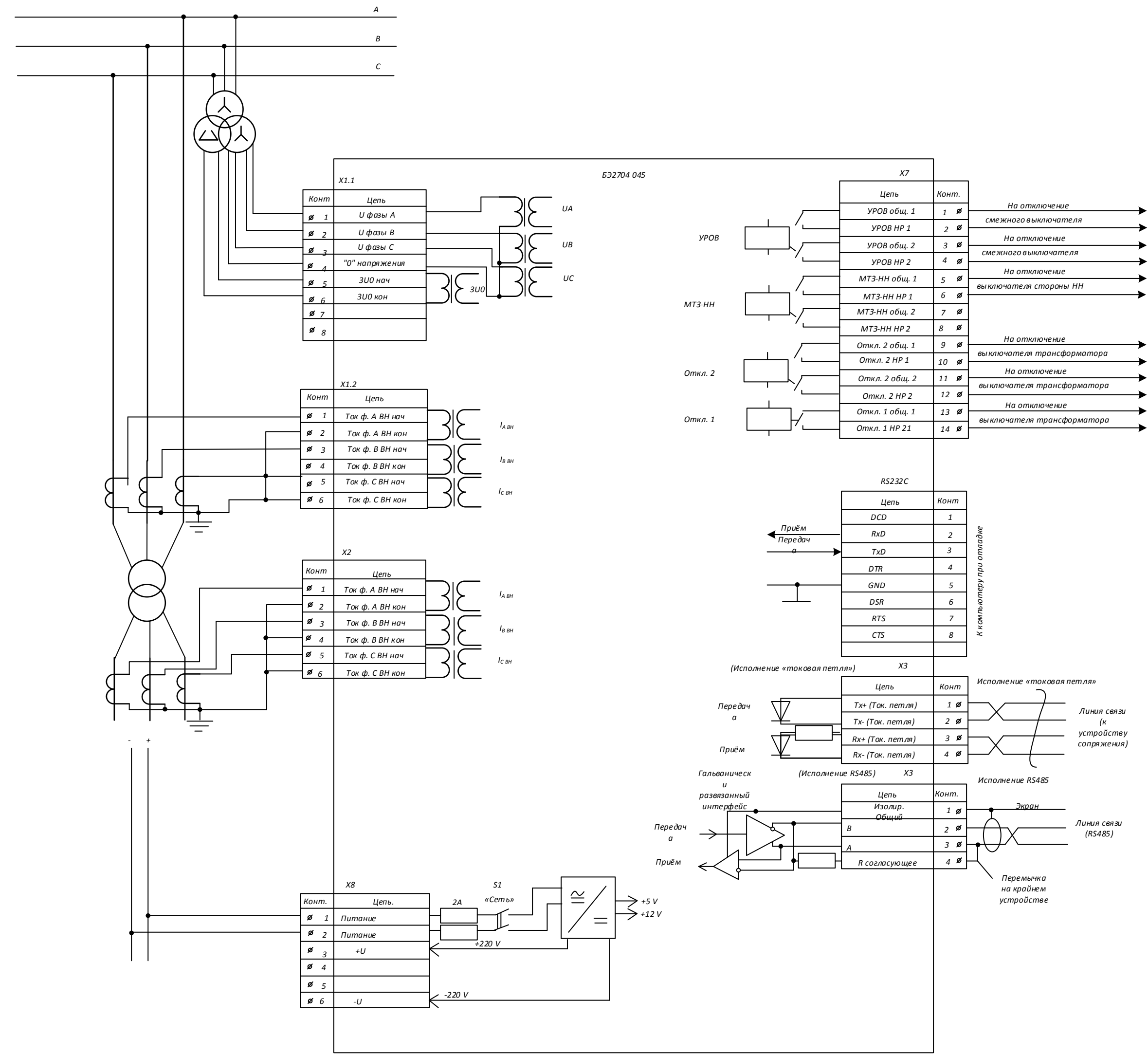


- Примечания:  
 1. Сетку заземления присоединить к ограждению.  
 2. Под дорогой заземление проложить в земле.  
 3. Сетку заземления ОРУ 220 кВ присоединить к контуру заземления ЗРУ 10 кВ

