

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

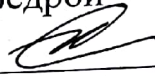
Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) образовательной программы Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

  
Н. В. Савина  
«18» 06 2018 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Модернизация устройств релейной защиты понизительного трансформатора тяговой подстанции Чалганы и линии 220 кВ Чалганы-Тыгда

Исполнитель

студент группы 442об-3(п2)

  
12.06.2018  
(подпись, дата)

А. А. Кондратьев

Руководитель


профессор, док.  
техн. наук

  
14.06.2018  
(подпись, дата)

О. В. Скрипко

Консультант


по безопасности и  
экологичности  
канд. тех. наук, доцент

  
15.06.2018  
(подпись, дата)

А. Б. Булгаков

Нормоконтроль

канд. тех. наук, доцент

  
15.06.2018  
(подпись, дата)

А. Н. Козлов

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

Зав. кафедрой

  
\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« 01 » 05 2018 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Кондратьева Андрея Алексеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Модернизация устройств релейной защиты понизительного трансформатора тяговой подстанции Чалганы и линии 220 кВ Чалганы-Тыгда

(утверждено приказом от 12.03.18 № 573-уч )

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 01.06.2018
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема амурской области, данные предоставленные при прохождении преддипломной практики.
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов)  
Георадиотехника, климат. кар. района, расчет токов КЗ, проверка осн. и оборуд., расчет уставок РЗ
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Орнаментация схемы ЛС, вид сверху станции ОРУ 220кВ, дачи КЗ
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов)  
Булгаков А. Б – консультант по части Безопасность и экологичность
7. Дата выдачи задания 01.05.2018

Руководитель выпускной квалификационной работы:

Скрипко О. В., профессор док. тех. наук  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата):

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: 85 с., 9 рисунков, 40 таблиц, 25 источников, 1 приложение, 51 формула.

НАПРЯЖЕНИЕ, ТОК, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, РЕЛЕ, НАДЕЖНОСТЬ, ЗАЩИТА, ЛИНИЯ, АВТОМАТИКА, ТРАНСФОРМАТОР

В данной выпускной квалификационной работе был разработан вариант модернизации устройств релейной защиты понизительного трансформатора и воздушной линии 220 кв. Произведен расчет токов короткого замыкания. Произведен выбор и проверка основного электрического оборудования на ПС «Чалганы». Выбрана защита силового трансформатора и воздушной линии.

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

РЗ – релейная защита

ПС – подстанция

КЗ – короткое замыкание

ВЛ – воздушная линия

РЗиА – релейная защита и автоматика

АВР – автоматический ввод резерва

УРОВ – устройство резервирования отключения выключателя

ОРУ – открытое распределительное устройство

КРУН – комплектное распределительное устройство наружной установки

ОПН – ограничитель перенапряжения

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора

МТЗ – максимальная токовая защита

ТО – токовая отсечка

ШОН – шкаф отбора напряжения

## СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	4
Введение	7
1 Характеристика района	8
2 Расчет токов короткого замыкания	9
3 Проверка основного электрического оборудования	19
3.1 Проверка выключателей	20
3.2 Проверка разъединителей	23
3.3 Проверка трансформаторов тока	23
3.4 Проверка трансформаторов напряжения	25
3.5 Проверка трансформаторов собственных нужд	28
3.6 Проверка шинных конструкций	29
3.7 Измерения и учет	34
3.8 Проверка ОПН	36
4 Релейная защита	39
4.1 Выбор устройств релейной защиты	39
5 Расчет уставок срабатывания защит	51
5.1 Уставки срабатывания АУВ и АПВ	51
5.2 Уставки срабатывания ДЗ	52
5.3 Уставки срабатывания ТНЗНП и ТО	55
5.4 Уставки срабатывания УРОВ	57
5.5 Уставки срабатывания ДФЗ	58
5.6 Уставки срабатывания ДЗТ	60
6 Сетевая автоматика	61
6.1 Автоматический ввод резерва (АВР)	61
6.2 Автоматическое повторное включение (АПВ)	61
6.3 Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ)	64

7 Молниезащита	67
8 Безопасность и экологичность	71
8.1 Безопасность проекта	71
8.2 Экологичность проекта	73
8.3 Чрезвычайные ситуации	78
Заключение	82
Библиографический список	83
Приложение А (Расчет уставок релейной защиты)	86

## ВВЕДЕНИЕ

Устройства релейной защиты являются ключевым звеном современных электроэнергетических систем, так как обеспечивают ликвидацию аварийных ситуаций путем быстрого выявления и отключения поврежденных элементов ЭЭС, а также сигнализируют о ненормальных режимах работы различного оборудования. Нормальное функционирование системы без устройств релейной защиты невозможно.

В связи общей тенденцией реконструкции и модернизации существующих подстанций требуется произвести модернизацию устройств РЗА ПС «Чалганы» и ВЛ 220 кВ Чалганы- Тыгда.

Для обеспечения надежного и безопасного электроснабжения потребителей необходимо произвести модернизацию устройств релейной защиты трансформатора ТДНТЖ-40000/220/27.5/10.

Для решения поставленной задачи были просчитаны следующие пункты: охарактеризован район проектирования, проверено основное электрическое оборудование, установленное на ПС «Чалганы», рассчитаны токи короткого замыкания, необходимые для выбора уставок релейной защиты. Описывается тип релейных защит, применяемых на понижающих трансформаторах, их назначение и выполняемые действия. Производится расчет параметров следующих защит понижающих трансформаторов: дифференциальной защиты, максимальной токовой защиты с пуском по напряжению от коротких замыканий, максимальной токовой защиты от перегрузок.

Графическая часть ВКР содержит 6 листов формата А1.

## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

Амурская область является административной единицей Российской Федерации с 2 августа 1948 года. Амурская область граничит с Республикой Саха (Якутия) на севере, с Хабаровским краем на востоке, и с Забайкальским краем на западе. Имеет внешнюю границу с Китаем на юге.

Климат Амурской области резко континентальный с муссонными чертами. ПС «Чалганы» расположена в Магдагачинском районе, который находится на северо-западной части Амурской области. Климатические условия района резко-континентальные с муссонными чертами. Муссонный характер климата выражается преобладанием ветров северо-западных направлений в зимний период и большим количеством осадков в летний сезон. Преобладает западный перенос воздушных масс, развита циклоническая деятельность. Континентальность климата выражается большими годовыми и суточными амплитудами температур воздуха. Среднегодовая норма осадков составляет 450 мм. Глубина промерзания грунтов 3,9 – 4,5 м, оттаивает полностью к началу июля. Сейсмичность района – 7 баллов. Относительная влажность воздуха — 65,2 %

Таблица 1 – Географическо-климатические характеристики.

Критерий	Характеристика
1. Температура	$T_{\text{ср.год.}} = 2,2 \text{ } ^\circ\text{C}$ , $T_{\text{min}} = -32 \text{ } ^\circ\text{C}$ , $T_{\text{max}} = 38 \text{ } ^\circ\text{C}$ ,
2. Толщина стенки гололёда	II район по толщине стенки гололёда - 5 мм
3. Характеристики грозового сезона	среднегодовая продолжительность гроз – 20-30 часов
5. Ветер	III район по ветровому давлению - 380 Па из средних: $v_{\text{max}}(\text{янв}) = 3,6 \text{ м/с}$ , $v_{\text{max}}(\text{июль}) = 3,0 \text{ м/с}$ ,



## 2 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Коротким замыканием называется всякое не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в сетях с заземленными нейтральными – также замыкание одной или нескольких фаз на землю (или на нулевой провод). [25]

При возникновении КЗ в электрической системе сопротивление цепи уменьшается, что приводит к увеличению токов в ветвях системы по сравнению с токами нормального режима. Это в свою очередь, вызывает снижение уровней напряжения в узлах, которое особенно велико вблизи места короткого замыкания.

В режиме короткого замыкания надежная работа аппаратов обеспечивается соответствием выбранных параметров устройств условиям термической и электродинамической стойкости. Следовательно, можно сказать, что расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки электрических аппаратов (выключателей, разъединителей, ошиновки, трансформаторов тока и напряжения), а также для выбора уставок срабатывания релейной защиты и автоматики.

Расчет тока КЗ при выборе и проверке электрических аппаратов не требует высокой точности результатов расчета, поэтому в данном дипломном проекте проведем расчет в приближенном приведении параметров элементов сети к одной ступени напряжения, в относительных единицах.

В трехфазных системах с заземленной нейтралью различают следующие основные виды КЗ в одной точке:

- а) трехфазное  $K^3$ ;
- б) двухфазное  $K^2$ ;
- в) однофазное  $K^1$ ;
- г) двухфазное на землю  $K^{1,1}$ , т.е. замыкание между двумя фазами с одновременным замыканием той же точки на землю.

При трехфазном КЗ все фазы электрической системы оказываются в одинаковых условиях, поэтому его называют симметричным. При других видах КЗ фазы находятся не в равных условиях, поэтому система токов и напряжений искажены. Такие к.з. называются несимметричными.

Расчёт токов короткого замыкания проводится для выбора и проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики. Наиболее часто проводится расчёт токов только трёхфазного КЗ для выбора оборудования. В редких случаях значение тока однофазного КЗ может превысить значение трёхфазного (при большом количестве заземлённых нейтралей – чем больше заземлённых нейтралей, тем больше параллельных контуров). В данном проекте количество заземлённых нейтралей незначительно и значения токов однофазного КЗ подстанций, входящих в рассматриваемую сеть меньше токов трёхфазного КЗ, в связи с чем расчёт проводим только для трёхфазного КЗ.

Расчет токов короткого замыкания с учетом действительных характеристик и действительного режима работы весьма сложен. Вместе с тем для решения задачи выбора и проверки оборудования можно ввести допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей. К таким допущениям относятся следующие:

- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются в течение всего процесса КЗ;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и независимыми от тока индуктивные сопротивления короткозамкнутой цепи;
- обычно пренебрегают активным сопротивлением к.з., если отношение  $X/R$  более 3. Однако активное сопротивление необходимо учитывать при определении постоянной времени затухания апериодической составляющей тока к.з.;
- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;

не учитывают емкости проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;

- считают, что трехфазная система является симметричной;
- влияние нагрузки на ток КЗ не учитывают;
- при вычислении ток КЗ обычно пренебрегают активным сопротивлением сети [13].

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

В качестве исходных данных берем значение токов КЗ на шинах подстанции 220 кВ «Чалганы» и номинальную мощность трансформатора.

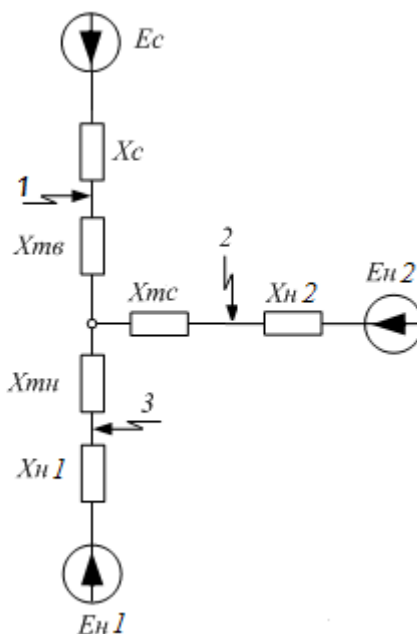


Рисунок 1 – Схема замещения.

Проводим расчет тока КЗ для точки К1.

При расчете токов КЗ принято значение расчетного тока трехфазного короткого замыкания на шинах 220 кВ ПС «Чалганы» 6 кА. Расчет проводится приближенным методом с использованием относительных единиц.

Принимаем базисные условия: [1]:

- 1) базисная мощность  $S_b = 100$  (МВА),
- 2) базисное напряжение на стороне 220 (кВ)  $U_{b220} = 220$ ,
- 3) базисное напряжение на стороне 27,5 (кВ)  $U_{b27,5} = 27,5$
- 4) базисное напряжение на стороне 10 (кВ)  $U_{b10} = 10$ .
- 5) ЭДС и сопротивление нагрузки соответственно равны 0,85 и 0,35 (о.е.)

Базисный ток на стороне высокого и низкого напряжения рассчитываем по соответствующей формуле (кА):

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} \cdot U_b} \quad (1)$$

где  $I_b$ ,  $U_b$  – базисные ток и напряжение на одной ступени номинального напряжения;

$$I_{b220} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,262 \text{ (кА)}$$

$$I_{b27,5} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 2,099 \text{ (кА)}$$

$$I_{b10} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,773 \text{ (кА)}$$

Определяем индуктивные сопротивления элементов в относительных единицах приведенные к базисным условиям (о.е.) [8]:

Сопротивление энергосистемы определяется по формуле:

$$X_c = \frac{S_b}{\sqrt{3} \cdot U \cdot S_c} \quad (2)$$

$$X_c = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 8,3} = 0,03 \text{ (о.е.)}$$

где  $S_c$  – мощность короткого замыкания на шинах 220 кВ ПС «Чалганы»

Определяем сопротивления обмоток понизительного трансформатора(о.е.):

$$X_{TB} = 0,005 \cdot (u_{K\%bc} + u_{K\%bn} - u_{K\%cn}) \cdot \frac{S_b}{S_{ном}} \quad (3)$$

$$X_{TB} = 0,005 \cdot (35 + 11 - 22) \cdot \frac{100}{40} = 0,190 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{TH} = 0,005 \cdot (-u_{K\%BC} + u_{K\%BH} + u_{K\%CH}) \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ}} \quad (4)$$

$$X_{TH} = 0,005 \cdot (35 + 22 - 11) \cdot \frac{100}{63} = 0,365 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{TC} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} - u_{K\%BH} + u_{K\%CH}) \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ}} \quad (5)$$

$$X_{TC} = 0,005 \cdot (11 + 22 - 35) \cdot \frac{100}{63} = 0 \text{ (о.е.)}$$

где  $u_{K\%}$ , – напряжение короткого замыкания трансформатора соответствующих обмоток трансформатора (%)

Сопротивление нагрузки (в режиме зимнего максимума) (о.е.):

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_{\delta}}{S_H} \quad (6)$$

где  $S_H$  – мощность нагрузки (МВА)

$$X_{H1} = 0,35 \cdot \frac{S_{\delta}}{S_H} = 0,35 \cdot \frac{100}{21,3} = 1,64 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{H2} = 0,35 \cdot \frac{S_{\delta}}{S_H} = 0,35 \cdot \frac{100}{16,2} = 2,16 \text{ (о.е.)}$$

Последовательное преобразование схемы замещения показано на рисунках 2, 3:

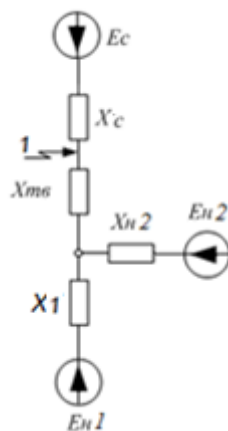


Рисунок 2 – Преобразование схемы замещения

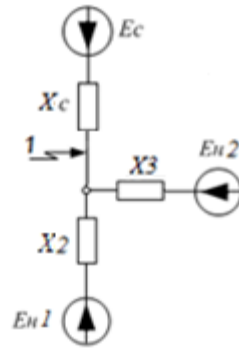


Рисунок 3 – Преобразование схемы замещения

Проводим расчет сопротивлений при данном преобразовании:

$$X_1 = X_{H1} + X_{TB} = 1,64 + 0,365 = 2,005 \text{ (о.е.)}$$

$$X_2 = X_1 + X_{TB} + \frac{X_1 + X_{TB}}{X_{H2}} = 2,005 + 0,19 + \frac{2,005 + 0,19}{2,16} = 3,211 \text{ (о.е.)}$$

$$X_3 = X_{H2} + X_{TB} + \frac{X_{H2} + X_{TB}}{X_1} = 2,16 + 0,19 + \frac{2,16 + 0,19}{2,005} = 3,52 \text{ (о.е.)}$$

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ для каждой ветви определяется по формуле:

$$I_{noi} = \frac{E_i}{X_i} \cdot I_{6U_i} \text{ (кА)} \quad (7)$$

$$I_{noc} = \frac{E_c}{X_c} \cdot I_{6220} = \frac{1}{0,03} \cdot 0,262 = 8,73 \text{ (кА)}$$

$$I_{noH1} = \frac{E_{H1}}{X_2} \cdot I_{627,5} = \frac{0,85}{3,211} \cdot 2,099 = 0,556 \text{ (кА)}$$

$$I_{noH2} = \frac{E_{H2}}{X_3} \cdot I_{610} = \frac{0,85}{3,52} \cdot 5,773 = 1,394 \text{ (кА)}$$

$$I_{no\Sigma} = 8,73 + 0,556 + 1,394 = 10,68 \text{ (кА)}$$

Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания равно амплитуде периодической составляющей ток КЗ в начальный момент КЗ:

$$I_a = \sqrt{2} \cdot I_{noi} \quad (8)$$

где  $I_a$  – аperiodическая составляющая тока короткого замыкания (кА)

$I_{no}$  – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени (кА)

Определяем значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания на примере первой точки:

$$I_{a\Sigma} = \sqrt{2} \cdot I_{no\Sigma} = \sqrt{2} \cdot 10,68 = 15,1 \text{ (кА)}$$

Значение ударного тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{y0} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{Ta}} \right) \quad (9)$$

$Ta$  – постоянная времени.

Постоянная времени определяется по следующей формуле [1]:

$$Ta = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p} \quad (10)$$

где  $X_p$  – результирующее индуктивное сопротивление до точки короткого замыкания (о.е.);

$R_p$  – результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания (о.е.);

$\omega$  – угловая частота (314 рад/сек).

Результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания определяется аналогично индуктивному сопротивлению.

Определяем постоянную времени для каждой ветви:

$$Ta_c = 0,04 \text{ с (для 220 кВ)}$$

$$Ta_{H1} = 0,02 \text{ с (для 27,5 кВ)}$$

$$Ta_{H2} = 0,02 \text{ с (для 10 кВ)}$$

Определяем значение ударного тока короткого замыкания каждой ветви:

$$I_{y0c} = \sqrt{2} \cdot 8,73 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,04}} \right) = 9,519 \text{ (кА)}$$

$$I_{y\partial H1} = \sqrt{2} \cdot 1.394 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0.01}{0.02}} \right) = 5,272 \text{ (кА)}$$

$$I_{y\partial H1} = \sqrt{2} \cdot 0,556 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0.01}{0.02}} \right) = 0,261 \text{ (кА)}$$

$$I_{y\partial \Sigma} = 9,519 + 5,272 + 0,261 = 15,052 \text{ (кА)}$$

Аналогично проводится расчет токов короткого замыкания для точки 2 и 3 результаты расчета сводятся в таблицу 2:

Таблица 2 – Результаты расчета токов короткого замыкания

	Uном, кВ	$I_{\text{по}}^{(3)}$ , кА	$i_{\text{уд}}$ , кА	$i_{\text{ат}}$ , кА
К1	220	6,237	15,052	8,82
К2	27.5	5,043	11,695	7,132
К3	10	4,862	11,09	6,856

Полученные данные будут использованы в расчетах при проверке основного электротехнического оборудования на ПС Чалганы.

Также необходимо рассчитать подтекающие токи КЗ для участка сети: «Чалганы – Тыгда» для того, чтобы рассчитать уставки срабатывания защит, а также проверить их чувствительность.

В качестве исходных данных мы используем значения суммарного трёхфазного и однофазного тока короткого замыкания на шинах ПС Чалганы, , также нам необходимо знать сопротивление линий данного участка сети. Все необходимые исходные данные для расчета токов КЗ занесены в таблицу 2:



Таблица 3 – Исходные данные для расчета токов КЗ

ПС	U <sub>ном</sub> , кВ	$I_{КЗ}^{(3)}$ , кА	$3I_0$ , кА
Чалганы	220	6	6,2
Тыгда	220	5,6	5,8

Для участка «Чалганы» – «Тыгда» со стороны ПС Тыгда.

Для того, чтобы рассчитать подтекающие токи, нам необходимо знать сопротивление линии, а также эквивалентное сопротивление короткого замыкания.

На участке «Чалганы» – «Тыгда» используется провод марки АС 300/39, зная удельное сопротивление данного провода, а также зная длину пролета линии, можем определить полное сопротивление линии интересующего нас участка:

$$Z_{л1} = Z_0 \cdot l = 0,44 \cdot 77,7 = 34,18 \text{ Ом («Чалганы» – «Тыгда»);} \quad (11)$$

$$Z_{э\text{кв}} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ}^{(3)}} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot 8,3} = 22,68 \text{ Ом.} \quad (12)$$

Зная все необходимые данные, можем приступить к расчету подтекающих токов короткого замыкания.

Ток в К2 с учетом  $Z_{л1}$  равен:

$$I_{К2}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{э\text{кв}} + Z_{л1})} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (22,68 + 34,18)} = 2,24 \text{ кА} \quad (13)$$

Тогда подтекающие токи к ПС «Тыгда» и ПС «Чалганы» равны:

$$I_{ЧАЛ-ТЫГ}^{(3)} = I_{КЗ(ЧАЛ)}^{(3)} - I_{К2}^{(3)} = 8,3 - 2,24 = 6,06 \text{ кА} \quad (14)$$

$$I_{ТЫГ-ЧАЛ}^{(3)} = I_{КЗ(ТЫГ)}^{(3)} - I_{К2}^{(3)} = 5,6 - 2,24 = 3,36 \text{ кА}$$

$$I_{К2}^{(0)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{э\text{кв}} + 3Z_{л1})} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (22,68 + 102,54)} = 1,01 \text{ кА}$$

$$I_{ЧАЛ-ТЫГ}^{(0)} = I_{КЗ(ЧАЛ)}^{(0)} - I_{К2}^{(0)} = 8,4 - 1,01 = 7,39 \text{ кА}$$

$$I_{\text{ТБГ-ЧАЛ}}^{(0)} = I_{\text{КЗ(ТБГ)}}^{(0)} - I_{\text{к2}}^{(0)} = 5,8 - 1,01 = 4,79 \text{ кА}$$

### 3 ПРОВЕРКА ОСНОВНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Распределительные устройства 220, 27.5 кВ на ПС «Чалганы» выполнены открытыми (ОРУ), а распределительное устройство 10 кВ выполнено закрытым (ЗРУ).

ОРУ 220 кВ выполнено по схеме – мостик с выключателями типа HGF1014-252-31,5/2000 и 2 х ЗФР1DT-245/ЕК-220-50/4000 (линейный и секционный) и разъединителями типа РГН.2-220.

ОРУ 27.5 кВ выполнено по схеме две рабочих и обходная системы шин с выключателями типа ЛТВ 145D1/В, от ОРУ отходят две ВЛ 110 кВ.

Закрытое распределительное устройство 10 кВ выполнено по схеме одна секционированная выключателем система шин, с девятью отходящими присоединениями.

Сборные шины выполнены алюминиевыми трубами, закрепленными на блоках опорных изоляторов. Спуски к оборудованию и перемычки выполнены сталеалюминевым проводом АС-300/39.

Ограничители перенапряжений 220 кВ для защиты обмоток трансформатора установлены на существующие железобетонные стойки.

На территории ПС кабели прокладываются в наземных лотках из сборного железобетона.

Защита оборудования и ошиновки от прямых ударов молнии выполняется существующими молниеотводами, установленными на прожекторной мачте и порталах.

Освещение оборудования подстанции осуществляется существующими прожекторами. Для защиты персонала от поражения электрическим током вокруг, вновь устанавливаемого, оборудования прокладывается выравнивающий контур, который присоединяется к существующему контуру заземления. Присоединение выполняется сталью полосовой сечением 40 х 5 мм.

Установленное высоковольтное оборудование проверяется по следующим параметрам:

- максимальному длительному току в нормальных, послеаварийных и ремонтных режимах, с учетом перегрузочной способности оборудования;
- номинальному напряжению;
- отключающей способности оборудования;
- термической и электродинамической стойкости к токам короткого замыкания;

### 3.1 Проверка выключателей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока.

Выбор выключателя производится по следующим параметрам:

- напряжению:  $U_{ном} \geq U_{сети.ном}$ ;
- длительному току :  $I_{ном} \geq I_{расч}$ ;

Проверку выключателей следует производить на симметричный ток отключения по условию:  $I_{откл.ном} \geq I_{пт}$ .

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном} / 100 \geq i_a \quad (15)$$

где  $i_{a.ном}$  – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе;

$\beta_{норм}$  – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %;

$i_a$  – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов [6].

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_{вкл} \geq i_{уд} \quad (16)$$

$$I_{вкл} \geq I_{ПО} \quad (17)$$

где  $i_{вкл}$  – наибольший пик тока включения (по каталогу);

$i_{уд}$  – ударный ток КЗ в цепи выключателя;

$I_{вкл}$  – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей);

$I_{по}$  – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд} \quad (18)$$

$$I_{пр.скв} \geq I_{по} \quad (19)$$

где  $i_{пр.скв}$  – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

$I_{пр.скв}$  – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ (по каталогу).

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к} \quad (20)$$

где  $I_{тер}$  – ток термической стойкости по каталогу;

$t_{тер}$  – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу;

$B_{к}$  – тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля) по расчету,  $кА^2 \cdot с$ :

$$B_{к} = I_{по}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (21)$$

где  $t_{откл}$  – расчетная продолжительность КЗ;

$T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

Таким образом, на ОРУ 220 кВ проверяем установленный выключатель выключатель HGF1014-252-31,5-2000, на ОРУ 27,5 кВ выключатель LTB 145D1/B, а на водных ячейках ЗРУ – 10 кВ устанавливаем выключатели типа LF-2 с номинальным током 2000 А.

Результаты выбора выключателя сведены в таблице 4.

Таблица 4 – Условия выбора и проверки выключателей

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
<b>Выключатели 220 кВ</b>		
$U_H = 245 \text{ кВ}$	$U_P = 230 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{p\max} = 297 \text{ А}$	$I_H \geq I_{p\max}$
$i_{скв} = 40 \text{ кА}$	$i_{уд} = 15,052 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.} = 219,15 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 6,237 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{откл} = 170 \text{ кА}$	$I_{пт} = 6,237 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{пт}$
$i_{а.ном} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{ат} = 8,82 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$
<b>Выключатели 27,5 кВ</b>		
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_P = 35 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_{p\max} = 219,3 \text{ А}$	$I_H \geq I_{p\max}$
$i_{скв} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,695 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.ном} = 918 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.} = 53,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 5,043 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{пт} = 5,043 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{пт}$
$i_{а.ном} = 28,3 \text{ кА}$	$i_{ат} = 7,132 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$
<b>Выключатели 10 кВ</b>		
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{p\max} = 141,2 \text{ А}$	$I_H \geq I_{p\max}$
$i_{скв} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,09 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.} = 44,18 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 4,86 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{пт} = 4,86 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{пт}$
$i_{а.ном} = 29,04 \text{ кА}$	$i_{ат} = 6,856 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

Все выключатели удовлетворяют условиям проверки.

### 3.2 Проверка разъединителей

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под нагрузкой. Для управления разъединителями из диспетчерского пункта установим на них приводы, позволяющие управлять как главными, так и заземляющими ножами.

На РУ 220 кВ установлен разъединитель марки РГН.2-220, а на РУ 110 кВ - РНДЗ-110/2000 ХЛ1.

Таблица 5 – Каталожные и расчетные данные разъединителей.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
РГН.2-220		
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1250 \text{ А}$	$I_p = 297 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 15,052 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 219,15 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
РНДЗ-35/2000 ХЛ1		
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_p = 219,3 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 11,695 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 53,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

Как видно из таблицы, разъединитель соответствует данным условиям и успешно проходит проверку.

### 3.3 Проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока – это электрическое устройство предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для

отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения [19].

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи.

Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту).

ТТ выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ.

Прежде чем приступить к выбору трансформатора тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включённых во вторичную цепь, иметь данные о длине и типе измерительного (контрольного) кабеля и сопротивлении контактов, для обеспечения заданного класса точности.

Таблица 6 – Мощность, потребляемая приборами контроля и учета.