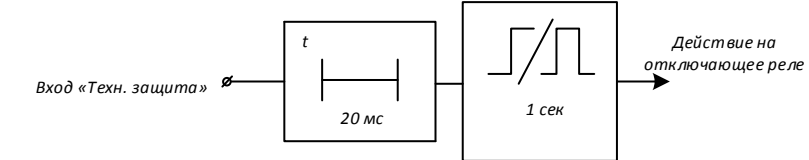
				ВКР.144008.130302.Сх				
Изм.	Лит.	№ докум.	Подпись	Дата	Земляющее устройство на ПС 220 кВ НПС-26	Литера	Масса	Масштаб
Разраб.		Кузнец А.А.				у		
Проверил		Сергеев О.В.						
Т.ч.онт.		Козлов А.Н.						
Рецензент					Проектирование ПС 220 кВ НПС-26 с заходами ВЛ 220 кВ Амурская - Королит с оттайкой на ПС Бетогорск	Лист 4	Листов 6	
Н.конт.		Козлов А.Н.				АМГУ Кафедра энергетики		
Утв.		Совина Н.В.						



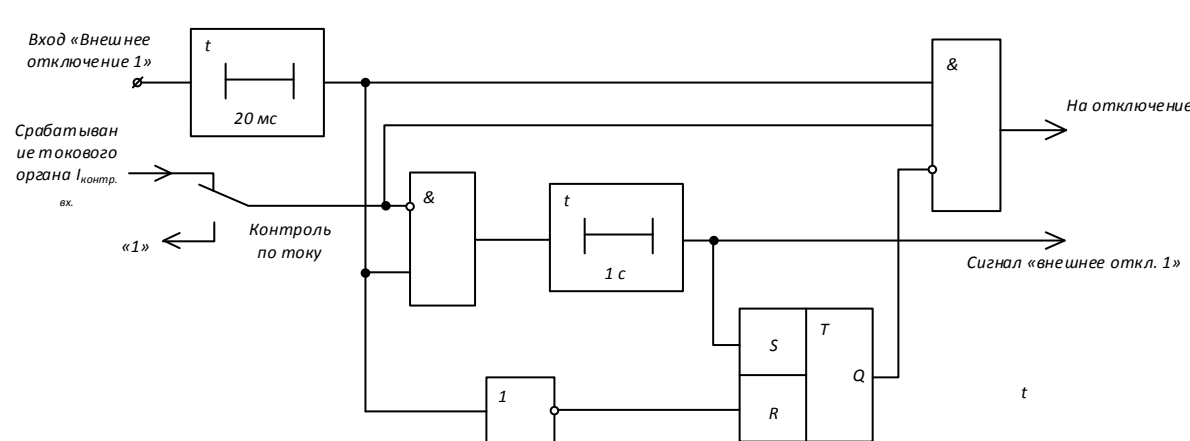
Схема подключения внешних цепей к БЭ2704 045



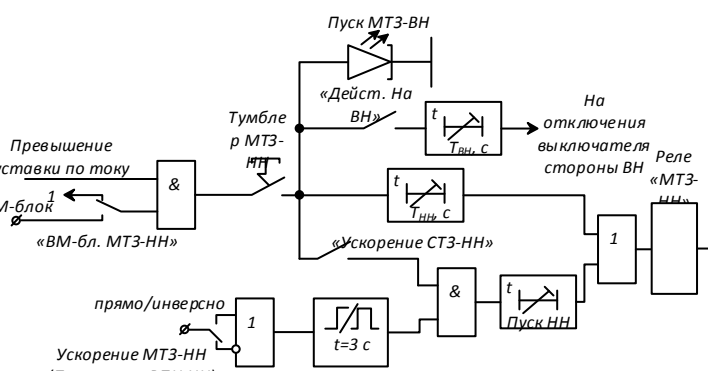
Функционально-логическая схема обработки входного сигнала «Технологическая защита» терминала БЭ2704 045