№	Прибор	Нагрузка на фазу, ВА			Тип прибора
		А	В	С	
1	Амперметр	0,5	0,5	0,5	СА3020-5
2	Ваттметр	0,5	0,5	0,5	СР3020
3	Варметр	0,5	0,5	0,5	СР3020
3	Счетчик ватт часов	0,1	0,1	0,1	ЕС7020
4	Счетчик вольт ампер реактивный часов	0,1	0,1	0,1	RD-31
Итого		1,7	1,7	1,7	

Для того, чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо выполнение условия:



$$Z_{2НОМ} \geq Z_{\text{приб}} + Z_{\text{пров}} + Z_{\text{к}} \quad (22)$$

где  $Z_{\text{к}} = 0,1$  Ом – сопротивление переходных контактов;

$Z_{\text{приб}}$  – сумма сопротивлений последовательно включенных обмоток приборов;

$Z_{\text{пров}}$  – сопротивление соединительных проводов, Ом;

$$Z_{\text{приб}} = \frac{\sum S}{I_{\text{н}}^2} \quad (23)$$

где  $\sum S$  – суммарная мощность, потребляемая приборами в самой нагруженной фазе, В·А;

$I_{\text{н}} = 5$  А – номинальный вторичный ток трансформатора тока.

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

Зная  $Z_{\text{приб}}$  можно определить сечение соединительных проводов по выражению:

$$Z_{\text{пров}} = Z_{\text{ном2}} - Z_{\text{к}} - Z_{\text{приб}} \quad (24)$$

$$Z_{\text{пров}} = 2 - 0,1 - 0,068 = 1,832 \text{ Ом}$$

Выберем сечение провода:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{РАСЧ.}}}{Z_{\text{пров}}} \quad (25)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала провода. Для проводов с алюминиевыми жилами 0,0289 Ом/км;

$l_{\text{РАСЧ.}}$  – длина соединительных проводов от трансформатора тока до приборов в один конец, принимается равным 80 м, для 27,5 кВ.

$$S = \frac{0,0289 \cdot 80}{1,832} = 1,26 \text{ мм}^2.$$

Принимаем алюминиевый кабель со стандартным сечением 4 мм<sup>2</sup>.

Выберем трансформатор тока для подключения приборов контроля и учета на шинах 220 и 27,5 кВ ТРГ – 220 УХЛ1 и ТРГ – 110 УХЛ1 соответственно.

Таблица 7 – Проверка трансформаторов тока.

№	Условия выбора	Справочные данные	Расчетные данные
ТРТ – 220 УХЛ1			
1	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{сети} = 220 \text{ кВ}$
2	$I_{Рмах} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{Рмах} = 297 \text{ А}$
3	$i_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 15,05 \text{ кА}$
4	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k = 219,15 \text{ кА}^2 \text{ с}$
ТРТ – 35 УХЛ1			
1	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ}$
2	$I_{Рмах} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 600 \text{ А}$	$I_{Рмах} = 219,3 \text{ А}$
3	$i_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,695 \text{ кА}$
4	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 1600 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k = 53,8 \text{ кА}^2 \text{ с}$

На основании таблицы, делаем вывод, что выбранные ТТ проходят все условия проверки.

### 3.4 Проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток напряжения приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики. Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения от первичных цепей до стандартного значения 100 или  $100/\sqrt{3}$  В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения [23].

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- По напряжению сети;

- По конструкции и схеме соединения обмоток;
- По классу точности;
- По вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{НОМ}} \quad (26)$$

где  $S_{2\text{НОМ}}$  – номинальная мощность в выбранном классе точности, В·А;

$S_{2\Sigma}$  – суммарная нагрузка всех измерительных приборов, подключенных к данному трансформатору напряжения, В·А.

Таблица 8 – Мощность приборов, подключаемых к трансформаторам напряжения 220 и 27,5 кВ.

Прибор	Тип прибора	$S_{\text{приб}}$ , ВА	Число приборов	$S_{\text{общ}}$ , МВА
Варметр	СР3021	5	1	5
Вольтметр	СВ3021	5	1	5
Ваттметр	СР3021	5	1	5
Счетчик ватт часов	ЕС7020	1	5	5
Счетчик вольт ампер часов реактивный	RD-31	5	5	5
ИТОГО:				30

Таблица 9 – Проверка ТН.

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
НАМИ 220		
Класс точности	0,5	0,5
$U_{\text{НОМ1}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{СН}}$	$U_{\text{СН}} = 220 \text{ кВ}$
$S_{2\text{НОМ}} = 1200 \text{ ВА}$	$S_{2\text{НОМ}} \geq S_{2\text{р}}$	$S_{2\Sigma} = 30 \text{ ВА}$
НАМИ 27.5		
Класс точности	0,5	0,5
$U_{\text{НОМ1}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{СН}}$	$U_{\text{СН}} = 27,5 \text{ кВ}$
$S_{2\text{НОМ}} = 120 \text{ ВА}$	$S_{2\text{НОМ}} \geq S_{2\text{р}}$	$S_{2\Sigma} = 30 \text{ ВА}$

Для защиты трансформаторов напряжения применяем высоковольтные предохранители ПKN 001-35 У3 (П - предохранитель; К — с кварцевым наполнителем; Н — для трансформаторов напряжения; 0 — однополюсный, без цоколя и без указателя срабатывания; 01 — конструктивное исполнение контакта; 10 — номинальное напряжение в киловольтах; У — климатическое исполнение; 3 — категория размещения) [3].

### 3.5 Проверка трансформаторов собственных нужд

В состав потребителей собственных (СН) нужд подстанции входят электродвигатели обдува трансформаторов, обогрев приводов коммутационной аппаратуры, шкафов комплектных распределительных устройств (КРУН), приборов учета, а также освещение подстанции. Наиболее ответственными потребителями СН подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение.

Собственные нужды подстанции относятся к потребителям первой категории и должны обеспечиваться питанием от двух взаимно резервируемых источников, данное требование обеспечивается за счет питания от двух взаиморезервирующих силовых трансформаторов и применения I и II секций шин. Мощность каждого трансформатора собственных нужд должна быть не более 630 кВА для ПС 220 кВ.

Таблица 10 – Нагрузка трансформаторов собственных нужд:

Вид потребления	Установленная мощность		cos φ	Нагрузка	
	кВт*п	Всего		Р <sub>уст</sub> , кВт	Q <sub>уст</sub> , квар
Охлаждение ТДТНЖ - 40000/220	10,3*2	20,6	0,85	20,6	11,46
Подогрев HGF- 1014	15,8*2	31,6	1	31,6	-

Подогрев ЛТВ145	0,8*3	2,4	1	2,4	-
Подогрев КРУ	-	10	1	10	-
Освещение и вентиляция КРУ	-	7	1	7	-
Отопление и освещение ДП	-	80	1	80	-
Освещение ОРУ	-	10	1	10	-
Прочие	-	46	1	46	-
ИТОГО				183,3	11,46

Расчетная мощность нагрузки СН :

$$S_{РАСЧ} = K_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \quad (27)$$

$$S_{РАСЧ} = 0,8 \cdot \sqrt{183,3^2 + 11,46^2} = 146,9 \text{ кВА.}$$

Расчетную мощность ТСН определяем по формуле:

$$S_p = \frac{S_{РАСЧ}}{K_{II}}, \quad (28)$$

где  $S_p$  - расчетная мощность ТСН;

$K_{II} = 1,4$  – коэффициент допустимой перегрузки трансформатора.

$$S_p = \frac{146,9}{1,4} = 104,9 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

На ПС устанавливаются два трансформатора собственных нужд (СН) напряжением 6/0,4 кВ мощностью по 100 кВА типа ТСЗ-100-6/0,4.

### 3.6 Проверка шинных конструкций

Основное электрическое оборудование ПС и аппараты в основных электрических цепях соединяются между собой проводниками разного типа, которые образуют токоведущие части электрической установки.

В открытой части подстанции (РУ 220 кВ, 27,5 кВ) применяем провода АС.

Выбор жестких шин.

Согласно ПУЭ, сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах ОРУ по экономической плотности тока не выбираются; выбор сечения шин производится по нагреву (допустимому току).

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}, \quad (29)$$

где  $I_{\max}$  - расчетный ток утяжеленного режима для электроустановки, А;

$I_{\text{доп}}$  - допустимый ток для шины выбранного сечения с учетом поправки при расположении шин плашмя, А.

Далее жесткие шины проверяют на термическую стойкость при коротких замыканиях по выражению:

$$q \geq \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (30)$$

где  $q$  - выбранное сечение, мм<sup>2</sup>;

$B_k$  - тепловой импульс тока короткого замыкания;

$C = 91$  - расчетный коэффициент для алюминиевых шин.

Проверка шин на электродинамическую стойкость: шинная конструкция считается электродинамически стойкой, если максимальное расчетное напряжение в материале шин  $\sigma_{\text{расч}}$  и максимальные расчетные нагрузки на изоляторы  $F_{\text{расч}}$  не превосходят допустимых значений, т. е.

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}; \quad (31)$$

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}, \quad (32)$$

где  $\sigma_{\text{доп}}$ ,  $F_{\text{доп}}$  - допустимые напряжение в материале и нагрузка на изолятор.

Согласно ПУЭ допустимое напряжение  $\sigma_{\text{доп}}$  принимается равным 70% временного сопротивления разрыву (предела прочности) материала шин  $\sigma_B$ , т. е.

$$\sigma_{\text{доп}} = 0,7\sigma_B. \quad (33)$$

Допустимая нагрузка на изолятор  $F_{\text{доп}}$  принимается равной 60% от минимальной разрушающей нагрузки  $F_{\text{разр}}$ , приложенной к головке изолятора, т. е.

$$F_{\text{доп}} = 0,6F_{\text{разр}}. \quad (34)$$

Если центр масс поперечного сечения шины удален от вершины опорного изолятора допустимая нагрузка при изгибе изолятора должна быть уменьшена в соответствии с формулой

$$F_{\text{доп}} = 0,6F_{\text{разр}}N/(h+N), \quad (35)$$

где  $h$  - расстояние от вершины изолятора до центра масс поперечного сечения шины;

$N$  - расстояние от головки изолятора до опасного сечения (сечения, где наиболее вероятна поломка) изолятора.

Жесткие шины, укрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, находящуюся под воздействием электродинамических сил. В такой системе возникают колебания, частота которых зависит от массы и жесткости конструкций. Электродинамические силы, возникающие при коротком замыкании, имеют составляющие, которые изменяются с частотой 50 и 100 Гц. Если собственные частоты колебательной системы шины-изоляторы совпадут с этими значениями, то нагрузки на шины и изоляторы возрастут. Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникает.

Частоту собственных колебаний для алюминиевых шин можно определить как:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (36)$$

где  $l$  - длина пролета между изоляторами, м;

$J$  - момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей шины, см<sup>4</sup>;

$q$  - поперечное сечение шины, см<sup>2</sup>.

Изменяя длину пролета и форму сечения шин, добиваются того, чтобы механический резонанс был исключен, то есть  $f_0 > 200$  Гц.

Механический расчет однополосных шин:

Определяется наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании, Н/м:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot i_{уд}^2 / a, \quad (37)$$

где  $i_{уд}$  - ударный ток короткого замыкания, А;

$a$  - расстояние между фазами, м.

Находится напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W}, \quad (38)$$

где  $l$  - длина пролета между опорными изоляторами шинной конструкции, м;

$W$  - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см<sup>3</sup>.

Полученное значение напряжения в материале шин сравнивается с допустимым.

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах. Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по номинальному напряжению и допустимой нагрузке. Проходные изоляторы кроме этого выбираются по номинальному току ( $I_{max} \leq I_{доп}$ ).

Выбор гибких шин:

- проверка сечения на нагрев проводится по допустимому току ;



-проверка на термическое действие тока КЗ не производится, т.к ошиновка выполнена голыми проводами на открытом воздухе;

- проверка на электродинамическое действие токов короткого замыкания (на схлестывание) не производится, так как токи к.з. для ОРУ 27,5 и 220 кВ меньше 20 кА;

- проверка по условию короны: необходима для гибких проводников ОРУ при напряжении 27,5 кВ и выше.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см,

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (39)$$

где  $m$  – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода

( для многопроволочных проводов  $m=0,82$ );

$r_0$  – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (40)$$

где  $U$  – линейное напряжение, кВ;

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

При горизонтальном расположении фаз:

$$D - p = 1,26 \cdot D, \quad (41)$$

где  $D$  – расстояние между соседними фазами, см.

Провода не будут коронировать если выполняется условие

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0. \quad (42)$$

Токоведущие части от сборных шин до вводов 220 кВ трансформаторов (автотрансформаторов) выбираем по допустимому току при максимальной нагрузке:

$$I_{\max} = 297 \text{ A.}$$

Принимаем провод АС-240/32, имеющий следующие параметры:  
радиус провода  $r_0 = 1,08 \text{ см}$ ,  $I_{\text{доп}} = 605 \text{ A} > I_{\max} = 330 \text{ A}$ .

Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами  $D=700 \text{ см}$ .

Проверка по условиям коронирования.

Начальная критическая напряженность электрического поля, кВ/см

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}} \right) = 31,9 \text{ кВ/см.}$$

Среднее геометрическое расстояние между проводами фаз

$$D_{\text{CP}} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 700 = 882 \text{ см.}$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{CP}}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 220}{1,08 \cdot \lg \frac{882}{1,08}} = 10,75 \text{ кВ/см.}$$

Условие проверки:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0,$$

$$1,07 \cdot E = 1,07 \cdot 10,75 = 11,5 < 0,9 \cdot E_0 = 0,9 \cdot 31,9 = 28,71 \text{ кВ/см,}$$

то есть провод АС-240/32 по условиям короны проходит.

Токоведущие части от сборных шин до вводов 27,5 кВ автотрансформаторов принимаем АС-240/32, так как  $I_{\max}$  для 220 кВ незначительно отличается от  $I_{\max}$  для 110 кВ – 297 и 219 А соответственно.

### 3.7 Измерения и учет

Измерения на ПС снимаются в следующем объеме:

- Измерение напряжения на шинах 27,5 кВ (цифровой вольтметр ЕВ

3020);

- Измерение напряжения на шинах 220 кВ (цифровой вольтметр ЕВ-3020);

- Измерение тока на вводах 220кВ (цифровой амперметр типа N12P; «Сириус-Т»; «Сириус-УВ»);
- Измерение тока на вводе 27,5 кВ (анализаторы параметров типа N10A);
- Измерение тока на линиях 27,5 кВ (анализаторы параметров типа N10A);
- Измерение тока на секционных выключателях 220, 27,5 и 10 кВ;
- амперметры типа N12P.

Учет электроэнергии предусмотрен на вводах 220 кВ и линиях 220 кВ, на вводах 27,5 и на линиях 27,5 кВ - на счетчиках типа «МЕРКУРИЙ-230».

Пределы допускаемой основной относительной погрешности счетчиков при измерении активной энергии соответствуют классу точности 1,0 согласно ГОСТ Р 52322-2005 или классу 0,5S согласно ГОСТ Р 52323-2005. Пределы допускаемой основной относительной погрешности счетчиков при измерении реактивной энергии соответствуют классу точности 1 или 2 согласно ГОСТ Р 52425-2005.

Счетчик предназначен для работы в закрытом помещении. По условиям эксплуатации относится к группе 4 ГОСТ 22261-94 с диапазоном рабочих температур от минус 40 до плюс 55°С.

Таблица 11 - Технические характеристики счетчиков Меркурий-230:

Номинальное значение тока ( $I_{ном}$ ) для счетчика трансформаторного включения.	5А
Максимальное значение тока ( $I_{макс}$ );	7,5А или 60А или 100А
Номинальное значение фазного напряжения ( $U_{ном}$ );	57,7В или 230В
Установленный рабочий диапазон напряжения;	от 0,9 до 1,1 $U_{ном}$
Расширенный рабочий диапазон напряжения	0,8 до 1,15 $U_{ном}$ ;

Предельный рабочий диапазон напряжения;	от 0 до 1,15 Uном
Частота сети.	50 Гц

Постоянная счетчика и стартовый ток, при котором счетчик начинает регистрировать энергию приведены в таблице 12.

Таблица 12 - Постоянная счетчика и стартовый ток

Модификации счетчика (0X)	Постоянная счетчика, имп/(КВт*ч), имп(квар*ч)		Стартовый ток, А	Время, мин
	в режиме телеметрии (А)	в режиме поверки (В)		
00	5000	160000	0,005	1,74
01	1000	32000	0,020	0,36
02	500	16000	0,040	0,44
03	1000	160000	0,005	0,44

Центральная сигнализация на ПС выполнена на микропроцессорном устройстве «Сириус-ЦС». Аппаратура размещается в шкафе ЦС типа ШЭРА-ЦС-1001 производства ЗАО "Радиус-Автоматика". Сигналы передаются на панель телемеханики и далее на диспетчерский пункт.

Для предотвращения ошибочных действий обслуживающего персонала при оперативных переключениях на подстанции предусмотрена электромагнитная блокировка разъединителей ОРУ-220кВ с двигательными приводами и ячейками PASS MO.

### **3.8 Проверка ОПН**

Для ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования РУ применяют ОПН, целью которых является защита энергооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений [11].

На стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа *PEXLIM R 220* с классом напряжения 220 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрыво-безопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
220	200	154	10	40

На стороне среднего напряжения трансформатора и шин ОРУ – 110 кВ выбираем ограничитель перенапряжений марки ОПН-110/154/10/550УХЛ1.

Таблица 14 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее
35	96	77	10	315

На стороне низшего напряжения подстанции – ОПН-6/7,2/10/400УХЛ1. Характеристики ОПН представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее
10	9	7	10	14,4

Проверка ОПН:

1. По наибольшему длительно допустимому напряжению [30].

Наибольшее длительно допустимое напряжение ОПН должно быть больше наибольшего рабочего напряжения сети или оборудования.

$$U_{н.д} \geq 1,15 \cdot \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3}}, \quad (43)$$

$$154 \geq 1,15 \cdot \frac{220}{\sqrt{3}} = 146,1 \text{ кВ, условие выполняется;}$$

$$77 \geq 1,15 \cdot \frac{110}{\sqrt{3}} = 73,1 \text{ кВ, условие выполняется;}$$

$$7,2 \geq 1,15 \cdot \frac{6}{\sqrt{3}} = 4 \text{ кВ, условие выполняется.}$$

Таким образом, по результатам проведенной проверки выбранные ОПН соответствуют предъявленным условиям.

## 4 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

Согласно ПУЭ, все электроустановки должны быть оборудованы устройствами релейной защиты, которые предназначены непосредственно для:

- а) автоматического отключения поврежденного элемента системы от остальной, неповрежденной части, при помощи выключателей; если повреждение непосредственно не влечет за собой нарушение работы электрической системы, допускается действие релейной защиты только на сигнал;
- б) реагирования на опасные (ненормальные) режимы работы элементов электрической системы, таких как, например, перегрузка; в зависимости от того, какой режим работы и условия эксплуатации электроустановки актуальны на данный момент, релейная защита может быть выполнена с действием на сигнал или на отключение тех элементов, дальнейшая работа которых может стать причиной возникновения повреждений различного характера.

Устройства релейной защиты должны обеспечивать наименьшее возможное время отключения КЗ в целях сохранения бесперебойной работы неповрежденной части системы и ограничения области и степени повреждения элемента.

Релейная защита, действующая на отключение, как правило, должна обеспечивать селективность действия, с тем чтобы при повреждении какого-либо элемента электроустановки отключался только этот поврежденный элемент.

### **4.1 Выбор устройств релейной защиты**

В связи с модернизацией устройств релейной защиты и автоматики необходимо пересчитать уставки срабатывания защит, осуществить замену электромеханических панелей на микропроцессорные терминалы в соответствии с требованиями ПУЭ.

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

Проектирование релейной защиты и автоматики представляет собой сложный процесс выработки и принятия решений по выбору принципов выполнения релейной защиты. Также решаются вопросы эффективного функционирования устройств релейной защиты и автоматики всех элементов защищаемой схемы, начиная с выбора видов и расчёта уставок проектируемых устройств и кончая правильным их подключением к цепям оперативного тока и к трансформаторам тока и напряжения.

Щиты управления современных электрических распределительных подстанций, а также реконструируемые объекты все чаще комплектуются микропроцессорными защитными устройствами. Современные достижения в области микропроцессорной техники позволяют создавать полноценные устройства, которые ничем не уступают, и более того во многом превосходят своих предков – защитных устройств, построенных на электромеханических реле.

Современные микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики оборудования характеризуются множеством преимуществ. Но, как и любое устройство, микропроцессорные защиты имеют и свои недостатки.

### **Преимущества микропроцессорных устройств релейной защиты**

Отказ от электромеханических и статических реле, обладающих значительными габаритами, позволил более компактно размещать оборудование на панелях РЗА. Такие конструкции стали занимать значительно меньше места. При этом управление посредством сенсорных кнопок и дисплея стало более наглядным и удобным.



Внешний вид панели, включающей блок микропроцессорной релейной защиты, показан на рисунке. Сейчас внедрение МУРЗ стало одним из основных направлений в развитии устройств релейных защит. Этому способствует то, что кроме основной задачи РЗА — ликвидации аварийных режимов, новые технологии позволяют реализовать ряд дополнительных функций.

К ним относятся:

- регистрация процессов аварийного состояния;
- опережение отключения синхронных потребителей при нарушениях устойчивости системы;
- способность к дальнему резервированию.

Реализация таких возможностей на базе электромеханических защит ЭМЗ и аналоговых устройств не осуществляется ввиду технических сложностей.

Микропроцессорные системы релейной защиты точно работают по тем же принципам быстрого действия, избирательности, чувствительности и надежности, что и обычные устройства РЗА.

В процессе эксплуатации выявлены не только преимущества, но и недостатки таких устройств, а по некоторым показателям до сих пор ведутся споры между производителями и эксплуатационниками.

#### **Недостатки:**

Многие покупатели микропроцессорных устройств релейной защиты остались неудовлетворенными работой этих систем благодаря:

- высокой стоимости;
- низкой ремонтпригодности.

Если при поломке устройств, работающих на полупроводниковой или электромеханической базе достаточно заменить отдельную неисправную деталь, то для микропроцессорных защит часто нужно заменять полностью материнскую плату, стоимость которой может составлять треть цены за все оборудование.

К тому же для замены потребуется потратить много времени на поиск детали: взаимозаменяемость в таких устройствах полностью отсутствует даже у многих однотипных конструкций одного производителя.

В настоящее время, в связи с модернизацией и реконструкцией электроэнергетических сетей, а также введением умных сетей в эксплуатацию, появляется необходимость оптимизации и реконструкции релейной защиты с электромеханической базы на микропроцессорную.

В соответствии с ПУЭ, для линий в сетях 110-500 кВ с эффективно заземленной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю [12].

При выборе основной защиты ВЛ 110-220 кВ следует учитывать перечень важных аспектов. Одним из самых важных является сохранение устойчивости передачи и мгновенное срабатывание (без выдержки времени) при КЗ на защищаемом участке.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий следует устанавливать ступенчатые токовые защиты или ступенчатые защиты тока и напряжения. Если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или быстроты отключения повреждения, например на головных участках, или если это целесообразно по условию согласования защит смежных участков с защитой рассматриваемого участка, должна быть предусмотрена ступенчатая дистанционная защита. В последнем случае в качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности. Защита должна быть установлена, как правило, только с тех сторон, откуда может быть подано питание.

В качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени. В отдельных случаях допускается использовать токовую отсечку для действия при ошибочном включении на трехфазную короткую в месте установки защиты, когда токовая отсечка, выполненная для действия в других режимах, не удовлетворяет требованию чувствительности [13].

Для силовых трансформаторов с обмоткой высшего напряжения больше 1000 В предусматривается релейная защита от следующих видов повреждения и ненормальных режимов работы:

- 1) многофазных замыканий в обмотках и на их выводах,
- 2) внутренних повреждений (витковых замыканий в обмотках и «пожара стали» магнитопровода),
- 3) однофазных замыканий на землю,
- 4) сверхтоков в обмотках, обусловленных внешними короткими замыканиями,
- 5) сверхтоков в обмотках, обусловленных перегрузкой (если она возможна),
- 6) понижения уровня масла.

При выполнении защит трансформатора необходимо учитывать некоторые особенности его нормальной работы: броски тока намагничивания при включении трансформатора под напряжение, влияние коэффициента трансформации и схем соединения обмоток трансформатора.

Для защиты от многофазных замыканий в обмотках и на выводах трансформаторов мощностью 4000 кВА и выше, работающих одиночно, мощностью 4000 кВА и выше, работающих параллельно, а также мощностью 1000 кВА и выше, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительности, максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 с и отсутствует газовая защита, предусматривается продольная дифференциальная защита с циркулирующими токами, действующая

на отключение выключателей силового трансформатора без выдержки времени.

Особенностью дифзащиты трансформаторов по сравнению с дифзащитой генераторов, линий и т. л. является неравенство первичных токов разных обмоток трансформатора и их несовпадение в общем случае по фазе.

Для компенсации сдвига токов по фазе вторичные обмотки трансформаторов тока, установленных со стороны звезды силового трансформатора, соединяют в треугольник, а вторичные обмотки трансформаторов тока, установленных со стороны треугольника силового трансформатора, — в звезду. Компенсация неравенства первичных токов достигается правильным подбором коэффициентов трансформации трансформаторов тока [2].

Когда нельзя подобрать коэффициент трансформации трансформаторов тока таким образом, чтобы разность вторичных токов в плечах дифзащиты была меньше 10 % (так как трансформаторы тока имеют стандартное значение коэффициента трансформации), при выполнении защиты для компенсации неравенства токов используют дифференциальные реле типа РНТ, реже — выравнивающие трансформаторы и автотрансформаторы.

Если не предусматривается продольная дифференциальная защита (как правило, на одиночно работающих трансформаторах мощностью ниже 6300 кВА и параллельно работающих трансформаторах мощностью ниже 4000 кВА), то в этих случаях со стороны источника питания устанавливается токовая отсечка без выдержки времени, охватывающая часть обмотки трансформатора.

На рабочих и резервных трансформаторах собственных нужд тепловых электростанций применяется продольная дифзащита, при мощности 4000 кВА допускается токовая отсечка.

Для защиты от внутренних повреждений (витковых замыканий в обмотках, сопровождающихся выделением газа) и от понижения уровня

масла на трансформаторах мощностью 6300 кВА и выше, а также на трансформаторах мощностью 1000 - 4000 кВА, не имеющих дифзащиты или отсечки, и если максимальная токовая защита имеет выдержку времени 1 с и более, применяется газовая защита с действием на сигнал при слабых и на отключение при интенсивных газообразованиях. Применение газовой защиты является обязательным на внутрицеховых трансформаторах мощностью 630 кВА и выше независимо от наличия других быстродействующих защит.

Газовая защита устанавливается на трансформаторах, автотрансформаторах и реакторах с масляным охлаждением, имеющих расширители, и осуществляется с помощью поплавковых, лопастных и чашечных газовых реле. Газовая защита является единственной защитой трансформаторов от «пожара стали» магнитопровода, возникающего при нарушении изоляции между листами стали.

Допускается действие газовой защиты по сигнал как при слабом, так и при сильном газообразовании на трансформаторах, имеющих дифзащиту или отсечку, не имеющих выключателей, а также на внутрицеховых мощностью 1600 кВА и меньше при наличии защиты от коротких замыканий со стороны источника питания.

Для защиты от однофазных замыканий на землю повышающих трансформаторов мощностью 1000 кВА и более, присоединенных к сетям с большими токами замыкания на землю, а также на понижающих трансформаторах с заземленной нейтралью предусматривается максимальная токовая защита нулевой последовательности от токов внешних замыканий на землю, действующая на отключение.

Для защиты понижающих трансформаторов от токов, обусловленных внешними короткими замыканиями, предусматривается максимальная токовая защита без пуска или с пуском от реле минимального напряжения, действующая на отключение выключателя. Вследствие низкой чувствительности максимальная токовая защита без пуска от реле

минимального напряжения применяется только на трансформаторах мощностью до 1000 кВА.

Для защиты повышающих трансформаторов от внешних коротких замыканий. применяется максимальная токовая защита с пуском от реле минимального напряжения или токовая защита нулевой последовательности.