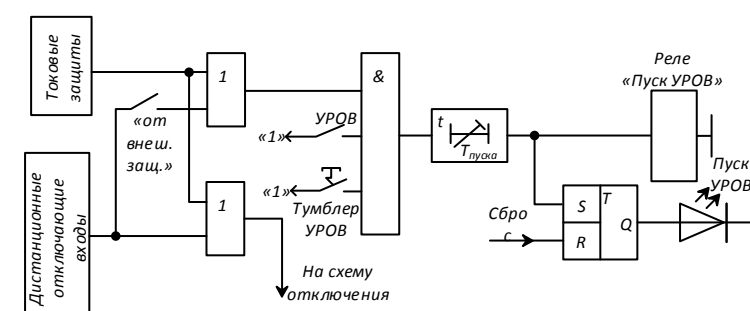
Функционально-логическая схема обработки входного сигнала «Внешнее отключение» в терминалах типа БЭ



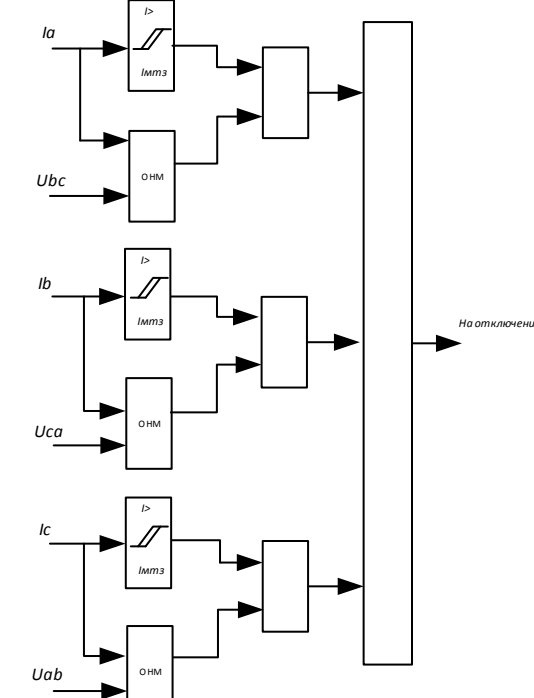
Функционально-логическая схема МТЗ НН терминала БЭ2704 045



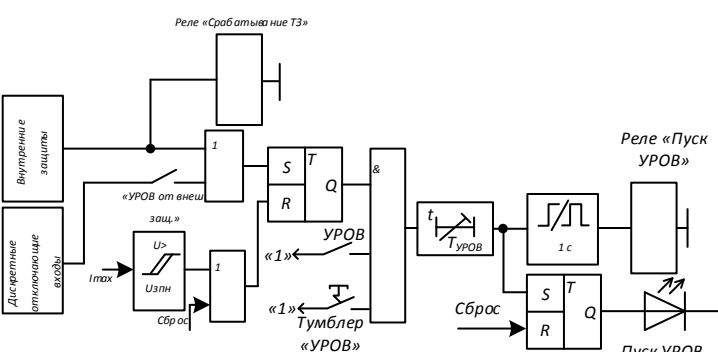
Функционально-логическая схема пуска УРОВ терминалов типа БЭ