Ранее, на интересующем нас участке сети, а именно на ВЛ ПС Чалганы-ПС Тыгда, стоял комплект панелей ЭПЗ-1636, включающих в себя КСЗ, также комплект ДФЗ-201 и ДЗТ-11. Необходимо осуществить замену электромеханических панелей на микропроцессорные терминалы в соответствии с ПУЭ и особенностями данного участка сети.

Существует большое количество вариантов панелей, шкафов и логических органов МП защит. Исходя из требований и необходимых комплектов защит, которые необходимо установить на защищаемую линию, целесообразно принять к установке два шкафа фирмы ЭКРА. Шкаф с комплектом ступенчатых защит КСЗ и АУВ – ШЭ2607 011 и шкаф с основной защитой линии – ДФЗ, ШЭ2607 082.

Для защиты линии 220 кВ используется шкаф типа ШЭ2607 011 содержит один комплект.

- пять ступеней дистанционной защиты (ДЗ) от междуфазных замыканий с блокировкой при качаниях
- ступень ДЗ от земляных замыканий,
- шесть ступеней токовой направленной защиты нулевой последовательности (ТНЗНП);
- токовая отсечка (ТО);
- АРПТ;
- УРОВ (не используется в схеме для двух выключателей на присоединение);

Принцип действия защит шкафа типа ШЭ2607 011:

Релейная часть защиты выполнена на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2704V011.

ДЗ выполнена пятиступенчатой с блокировкой при качаниях и неисправностях в цепях напряжения, причем первая ступень обеспечивает защиту от всех видов КЗ, вторая и пятая – от междуфазных КЗ.

Предусмотрена возможность разворота четвертой и пятой ступеней ДЗ и пятой и шестой ступеней ТНЗНП в обратную сторону.

ТНЗНП содержит шесть направленных ступеней для защиты от КЗ на землю.

Предусмотрены возможности ускорения защит: от параллельной линии, при опробовании линии, оперативные и по ВЧ каналу.

ПО тока реагирует на линейные и фазные величины токов.

Функция АУВ обеспечивает прием команд включения и отключения, контроль и фиксацию положения, блокировку от многократных включений.

Пуск АПВ (однократного или двукратного) осуществляется с контролем напряжений на шинах и линии (контроль отсутствия, наличия или синхронизма напряжений). Предусмотрен режим включения выключателя как с контролем, так и с улавливанием синхронизма.

Функция УРОВ реализует принцип индивидуального устройства, причём возможно выполнение универсального УРОВ как по схеме с дублированным пуском, так и по схеме с автоматической проверкой исправности выключателя.

Шкаф типа ШЭ2607 082 предназначен для защиты двухконцевых или многоконцевых линий электропередачи напряжением 110 – 330 кВ. Шкаф содержит: основную высокочастотную защиту линии. Выбирается одна из защит:

- ВЧБ,
  - направленная ВЧ защита линии обратной последовательности (НВЧЗ);
  - направленная ВЧ защита нулевой последовательности (ВЧБ);
- комплект ступенчатых защит (КСЗ):
- пять ступеней ДЗ от междуфазных замыканий,
  - ступень от земляных замыканий, - шесть ступеней ТНЗНП;
  - ТО;

- УРОВ;
- МТЗ;
- АРПТ;
- ЗНФР.

Защита содержит релейную и высокочастотную части. Релейная часть защиты выполнена на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2704V082. Программное обеспечение предназначено для использования терминала в качестве основной быстродействующей или резервной защиты на двухконцевых линиях напряжением 110 – 220 кВ, оборудованных устройствами ТАПВ, при всех видах КЗ. Имеется возможность использования защиты на линиях с тяговой нагрузкой, линиях с ответвлениями и линиях, оборудованных ОАПВ. В состав высокочастотной части входят: приемопередатчик, обеспечивающий передачу ВЧ сигналов по линии, и аппаратура автоматического контроля канала связи. Шкаф предназначен для совместной работы с ВЧ приемопередатчиком типа: ПВЗУ, ПВЗУ-Е, ПВЗУ-Е (ВОЛС), ПВЗУ-М, ПВЗ-90М, ПВЗ-90М1, ПВЗ, АВЗК-80, АВАНТ. Предприятием поставляется только релейная часть защиты – шкаф типа ШЭ2607 082, на котором предусмотрено место для установки высокочастотного приемопередатчика и проложены провода для присоединения его к схеме защиты. Каждый шкаф выполнен по индивидуальной карте заказа. Высокочастотная аппаратура поставляется предприятием-изготовителем отдельно от релейной части шкафа. Сведения, необходимые для изучения, регулирования и эксплуатации высокочастотной аппаратуры, содержатся в соответствующей технической документации её предприятий-изготовителей.

Все описанные шкафы дублируются для обеспечения надежности срабатывания защит.

Для защиты трансформатора принимаем к установке шкаф ШЭ 2607 041 и 2607 073. В комплект которых входит основная защита трансформатора ДЗТ, а также газовая защита и комплект резервных защит трансформатора.



Газовая защита используется в качестве основной чувствительной защиты от замыканий внутри кожуха защищаемого трансформатора (автотрансформатора), сопровождающихся выделением газа, а также при резком понижении уровня масла. Основными достоинствами газовой защиты являются простота её устройства, высокая чувствительность, малое время действия при значительных повреждениях, действие на сигнал или отключение в зависимости от степени повреждения. Требования к микропроцессорным устройствам таковы, что они должны обеспечивать отключение и/или действие на сигнализацию от газовых защит защищаемого силового оборудования, газовых защит устройства РПН (в том числе от струйного реле защиты РПН, защиты контактора РПН), линейного добавочного трансформатора и его устройства РПН, от технологических защит трансформатора и АТ. Также микропроцессорные устройства должны обеспечивать прием сигналов от различных датчиков, таких, как повышения температуры масла, повышения и понижения уровня масла, неисправности цепей охлаждения.

Для резервирования основных защит трансформатора и резервирования отключения КЗ на шинах СН и НН предусматривается максимальная токовая защита со стороны ВН с комбинированным пуском по напряжению. При этом токовые ИО защиты питаются от ТТ на стороне ВН, ИО напряжения – от трансформаторов напряжения на стороне НН, а для трехобмоточных трансформаторов еще и на стороне СН. Если нейтраль трансформатора заземлена, то должно быть исключено неселективное действие МТЗ ВН при коротких замыканиях на землю в сети высшего напряжения. Этого можно добиться разными способами: соединением обмоток ТТ по схеме «треугольник», подключение защиты на линейные токи и др. Для отключения КЗ на шинах НН и для резервирования защит элементов, присоединенных к этим шинам, предусматривается МТЗ НН с комбинированным пуском по напряжению. Защита подключается по токовым цепям к ТТ стороны НН трансформатора, по цепям напряжения – к

ТН НН и действует на отключение выключателя НН трансформатора, а со второй выдержкой времени действует на отключение всего трансформатора. Для отключения КЗ на шинах СН и для резервирования защит элементов, присоединенных к этим шинам, предусматривается МТЗ СН с комбинированным пуском по напряжению. Защита подключается по токовым цепям к ТТ стороны СН трансформатора, по цепям напряжения – к ТН СН и действует на отключение выключателя СН трансформатора. При расчете параметров срабатывания измерительных органов и выдержек времени необходимо учитывать, что максимальная токовая защита должна обеспечивать селективное отключение выключателя ввода только той обмотки трансформатора, которая непосредственно питает место повреждения. Кроме того, на трансформаторах с двухсторонним и трехсторонним питанием для обеспечения селективности МТЗ должна быть выполнена направленной. Параметры срабатывания МТЗ выбираются по следующим условиям: а) по согласованию с защитами отходящих элементов сети (например, ВЛ соответствующего напряжения); б) по отстройке от максимального тока нагрузки; в) проверка согласования с МТЗ вышестоящих элементов. Это делается для того, чтобы не менять, по возможности, параметры срабатывания защит сети более высокого напряжения.

## 5 РАСЧЕТ УСТАВОК СРАБАТЫВАНИЯ ЗАЩИТ

Подробный расчет произведен с помощью ПК MathCAD 15 и предоставлен в Приложении А.

Шкаф ШЭ2607011, БЭ2704011 (КСЗ+АУВ)

Уставки защит комплекта А1

### 5.1 Уставки срабатывания АУВ и АПВ

Таблица 16 - Уставки АУВ и АПВ

№	Наименование	Значение
1	Напряжение срабатывания ПО максимального напряжения шин, В (60...100)	80
2	Напряжение срабатывания ПО минимального напряжения шин, В (10...80)	40
3	Напряжение срабатывания ПО максимального напряжения от ШОН, В (60...100)	80
4	Напряжение срабатывания ПО минимального напряжения от ШОН, В (10...80)	40
5	Разность напряжений ИО контроля синхронизма, В (5...50)	44
6	Угол между напряжениями ИО контроля синхронизма, град. (5...85)	40
7	Скорость изменения угла ИО контроля синхронизма, Гц (0,05...0,4)	0,05
8	Предельная скорость изменения угла ИО контроля синхронизма, Гц (0,05...2,0)	0,06

Таблица 17 - Уставки по времени АУВ и АПВ

№	Наименование	Значение
1	DT101 Время включения выключателя, с (0,01...1,00)	0,6
2	DT76 Время первого цикла АПВ, с (0,25...16)	1,8
3	DT78 Время второго цикла АПВ, с (2,5...160)	160
4	DT81 Время подготовки АПВ, с (15...120)	20
5	DT72 Задержка на срабатывание защиты ЭМВ, с (1,0...2,0)	1,0
6	DT73 Задержка на срабатывание защиты ЭМО1, с (1,0...2,0)	1,0
7	DT74 Задержка на срабатывание защиты ЭМО2, с (1,0...2,0)	1,0
8	DT75 Задержка на срабатывание ЗНФ, с (0,1...0,2)	0,2
9	DT77 Задержка на срабатывание ЗНФР, с (0,25...0,8)	0,5
10	DT82 Врем включения от АПВ, С (0,0...2,0)	0,1
11	DT100 Время сброса готовности АПВ при отключенном выключателе, с (10...840)	620
12	DT102 Ожидание КС (УС), с (0...840)	600

Таблица 18 - Логика работы АУВ и АПВ

№	Наименование	Значение
1	ХВ77 Контроль синхронизма (не предусмотрен/ предусмотрен)	предусмотрен
2	ХВ84 Улавливание синхронизма (не предусмотрен/ предусмотрен)	предусмотрен
3	ХВ74 Второй электромагнит отключения (не предусмотрен/ предусмотрен)	уточнить при наладке
4	ХВ73 Обесточивание ЭМ при приеме «Блокировка вкл. и откл.» (не предусмотрен/ предусмотрен)	предусмотрен
5	ХВ81 Выбор режима АПВ (слепое АПВ, АПВ шин или линии)	слепое АПВ
6	ХВ82 Второй цикл АПВ (не предусмотрен/ предусмотрен)	не предусмотрен
7	ХВ 80 Отключение выкл. от «Авар. Снижение давл. элегаза в ТТ» (не предусмотрен/ предусмотрен)	не предусмотрен
8	ХВ78 Привод выключателя (трехфазный, пофазный)	уточнить при наладке
9	ХВ76 Контроль сигнализации АПВ от датчика тока ЭМВ (не предусмотрен/ предусмотрен)	не предусмотрен
10	ХВ71 Логика включения с КС (типовая, не типовая)	типовая
11	ХВ2 Включение с контролем отсутствия напряжения (не предусмотрен/ предусмотрен)	не предусмотрен
12	ХВ75 Сброс готовности АПВ при отключенном выключателе (не предусмотрен/ предусмотрен)	предусмотрен

Таблица 19 - АВР (Не используется)

№	Наименование	Значение
1	ХВ79 Выбор режима АВР (двусторонний, шин, линии)	линии
2	DT70 Задержка на срабатывание АВР шин (0,0...60,0)	60
3	DT71 Задержка на срабатывание АВР линии (0,0...60,0)	60

## 5.2 Уставки срабатывания ДЗ

Таблица 20 - Уставки ИО Z<sub>I-V</sub> ст. (Первичные величины)

№	Наименование	Значение
1	Уставка по оси X характеристики РС I ступени при КЗ на землю, Ом (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2
2	Уставка по оси R характеристики РС I ступени при КЗ на землю, Ом (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2
3	Угол наклона φ <sub>1</sub> характеристики с при КЗ на землю ступени, °(45...89 шаг 1)	77
4	Корректирующий множитель КKR коэффициента компенсации тока нулевой последовательности по активному сопротивлению, о.е. (0,00...3,00 шаг 0,1) (по умолчанию КKR=1,00)	1
5	Корректирующий множитель ККХ коэффициента компенсации тока нулевой последовательности по реактивному сопротивлению, о.е. (0,00...3,00 шаг 0,1) (по умолчанию ККХ=1,00)	1
6	Уставка по оси X характеристики РС I ступени, Ом (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	25,63
7	Уставка по оси R характеристики РС I ступени, Ом (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	13,01

	Ином...500/ Ином шаг 0,01)	
8	Угол наклона $\varphi_1$ характеристики РС I ступени, °(45...89 шаг 1)	80
9	Угол наклона $\varphi_4$ верхней части характеристики РС I ступени, ° (-45...0 шаг 1)	0
10	Уставка по оси X характеристики РС II ступени, Ом (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	45,63
11	Уставка по оси R характеристики РС II ступени, Ом (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	23,17
12	Угол наклона $\varphi_1$ характеристики РС II ступени, °(45...89 шаг 1)	- 22
13	Уставка по оси X характеристики РС III ступени, Ом (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	135,96
14	Уставка по оси R характеристики РС III ступени, Ом (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	69,02
15	Угол наклона $\varphi_1$ характеристики РС III ступени, °(45...89 шаг 1)	120
16	Уставка по оси X характеристики РС IV ступени, Ом (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2
17	Уставка по оси R характеристики РС IV ступени, Ом (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2
18	Угол наклона $\varphi_1$ характеристики РС IV ступени, °(45...89 шаг 1)	77
19	Направленность IV ступени (вперед, назад)	вперед
20	Уставка по оси X характеристики РС V ступени, Ом (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2
21	Уставка по оси R характеристики РС V ступени, Ом (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2
22	Угол наклона $\varphi_1$ характеристики РС V ступени, °(45...89 шаг 1)	77
23	Направленность V ступени (вперед, назад)	вперед
24	Угол наклона $\varphi_3$ нижней левой части характеристики, ° (91...135 шаг 1)	120
25	Угол наклона $\varphi_2$ нижней правой части характеристики, ° (-45...0 шаг 1)	-22
26	Уставка по оси R нагрузочного режима (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	51,2
27	Угол выреза нагрузочного режима (1...70 шаг 1)	нет

Таблица 22 - Орган определяющий вид повреждения

№	Наименование	Значение
1	Напряжение срабатывания ПО РНП, В (6,00...15,00 шаг 0,01)	6
2	Ток срабатывания $3I_0$ ПО РТНП, А (0,05·Ином...0,2· Ином шаг 0,01)	300
3	Коэффициент торможения ПО РТНП, о.е. (0,000...0,150 шаг 0,001)	0,150
4	Ток срабатывания ПО БТ, А (1,00...15,00 шаг 0,01)	2· Ином=2000

Таблица 23 - Уставка блокировки при качаниях (БК) по DI

№	Наименование	Значение
1	Уставка по приращению $I_2$ чувствительного реле тока (РТ) БК, А ( $0,04 \cdot I_{ном} \dots 1,5 \cdot I_{ном}$ шаг 0,01)	100
2	Уставка по приращению $I_2$ грубого РТ БК, А ( $0,06 \cdot I_{ном} \dots 2,5 \cdot I_{ном}$ шаг 0,01)	300
3	Уставка по приращению $I_1$ чувствительного РТ БК, А ( $0,08 \cdot I_{ном} \dots 3 \cdot I_{ном}$ шаг 0,01)	200
4	Уставка по приращению $I_1$ грубого РТ БК, А ( $0,12 \cdot I_{ном} \dots 5 \cdot I_{ном}$ шаг 0,01)	600
5	DT37 Время ввода быстродействующих ступеней от чувствительного РТ БК,с	0,4
6	DT38 Время ввода быстродействующих ступеней от грубого РТ БК,с ( $0,2 \dots 1$ шаг 0,1)	0,4
7	DT39 Время ввода медленнодействующих ступеней от РТ БК,с ( $3 \dots 16$ шаг 1)	6,0

Таблица 24 - Уставки блокировки при качаниях (БК) по DZ

№	Наименование	Значение
1	Ток срабатывания РТ $I_2$ для $dZ/dt$ , ( $1,0-50,0$ )% $I_1$	15
2	DT43 Время задержки блокировки по DZ, ( $0,001-1,000$ ) с	0,045
3	DT44 Время возврата БК по DZ, ( $0,01-5,00$ ) с	2,5
4	XB26 Формирование области контроля $DZ/dt$ относительно III ступени/ II ступени	II ступени

Таблица 25 - Уставки по времени для ДЗ

№	Наименование	Значение
1	DT28 Время ввода ускорения при включении выключателя, с ( $0,7 \dots 2$ шаг 0,1)	1,0
2	DT29 Задержка на срабатывание ускорения при включении выключателя от ДЗ и ТО, с ( $0 \dots 1$ шаг 0,001)	0,05
3	DT33 Задержка на срабатывание I ступени ДЗ, с ( $0 \dots 1$ шаг 0,001)	0,05
4	DT34 Задержка на срабатывание II ступени ДЗ с меньшей выдержкой времени, с ( $0,05 \dots 15$ шаг 0,01)	15
5	DT35 Задержка на срабатывание II ступени ДЗ, с ( $0,05 \dots 15$ шаг 0,01)	0,6
6	DT36 Задержка на срабатывание III ступени ДЗ, с ( $0,05 \dots 15$ шаг 0,01)	2,5
7	DT46 Задержка на срабатывание IV ступени ДЗ, с ( $0,05 \dots 15$ шаг 0,01)	15
8	DT47 Задержка на срабатывание V ступени ДЗ, с ( $0,05 \dots 15$ шаг 0,01)	15
9	DT48 Задержка на срабатывание I ступени ДЗ на землю, с ( $0,05 \dots 15$ шаг 0,01)	15
10	DT45 Задержка на срабатывание I, II или III ступени ДЗ при оперативном ускорении, с ( $0,05 \dots 5$ шаг 0,01)	0,3
11	DT42 Продление сигнала пуска ВЧТО №2, с ( $0,00 \dots 0,20$ шаг 0,01)	0,04

Таблица 26 - Логика работы ДЗ

№	Наименование	Значение
1	ХВ62 I ступень ДЗ на землю (выведена, в работе)	Выведена
2	ХВ63 IV ступень ДЗ (выведена, в работе)	Выведена
3	ХВ64 V ступень ДЗ (выведена, в работе)	Выведена
4	ХВ20 Подхват срабатывания РС I ступени от ненаправленного РС II ступени (не предусмотрен, предусмотрен)	Не предусмотрен
5	ХВ21 Подхват действия I ступени ( или II ступени с меньшей выдержкой времени) (от БК-б, от БК-м)	От БК-б
6	ХВ22 Действие II ступени в меньшей выдержкой времени (не предусмотрено, предусмотрено)	Не предусмотрено
7	ХВ23 Ускоряемая ступень ДЗ при включении выключателя (не предусмотрена, II ступень, III ступень)	II ступень
8	ХВ24 Контроль действия III ступени от блокировок (от БНН и БК, только от БНН)	Только от БНН
9	ХВ25 Ускоренный возврат БК при отключении выключателя (не предусмотрен, предусмотрен)	Предусмотрен
10	ХВ27 Алгоритм БК DZ/DI	DI
11	ХВ28 Оперативно ускоряемая ступень (I ступень, II ступень, III ступень)	II ступень
12	ХВ29 Контроль действия ступеней ДЗ от БНН (не предусмотрен, предусмотрен)	Предусмотрен
13	ХВ44 Контроль ускорения при включении выключатель от напряжения на линии (не предусмотрен, ШОН РН на линии)	Не предусмотрен
14	ХВ45 Контроль I ступени ДЗ на землю (от БК-б, от БК-м)	От БК-б
15	ХВ46 Контроль IV ступени ДЗ (от БК-б, от БК-м, нет)	От БК-б
16	ХВ47 Контроль V ступени ДЗ (от БК-б, от БК-м, нет)	От БК-б
17	ХВ41 Запрет АПВ при ОУ от ДЗ или ТНЗНП (не предусмотрен, предусмотрен)	Не предусмотрен
18	ХВ42 Запрет АПВ от ускорения при включении выключателя (не предусмотрен, предусмотрен)	Предусмотрен
19	ХВ41 Запрет АПВ от III ступени ДЗ (не предусмотрен, предусмотрен)	Не предусмотрен
20	ХВ15 Действие сигнала ВЧТО №1 (с контролем, без контроля)	Без контроля
21	ХВ16 Контроль от КQT при приеме ВЧТО №1 (не предусмотрен, предусмотрен)	Не предусмотрен
22	ХВ17 Контроль от БК при приеме ВЧТО №1 (не предусмотрен, предусмотрен)	Не предусмотрен
23	ХВ18 Контроль I(II) ступени ДЗ или реле тока IV ступени ТНЗНП при приеме ВЧТО №1 (не предусмотрен, предусмотрен)	Не предусмотрен
24	ХВ19 Контроль от I(II) ступени ДЗ при приеме ВЧТО №2 (I ступень, II ступень)	II ступень

### 5.3 Уставки срабатывания ТНЗНП и токовой отсечки

Таблица 27- Уставки реле ТНЗНП и токовой отсечки

№	Наименование	Значение
1	Ток срабатывания I ступени ТНЗНП, А (0,05·Iном...30·Iном шаг 0,01)	1684
2	Ток срабатывания II ступени ТНЗНП, А (0,05·Iном...30·Iном шаг 0,01)	752
3	Ток срабатывания III ступени ТНЗНП, А (0,05·Iном...30·Iном шаг 0,01)	433
4	Ток срабатывания IV ступени ТНЗНП, А (0,05·Iном...30·Iном шаг 0,01)	38
5	Ток срабатывания V ступени ТНЗНП, А (0,05·Iном...30·Iном шаг 0,01)	18000
6	Ток срабатывания VI ступени ТНЗНП, А (0,05·Iном...30·Iном шаг 0,01)	18000
7	Ток срабатывания блокирующего РНМ, А (0,04·Iном...0,5·Iном шаг 0,01)	60
8	Ток срабатывания разрешающего РНМ, А (0,04·Iном...0,5·Iном шаг 0,01)	60
9	Напряжение срабатывания блокирующего РНМ, В (0,5...5 шаг 0,1)	2540
10	Напряжение срабатывания разрешающего РНМ, В (0,5...5 шаг 0,1)	2540
11	Коэффициент выноса ТН на линию, о.е. (0,00...0,50 шаг 0,01)	0
12	Ток срабатывания токовой отсечки, А (0,35...30·Iном шаг 0,01)	2494
13	Ток срабатывания ПО токовой отсечки при включении выключателя, А (0,35...30·Iном шаг 0,01)	18000

Таблица 28 - Уставки по времени для ТНЗНП и токовой отсечки

№	Наименование	Значение
1	DT49 Задержка на срабатывание ускорения при включении выключателя от ТНЗНП, с (0,05...5 шаг 0,01)	0,3
2	DT50 Задержка на срабатывание I ступени ТНЗНП, с (0,01...15 шаг 0,01)	0,3
3	DT51 Задержка на срабатывание II ступени ТНЗНП, с (0,05...15 шаг 0,01)	0,8
4	DT52 Задержка на срабатывание III ступени ТНЗНП, с (0,05...15 шаг 0,01)	1,3
5	DT53 Задержка на срабатывание IV ступени ТНЗНП, с (0,05...15 шаг 0,01)	1,8
6	DT59 Задержка на срабатывание V ступени ТНЗНП, с (0,05...15 шаг 0,01)	15
7	DT60 Задержка на срабатывание VI ступени ТНЗНП, с (0,01...15 шаг 0,01)	15
8	DT54 Задержка на срабатывание ускорения ТНЗНП при приеме сигнала ВЧТО №3, с (0,05...5 шаг 0,01)	0,05
9	DT55 Время ожидания при внешних повреждениях, с (0,01...0,20 шаг 0,01)	0,15
10	DT56 Задержка пуска ВЧТО №3 при реверсе мощности, с (0,01...0,20 шаг 0,01)	0,15
11	DT57 Задержка на срабатывание токовой отсечки, с	0,05



	(0,000...15,000 шаг 0,001)	
12	DT58 Задержка на срабатывание II, III или IV ступени ТНЗНП при оперативном ускорении, с (0,05...5 шаг 0,01)	0,5
13	DT80 Продление сигнала пуска ВЧТО №3, с (0,00...0,60 шаг 0,01)	0,04
14	DT18 Задержка на срабатывание ускор. ТНЗНП от защиты парал. линии, с (0,05...5,00 шаг 0,01)	5,0

Таблица 29 - Логика работы ТНЗНП и токовой отсечки

№	Наименование	Значение
1	XB65 V ступень ТНЗНП (выведена, в работе)	Выведена
2	XB66 VI ступень ТНЗНП (выведена, в работе)	Выведена
3	XB30 Автоматический вывод направленности при срабатывании ТНЗНП (не предусмотрен, предусмотрен)	Не предусмотрен
4	XB31 Автоматический вывод направленности в режиме ускорения при включении выключателя (не предусмотрен, предусмотрен)	Не предусмотрен
5	XB32 Контроль направленности I ступени ТНЗНП (предусмотрен, не предусмотрен)	Предусмотрен
6	XB33 Контроль направленности II ступени ТНЗНП (предусмотрен, не предусмотрен)	Предусмотрен
7	XB34 Контроль направленности III ступени ТНЗНП (не предусмотрен, от РНМ-р, от РНМ-р, от РМН-б)	от РНМ-р
8	XB35 Контроль направленности IV ступени ТНЗНП (не предусмотрен, от РНМ-р, от РНМ-р, от РМН-б)	от РНМ-р
9	XB39 Контроль направленности V ступени ТНЗНП (не предусмотрен, от РНМ-р, от РНМ-р, от РМН-б)	от РНМ-р
10	XB91 Направленности V ступени ТНХНП (вперед, назад)	вперед
11	XB40 Контроль направленности VI ступени ТНЗНП (не предусмотрен, от РНМ-р, от РНМ-р, от РМН-б)	от РНМ-р
12	XB92 Направленности VI ступени ТНХНП (вперед, назад)	Вперед
13	XB36 Ускоряемая ступень ТНЗНП при включении выключателя (не предусмотрена, II ступень, III ступень)	III ступень
14	XB37 Оперативно ускоряемая ступень ТНЗНП (II ступень, III ступень, IV ступень)	III ступень
15	XB38 Ускорение действия токовой отсечки при включении выключателя (не предусмотрено, предусмотрено)	Не предусмотрено
16	XB53 Отстройка V ступени ТНЗНП от БГНТ (не предусмотрена, предусмотрена)	Не предусмотрено
17	XB54 Отстройка VI ступени ТНЗНП от БГНТ (не предусмотрена, предусмотрена)	Не предусмотрено

## 5.4 Уставки срабатывания УРОВ

Таблица 30 - Уставки реле тока УРОВ

№	Наименование	Значение
1	Ток срабатывания реле тока УРОВ, А (0,04·Iном...0,40·Iном шаг 0,01)	60

Таблица 31 - Уставки по времени УРОВ

№	Наименование	Значение
1	DT16 Задержка на срабатывание УРОВ, с (0,1...0,6 шаг 0,1)	0,25

Таблица 32 - Логика работы УРОВ

№	Наименование	Значение
1	XB5 Подтверждение пуска УРОВ от сигнала КQC (предусмотрено, не предусмотрено)	Предусмотрено
2	XB6 Действие УРОВ «на себя» (предусмотрено, не предусмотрено)	Предусмотрено
3	XB83 Пуск УРОВ при действии ЗНФР (предусмотрено, не предусмотрено)	Не предусмотрено