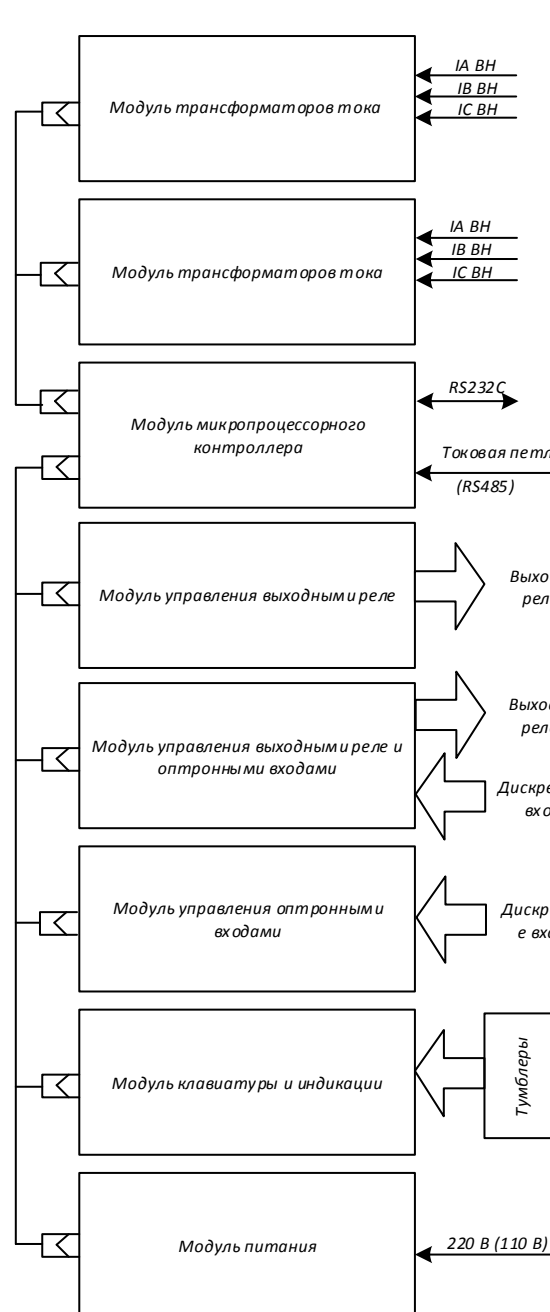
Упрощённая функциональная схема обработки сигналов ОНМ (БЭ2704 045)



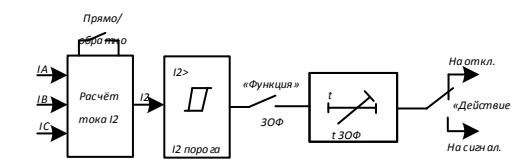
Функциональная схема пуска УРОВ терминалов типа БЭ



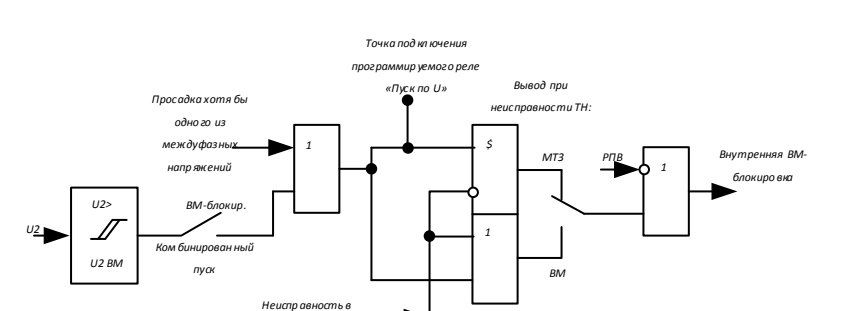
Структурная схема микропроцессорного устройства защиты



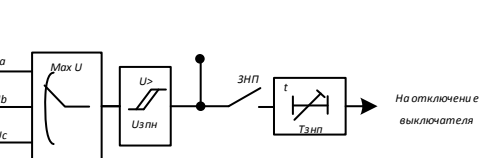
Функциональная схема защиты от обрыва фазы терминалов типа БЭ