### 5.5 Уставки срабатывания ВЧБ

Таблица 33 - Уставки ВЧБ

№	Наименование	Значение
1	Ток срабатывания ПО по 3Io, блокирующий (0,10-1,00) Iном, А	300
2	Ток срабатывания ПО по 3Io, отключающий (0,20-2,00) Iном, А	600
3	Ток срабатывания ПО по I2, блокирующий (0,05-0,50) Iном, А	100
4	Ток срабатывания ПО по I2, отключающий (0,10-1,00) Iном, А	200
5	Ток срабатывания ПО по Iл (AB), блокирующий (0,20-4,00) Iном, А	173
6	Ток срабатывания ПО по Iл (AB), отключающий (0,40-8,00) Iном, А	346
7	Ток срабатывания ПО по приращению I2, блокирующий (0,04-1,50) Iном, А	70
8	Ток срабатывания ПО по приращению I2, отключающий (0,06-2,50) Iном, А	140
9	Ток срабатывания ПО по приращению I1, блокирующий (0,08-3,00) Iном, А	280
10	Ток срабатывания ПО по приращению I1, отключающий (0,12-5,00) Iном, А	560

Таблица 34 - Уставки ОМ, ОСФ

№	Наименование	Значение
1	Коэффициент К комбинированного фильтра (4,00-10,00)	4
2	Угол блокировки защиты (40-65)°	60
3	Удлинение сигнала ВЧ приемника (0,00-2,40), мс	Определить при наладке

Таблица 35 - Уставки ИО Zот и Zотв ВЧБ

№	Наименование	Значение
1	Уставка по оси X характеристики Zот (1,000-250,000)/Ином, Ом	65,87
2	Уставка по оси R характеристики Zот (1,000-250,000)/Ином, Ом	33,06
3	Наклон характеристики Zот (45-89)°	85
4	Уставка по оси X характеристики Zотв (1,000-250,000)/Ином, Ом	65,87
5	Уставка по оси R характеристики Zотв (1,000-250,000)/Ином, Ом	33,06
6	Наклон характеристики Zотв (45-89)°	85

Таблица 36 - Уставки времени ВЧБ

№	Наименование	Значение
1	DT3 Задержка сигн. отключения (0,001-0,15)с	0,02

Таблица 37 - Логика работы ВЧБ

№	Наименование	Значение
1	XB1 Работа на ВЛ с ответвлениями (предусмотрена/ не предусмотрена)	Не предусмотрена
2	XB2 Работа в сети с тяговой нагрузкой (предусмотрена/ не предусмотрена)	Не предусмотрена
3	XB7 Пуск ВЧ при выводе защиты (предусмотрен/ не предусмотрен)	Предусмотрен
4	XB8 Сигнализация пуска на отключение (предусмотрена/ не предусмотрена)	Предусмотрена
5	XB9 ПО DI (выведен/ в работе)	В работе
6	XB10 ПО Io (выведен/ в работе)	В работе
7	XB61 Запрет пуска ВЧ от МЗЛ (предусмотрен/ не предусмотрен)	Не предусмотрен
8	XB84 Блокировка режима с ответвлениями (не предусмотрена/ при неисправности цепей U)	Не предусмотрена
9	XB96 Перевод ВЧ защиты на сигнализацию (предусмотрен/ не предусмотрен)	Не предусмотрен

## 5.6 Уставки срабатывания ДЗТ

Таблица 39 – Результаты расчета ДЗТ

Наименование величины	Значение для стороны		
	220 кВ	27,5 кВ	10 кВ
Первичный рабочий ток на сторонах защищаемого трансформатора, А	158,144	316,288	6026
Схема соединения	Д	У	У

обмоток ТТ			
Коэффициент трансформации ТТ	200/5	400/5	6000/5
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальному току трансформатора, А	6,848	6,848	3,789

Таблица 40 – Результаты расчета ДЗТ

Наименование величины	Значение
1	2
Ток срабатывания реле на основной стороне, А	26,707
Число витков обмотки НТТ реле для основной стороны	7
Число витков обмотки НТТ реле для стороны НН	12
Число витков уравнивающей обмотки НТТ реле для стороны НН	0
Число витков тормозной обмотки НТТ реле	1

Все рассчитанные нами уставки срабатывания находятся в допустимых пределах панельных значений выбранных нами терминалов; проходят по чувствительности и могут быть приняты к установке.

## 6 СЕТЕВАЯ АВТОМАТИКА

### 6.1 Автоматический ввод резерва (АВР)

Установка устройств АВР предусматривает восстановление питания потребителей путем автоматического присоединения резервного источника питания в случае отключения основного источника питания, во избежание полного обесточивания электроустановок потребителя. Кроме этого, устройства АВР должны предусматриваться и для автоматического включения резервного оборудования при отключении рабочего оборудования, в результате которого может произойти нарушение нормального технологического процесса.

Устройство АВР, как правило, должно обеспечивать возможность его действия при исчезновении напряжения на шинах питаемого элемента, не зависимо от того, какой причиной оно вызвано, в том числе КЗ на этих шинах.

При выполнении АВР должна исключаться возможность действия АВР на включение потребителей, отключенных устройствами АЧР. Для этого необходимо применять специальные мероприятия (например, блокировка по частоте).

В связи с выше перечисленными условиями на подстанции предусматривается следующий объем автоматизации:

- АВР на секционных выключателях 35, 10 кВ;
- АВР на шинах 0.4 кВ собственных нужд;
- АПВ на линиях 10 и 35 кВ.

### 6.2 Автоматическое повторное включение (АПВ)

Устройство АПВ применяются на воздушных и смешанных (воздушно-кабельных) линиях напряжением 1000 В и выше; на шинах ЭС и ПС, оборудованных специальной защитой; на понижающих трансформаторах мощностью более 1000 кВА, имеющих с питающей стороны МТЗ, в тех случаях, когда отключение трансформатора приводит к обесточению

потребителей; на обходных и шиносоединительных выключателях и на ответственных электродвигателях, отключаемых по условию самозапуска других двигателей.

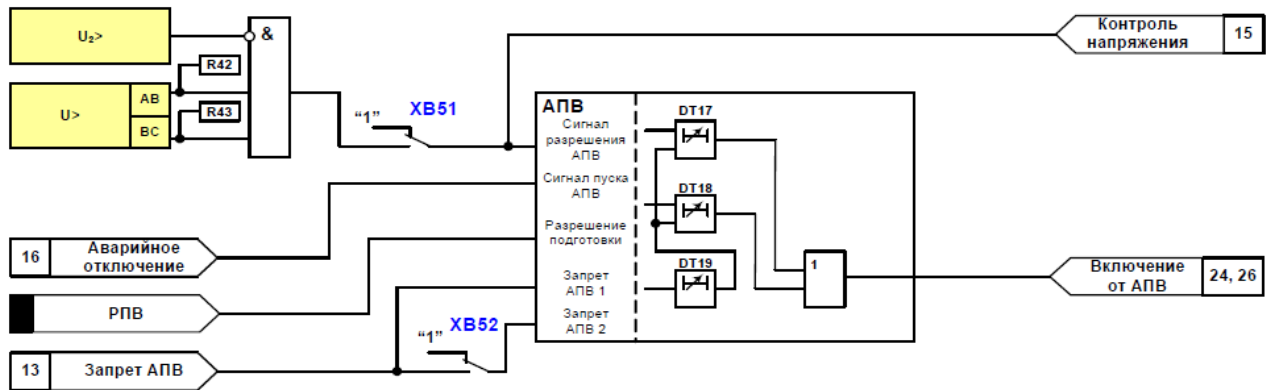


Рисунок 6 – Схема АПВ

Сущность АПВ состоит в том, что элемент системы электроснабжения, отключившийся под действием релейной защиты (РЗ), вновь включается под напряжение (если нет запрета на повторное включение) и если причина, вызвавшая отключение элемента, исчезла, то элемент остается в работе, и потребители получают питание практически без перерыва. К наиболее частым причинам, вызывающим неустойчивые повреждения элементов системы электроснабжения, относят перекрытие изоляции линий при атмосферных перенапряжениях, схлестывание проводов при сильном ветре или пляске, замыкание линий различными предметами, отключение линий или трансформаторов вследствие кратковременных перегрузок или неизбежного срабатывания РЗ, ошибочных действий дежурного персонала и т. д.

Выдержку времени устройства АПВ на линии с двусторонним питанием выбирают с учетом возможного одновременного отключения повреждения с обоих концов линии. С целью повышения эффективности АПВ однократного действия его выдержку времени увеличивают, если это допускает работа потребителя.

На одиночных линиях с двусторонним питанием (при отсутствии шунтирующих связей) предусматривают один из следующих видов трехфазного АПВ (или их комбинации): а) быстродействующее ТАПВ (БАПВ); б) несинхронное АПВ (НАПВ); в) АПВ с улавливанием синхронизма (АПВ УС).

Быстродействующее АПВ или БАПВ (одновременное включение с минимальной выдержкой времени с обоих концов) предусматривают на одиночных линиях с двусторонним питанием для автоматического повторного включения, как правило, при небольшом расхождении угла между векторами ЭДС соединяемых систем. БАПВ блокируется при срабатывании резервных защит и блокируется или задерживается при работе УРОВ.

Устройства АПВ формируют команду на отключение с выдержкой времени:

$$t_{АПВ-1} \geq t_{д.с.} - t_{вкл.Q} + \Delta t, \quad (44)$$

где  $t_{д.с.}$  - время деионизации среды, примерно равное 0,3 сек.;

$t_{вкл.Q}$  - время включения выключателя (для выключателя Alstom равно 0,023 сек.);

$$t_{АПВ-1} \geq 0,3 - 0,023 + 0,5 \text{ сек.}$$

Применение АПВ в распределительных сетях позволило также широко использовать подстанции 35—110 кВ, выполненные без выключателей на стороне высшего напряжения. В этих случаях выключатели и АПВ устанавливаются только на питающих линиях со стороны головного участка сети.

На линии 220 кВ “ПС Чалганы – ПС Тыгда” принимаем к установке АПВ однократного действия, АПВ двукратного действия не рассматриваем в

виду отсутствия данных о составе особых потребителей. АПВ устанавливаем со стороны ПС Чалганы и со стороны ПС Тыгда, так как линия имеет два ИП.

### **6.3 Устройство резервирования отказов выключателя (УРОВ)**

Назначение устройства:

В процессе эксплуатации электрооборудования могут иметь место случаи отказа в отключении выключателей при действии устройств релейной защиты. При этом при отсутствии УРОВ ликвидация КЗ на поврежденном присоединении происходит действием резервных защит на смежных элементах с большими выдержками времени с последующим АПВ. Как следствие, происходит отключение большого числа присоединений с возможностью нарушения динамической устойчивости данного узла энергосистемы. При наличии УРОВ, в случае отказа выключателя при КЗ на присоединении, ликвидация этого КЗ происходит отключением минимального числа выключателей на шинах, где расположен отказавший выключатель со временем порядка 0,3 секунды и с запретом АПВ отключенных действием УРОВ присоединений. В этом случае нарушения динамической устойчивости не происходит. УРОВ является одними из устройств ближнего резервирования.

Краткое описание устройства:

Несколько лет назад схемы УРОВ применялись в основном на присоединениях классов напряжения 110 кВ и выше. Однако, в последние годы, в основном в связи с вводом в эксплуатацию микропроцессорных устройств РЗА схемы УРОВ применяются и на присоединениях классов напряжения 6–10–35 кВ.

Схемы УРОВ действуют по следующему принципу. При возникновении повреждения и срабатывании устройств релейной защиты один из контактов выходного реле защиты дает команду на отключение выключателя присоединения, на котором произошло КЗ. Другой контакт этого реле действует на пуск схемы УРОВ. В схеме УРОВ имеется контроль тока присоединений и выдержка времени.



Если выключатель присоединения, на котором произошло КЗ исправен, то при отключении выключателя реле контроля тока фиксирует исчезновение тока и реле выдержки времени не действует. Схема УРОВ при этом не срабатывает.

Если выключатель присоединения, на котором произошло КЗ не отключился при действии устройств релейной защиты, реле контроля тока фиксируют наличие тока КЗ, протекающего через отказавший выключатель и реле выдержки времени УРОВ начинает отсчитывать выдержку времени (0,25–0,35 секунд). Если по истечению этого времени выключатель не отключился (т. е. ток через него не прекратился), срабатывает схема УРОВ.

Выходные реле УРОВ действуют на отключение всех выключателей смежных с отказавшим. В зависимости от конкретной схемы распреустройства УРОВ иногда может действовать по цепям ДЗШ. При действии УРОВ происходит, как правило, запрет АПВ присоединений, отключенных действием УРОВ.

При возникновении КЗ на линии и отказе ее выключателя при наличии на линии основной быстродействующей защиты, использующей в своем составе ВЧ посты УРОВ действует на остановку передатчиков ВЧ постов этой защиты для ускорения отключения линии с противоположной стороны. При использовании на линии в качестве основной защиты ДЗЛ УРОВ действует на подрыв соединительных проводов ДЗЛ также для ускорения отключения линии с противоположной стороны. Если на линии установлена аппаратура передачи команд телеотключения (аппаратура типов ВЧТО, АНКА–АВПА, АКПА и др.) одна из команд (чаще всего – 1-я команда) используется для передачи команды действия УРОВ на противоположный конец линии. На противоположном конце линии эта команда действует на отключение выключателя с запретом АПВ.

При отказе выключателя трансформатора (автотрансформатора) УРОВ действует на выходные реле основных защит трансформатора

(автотрансформатора) на отключение всех его выключателей с запретом АПВ.

При КЗ на шинах, действии ДЗШ и отказе выключателя линии схема УРОВ действует на останов ВЧ передатчика основной защиты линии (или на подрыв проводов защиты ДЗЛ) для ускорения отключения линии с противоположной стороны. При КЗ на шинах, действии ДЗШ и отказе выключателя трансформатора (автотрансформатора) схема УРОВ действует на отключение всех выключателей трансформатора (автотрансформатора) с запретом АПВ.

При КЗ на одной из систем шин, действии ДЗШ и отказе междушинного выключателя (МШВ) схема УРОВ действует на отключение выключателей другой системы шин по цепям ДЗШ с запретом АПВ.

Некоторые схемы УРОВ имеют цепи опережающего действия. Если при КЗ на присоединении и действии соответствующего устройства релейной защиты оказался неисправным контакт выходного реле защиты, дающий команду на отключение выключателя, для исключения ложного действия схемы УРОВ цепь отключения выключателя дублируется контактом выходного реле защиты, запускающим схему УРОВ. Это дублирование называется опережающее действие УРОВ.