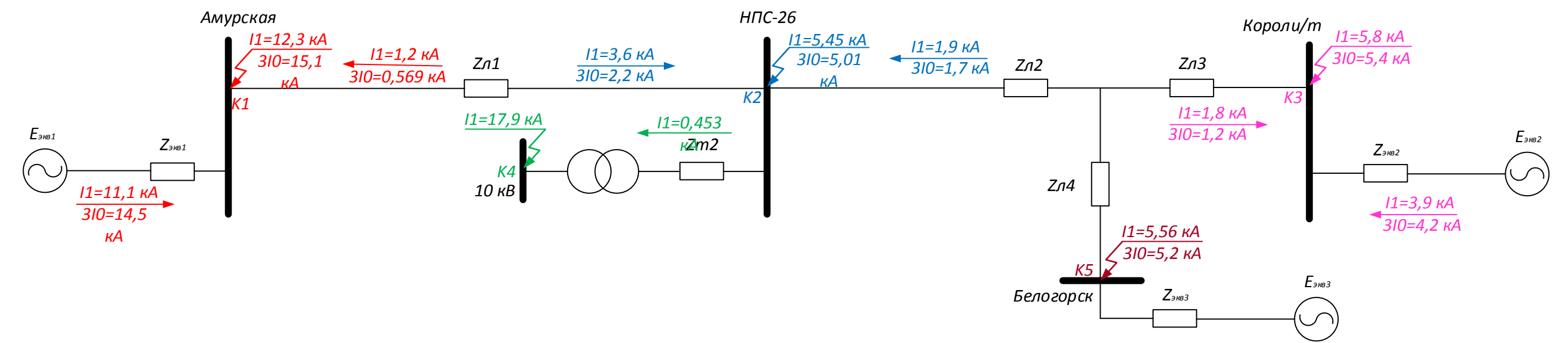
Функционально-логическая схема внутреннего пуска по напряжению ступеней МТЗ (БЭ2704 045)



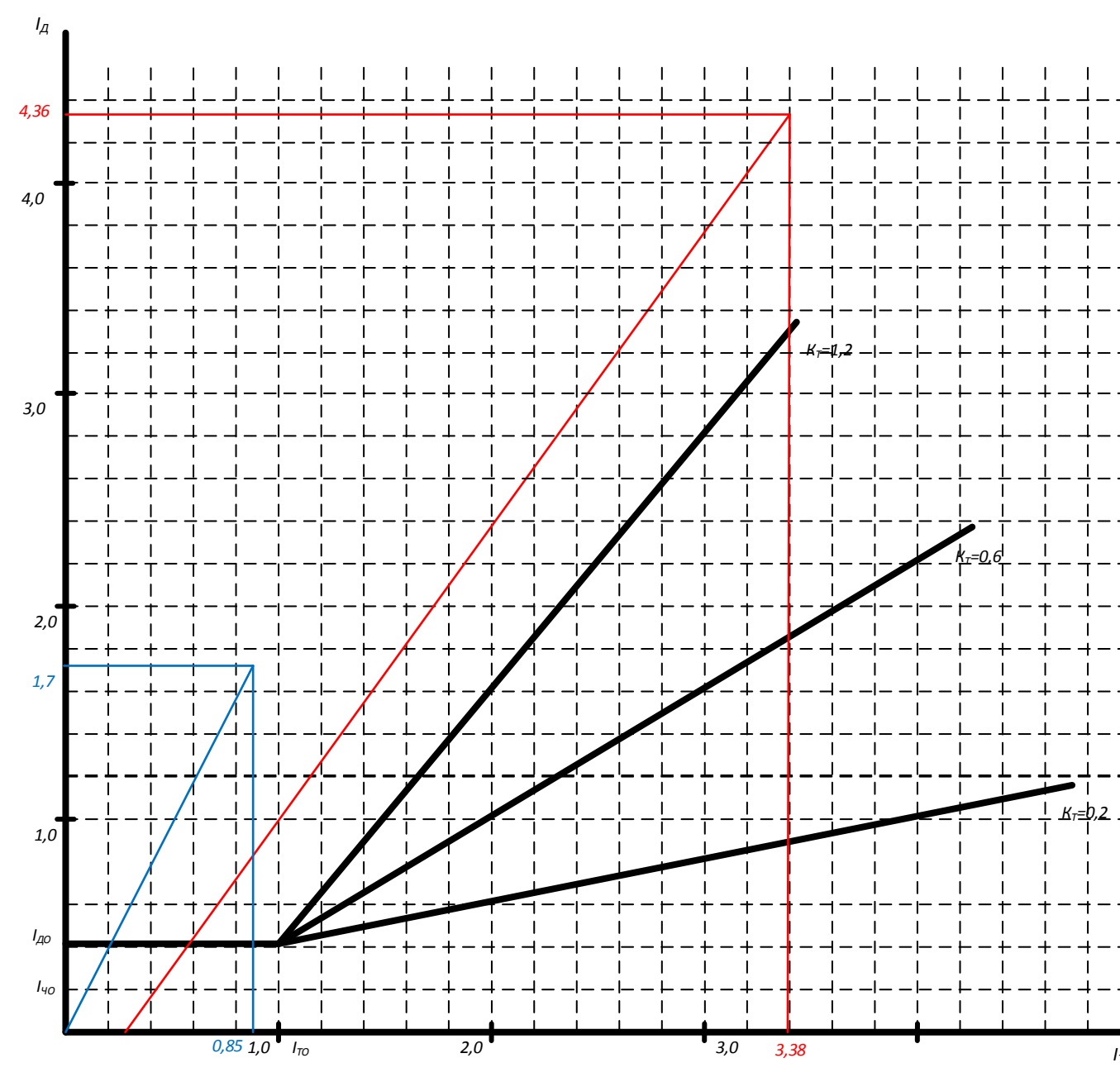
Точка подключения программируемого реле терминалов типа БЭ



Результаты расчета токов КЗ



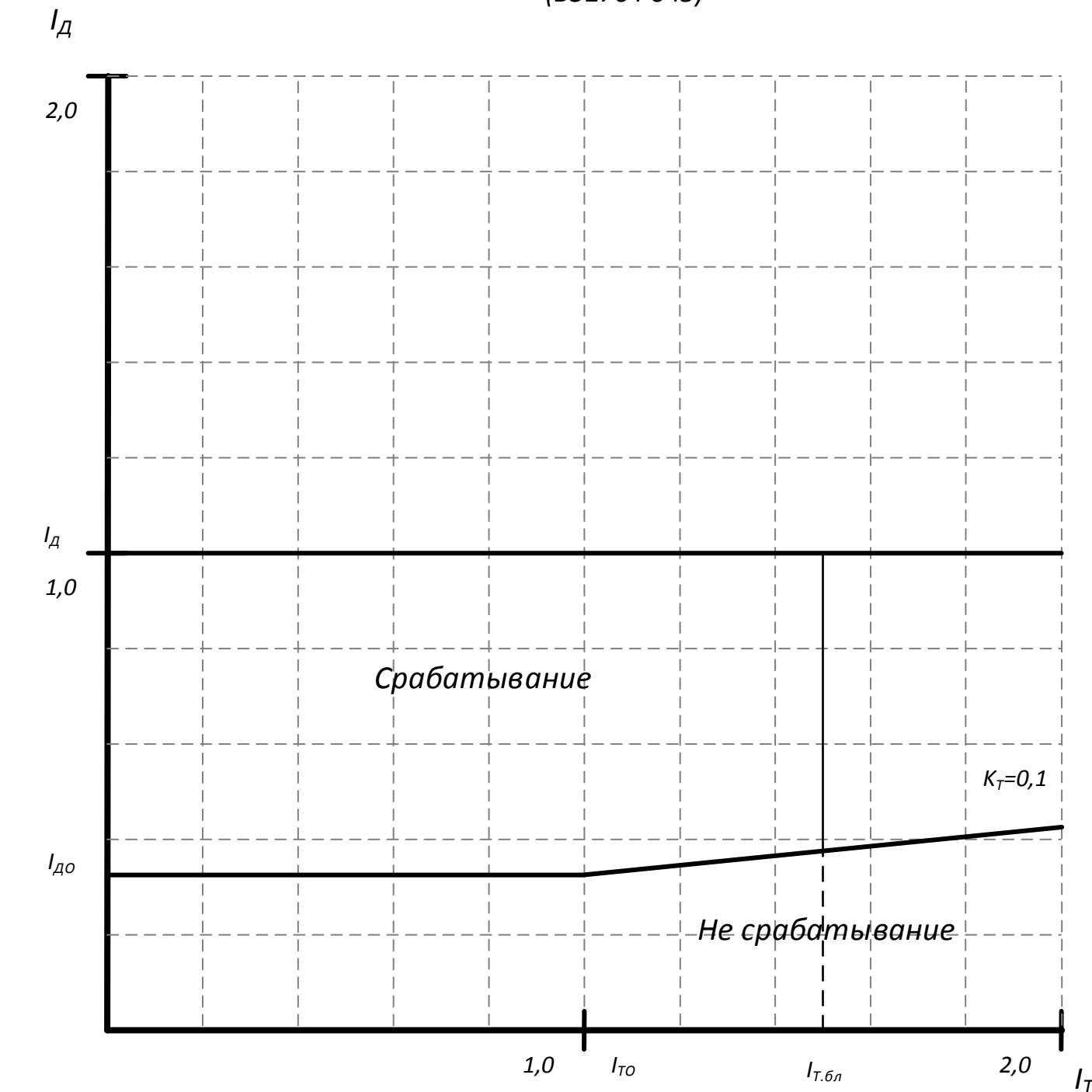
Характеристика срабатывания ДЗО (БЭ2704 051)



Результаты расчета уставок ДЗО (БЭ2704 051)

Наименование	Значение уставки	
	Первичные	Вторичные
Начальный ток срабатывания ДЗО	400 А	0,4 о.е.
Ток начала торможения	1000 А	1,0 о.е.
Коэффициент торможения	0,6 о.е.	
Ток срабатывания ДЗО при очувствлении	400 А	0,4 о.е.
Ток начала торможения ДЗО при очувствлении	1000 А	1,0 о.е.
Уставка реле контроля исправности цепей переменного тока	36 А	0,15 о.е.
Выдержка времени блокировка ДЗО при обрыве цепей тока	2,5 с	

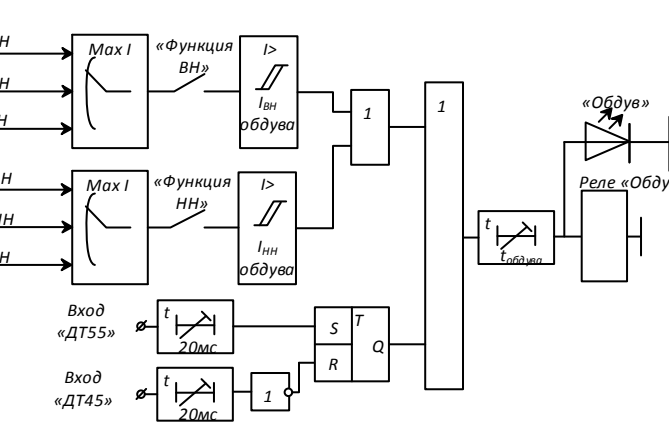
Характеристика срабатывания ДЗТ (БЭ2704 045)



Результаты расчета уставок ДЗТ (БЭ2704 045)

Наименование	Значение уставки	
	Первичные	Вторичные
Начальный ток срабатывания ДЗТ	52,5 А	0,35 о.е.
Ток начала торможения	150 А	1,0 о.е.
Ток торможения блокировки	225 А	1,5 о.е.
Коэффициент торможения	0,1 о.е.	
Уровень блокировки по 2 гармонике	15 А	0,1 о.е.
Ток срабатывания дифф. отсечки	150 А	1,0 о.е.
Ток срабатывания МТЗ ВН	84 А	2,8 А
Ток срабатывания МТЗ НН	1740 А	5,8 А
Ток срабатывания ЗП	75 А	2,5 А

Функционально-логическая схема обдува (БЭ2704 045)



ВКР.144008.130302.Сх				Литера	Масса	Масштаб
Изм.	Лит	№ докум.	Подпись	Дата		
Разраб.		Кузнец А.А.				
Проверил		Скрябин О.В.				
Т.контр.		Козлов А.Н.				
Рецензент		Козлов А.Н.				
Н.контр.		Савинов Н.В.				
Релейная защита силового трансформатора и ошиновки 220 кВ ПС 220 кВ НПС-26				Лист 6 / Листов 6		
Проектирование ПС 220 кВ НПС-26 с заходами ВЛ 220 кВ Амурская - Короли/т с отпайкой на ПС Белогорск				АМГУ Кафедра энергетики		