## 7 МОЛНИЕЗАЩИТА

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молнией в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто применяют стержневые молниеотводы, тросовые используют в основном для защиты длинных и узких сооружений. Защитное действие молниеотвода в виде сетки, накладываемой на защищаемое сооружение, аналогично действию обычного молниеотвода.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое здание, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми, своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается. Зона защиты типа А обладает степенью надежности 99,5% и выше, а типа Б — 95% и выше.

Здания и сооружения, относящиеся к I категории, подлежат обязательной молниезащите. Зона защиты должна обладать степенью надежности 99,5% и выше (зона А) [11].

Общая схема решения задачи: производится количественная оценка вероятности поражения молнией защищаемого объекта, расположенного на

равнинной местности с достаточно однородными грунтовыми условиями на площадке, занятой объектом, т. е. определяется ожидаемое число поражений молнией в год защищаемого объекта. В зависимости от категории устройства молниезащиты и полученного значения ожидаемого числа поражений молнией в год защищаемого объекта определяется тип зоны защиты. Рассчитываются взаимные расстояния между попарно взятыми молниеотводами и производятся вычисления параметров зон защиты на заданной высоте от поверхности земли.

В зависимости от типа, количества и взаимного расположения молниеотводов зоны защиты могут иметь самые разнообразные геометрические формы. Оценка надежности молниезащиты на различных высотах производится проектировщиком, который в случае необходимости уточняет параметры молниезащитного устройства и решает вопрос о необходимости дальнейшего расчета.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений заключается в определении границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой  $h < 150$  м представляет собой круговой конус, который в зависимости от типа зоны защиты характеризуется следующими габаритами:

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода в плане графически изображается окружностью соответствующего радиуса. Центр окружности находится в точке установки молниеотвода.

Зона защиты двойного стержневого молниеотвода высотой до 150 м при расстоянии между молниеотводами, равном  $L$ , изображена на рис. 7. Из рисунка видно, что зона защиты между двумя стержневыми молниеотводами имеет значительно большие размеры, чем сумма зон защиты двух одиночных молниеотводов. Часть зоны защиты между стержневыми молниеотводами в сечении, проходящем через оси молниеотводов, является совместной (рис. 7), а остальные ее части называются торцевыми.

Определение очертаний торцевых частей зоны защиты выполняется по расчетным формулам, используемым для построения зоны защиты одиночных молниеотводов.

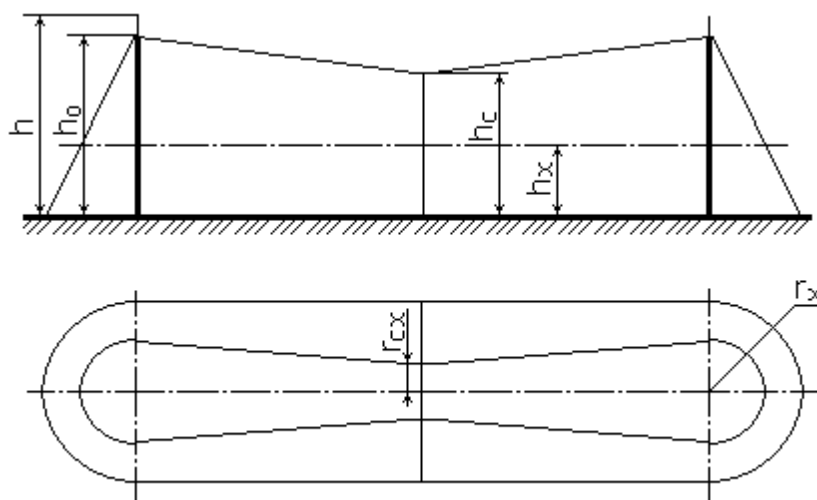


Рисунок 7 - Зоны защиты двойного стержневого молниеотвода

В плане торцевые части представляют собой полуокружности радиусом  $r_0$  или  $r_x$ , которые ограничиваются плоскостями, проходящими через оси молниеотводов перпендикулярно линии, соединяющей их основания.

Совместная часть зоны защиты ограничивается сверху ломаной линией, которую можно построить по трем точкам: две из них лежат на молниеотводах на высоте  $h_0$ , а третья расположена посередине между ними на высоте  $h_c$ .

Основным условием наличия совместной зоны защиты двойного стержневого молниеотвода является выполнение неравенства  $r_{cx} > 0$ . В этом случае конфигурация совместной зоны защиты в плане представляет собой две равнобедренные трапеции, имеющие общее основание длиной  $2r_{cx}$ , которое лежит посередине между молниеотводами.

Объекты, расположенные на достаточно большой территории, защищаются несколькими молниеотводами (многократный молниеотвод). Для определения внешних границ зоны защиты многократных молниеотводов

используются те же приемы, что и для одиночного или двойного стержневых молниеотводов. При этом для расчета и построения внешних очертаний зоны молниеотводы берут попарно в определенной последовательности. Основным условием защищенности одного или группы сооружений высотой  $h_x$  с надежностью, соответствующей зонам защиты А и Б, является выполнение неравенства  $r_{cx} > 0$  для всех попарно взятых молниеотводов.

## 8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данном разделе проекта рассматриваются вопросы, касающиеся безопасности проведения мероприятий по модернизации РЗиА ПС Чалганы напряжением 220/27,5/10 кВ, оценки влияния данной подстанции на окружающую среду, обеспечения пожарной безопасности, как в ходе модернизации подстанций, так и в процессе эксплуатации.

### 8.1 Безопасность проекта

При проектировании новых электрических подстанций, а также при создании проектов реконструкции уже существующих подстанций обеспечение безопасности при осуществлении проектов и в ходе дальнейшей эксплуатации энергообъектов является обязательным требованием.

При монтаже и модернизации подстанций, при осмотрах, ремонтах и ревизиях необходимо соблюдать «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок». При выполнении строительных и монтажных работ в действующих электроустановках должны соблюдаться требования строительных норм и правил, регламентирующих технику безопасности в строительстве.

При производстве всего комплекса строительно-монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением подъемных сооружений, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

Безопасные методы и способы ведения строительно-монтажных работ, выполняемых в ходе реконструкции, должны соответствовать требованиям, предусмотренным в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ. Работы вблизи оборудования, находящегося под напряжением, должны выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от токоведущих частей машин и аппаратов, находящихся под напряжением, до работающих машин и

механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности.

Работы вблизи действующего оборудования, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда-допуска, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы.

Подъёмные сооружения предназначенные для выполнения строительных и грузоподъемных работ, должны обладать достаточной грузоподъемностью, обеспечивающей безопасное выполнение работ. При подъеме должны соблюдаться «Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъёмные сооружения».

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

Категорически запрещается [18]:

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

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



Обеспечение безопасности при выполнении электромонтажных и сварочных работ:

перед началом работы нужно проверить исправность механизмов и приспособлений, инструмента, лестниц и т.п;

транспортировка и подъем электрических аппаратов, колонок изоляторов должны быть полностью механизированы;

на высоте выше 2 метров работы должны выполняться с применением стремянок и лестниц, а при высоте более 4 метров – только с лесов или со специальных механизмов, работать под настилами запрещается;

приступая к сварным работам, необходимо проверить исправность аппаратуры, изоляцию сварных проводов и электродержателя, надежность всех контактных соединений;

выполнять сварку под открытым небом во время дождя и грозы запрещается;

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

## **8.2 Экологичность**

### **8.2.1 Расчет маслоприемников**

На модернизируемой ПС Чалгина 220/27,5/10 кВ установлены два силовых трансформатора ТДТНЖ–40000/220. Приведем расчет маслоприемника с отводом масла для трансформатора ТДТНЖ-40000/220/27,5/10, габариты которого следующие: Длина трансформатора  $A = 6,8$  м, ширина  $B = 4,8$  м, высота  $H = 6,4$  м [15].

Маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленными, так и незаглубленными конструкции и закрываются металлической решеткой, поверх которой должен быть слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня с частицами от 30 до 70 мм. Уровень всего масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм.

Должны выполняться следующие требования:

а) габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора не менее чем на 1,5 м [18];

б) объем маслоприемника с отводом масла должен быть рассчитан на прием 100% объема масла, залитого в трансформатор. Маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, автоматическими стационарными устройствами и гидрантами на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений: 50 % масла и полное количество воды должны удаляться не более чем за 0,25 ч.;

в) устройство маслоприемника должно исключать переток масла и воды из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и др. подземным сооружениям, распространение пожара;

ТМ не только является источником пожарной опасности, но и может причинить вред окружающей среде. Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслonaполненных силовых трансформаторов должны быть выполнены маслоприемники и маслосборники.

Зная массу масла в трансформаторе:  $m = 23,2$  т и его плотность:  $\rho = 880$  кг/м<sup>3</sup>, можно определить объем  $V$ , который будет занимать это количество масла:

$$V_{m.m.} = \frac{m}{\rho} = \frac{23200}{880} = 26,36 \text{ м}^3 \quad (45)$$

Зная объем, который занимает масло можно определить площадь, отводимую под маслоприемник и высоту маслоприемника. Величина  $\Delta$  – показывает, на сколько габариты маслоприемника должны выступать за габариты единичного электрического оборудования, в данном случае

трансформатора (рисунок 8). При массе трансформаторного масла от 10 до 50 т величина  $\Delta = 1,5$  м.

Площадь маслоприёмника определяется по формуле:

$$S_{МП} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) = C \cdot D \quad (46)$$

$$S_{м.п.} = (6,8 + 3) \cdot (4,8 + 3) = 76,44 \text{ м}^2$$

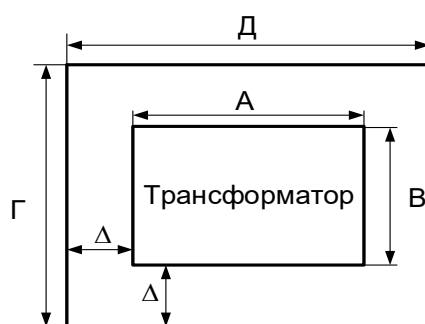


Рисунок 8 – Габариты маслоприёмника

Так как масса масла в автотрансформаторах ТДТНЖ–40000/220/27,5/10 равна 23,2 т [15], что больше 20 т, то маслоприемники под трансформаторы выполняются с отводом масла [18].

Принимаем конструкцию маслоприемника заглубленного типа с установкой металлической решетки на маслоприемнике поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м.

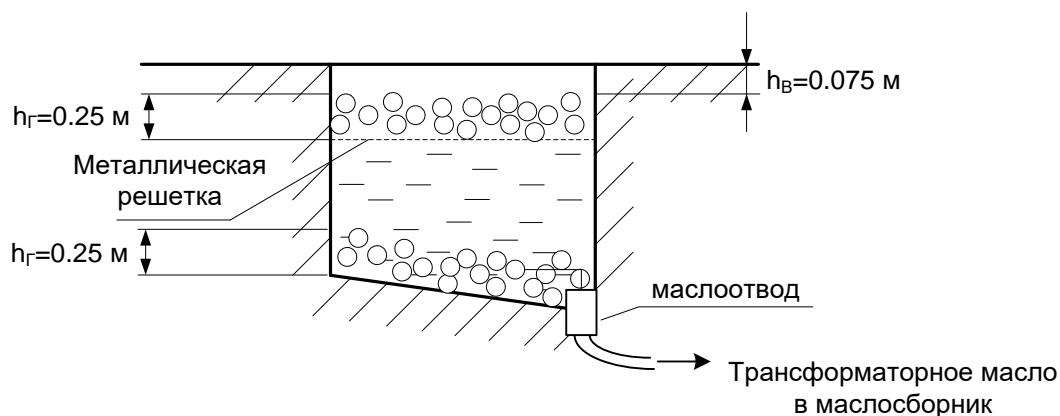


Рисунок 9 – Схема грунта

Верхний уровень гравия (щебня) должен быть не менее чем на 75 мм ниже уровня окружающей планировки (при устройстве маслоприемников без бортовых ограждений).

Дно маслоприемника (заглубленного и незаглубленного) должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону маслобункера и быть засыпано чисто промытым гранитным (либо другой непористой породы) гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

Высота маслоприемника рассчитывается по формуле:

$$h_{м.п.} = h_{г.} + h_{г.} + h_{т.м.} \quad (47)$$

где  $h_{МП}$  – глубина маслоприемника;

$h_{Г}$  – толщина щебня;

$h_{В}$  – воздушный зазор.

$$h_{т.м.} = \frac{V_{т.м.}}{S_{м.п.}} = \frac{26,36}{76,44} = 0,35 \text{ м} \quad (48)$$

$$h_{м.п.} = 0,075 + 0,25 + 0,35 = 0,675 \text{ м}$$

Через маслоотвод трансформаторное масло уходит в маслосборник.

Произведем расчет маслосборника.

Так как маслосборник должен вмещать полный объем масла трансформатора, а также 80% воды от средств пожаротушения, то рассчитаем сначала объем воды от средств пожаротушения.

Площадь боковых поверхностей трансформатора определяется по формуле:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (A + B) \cdot H \quad (49)$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (6,8 + 4,8) \cdot 6,4 = 148,48 \text{ м}^2$$

Объем воды, необходимый для тушения пожара трансформатора, определяется по формуле:

$$V_{\text{ВОДЫ}} = K_{\text{П}} \cdot t \cdot (S_{\text{МП}} + S_{\text{БПТ}}) \quad (50)$$

где  $K_{\text{П}}$  – интенсивность пожаротушения; л/сек·м<sup>2</sup>. Равна  $0,2 \cdot 10^{-3}$ ;

$t$  – нормативное время пожаротушения, сек. Равно 1800;

$S_{\text{МП}}$  – площадь маслоприемника, м<sup>2</sup>;

$S_{\text{БПТ}}$  – площадь боковых поверхностей трансформатора, м<sup>2</sup>.

Таким образом:

$$V_{\text{воды}} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (76,44 + 148,48) = 80,97 \text{ м}^3$$

Объем маслоприемника для приема 100 % масла и 80 % воды определяется по формуле:

$$V_{м.с.} = V_{т.м} + 0,8 \cdot V_{воды} \quad (51)$$

$$V_{м.с.} = 26,36 + 0,8 \cdot 80,97 = 91,136 \text{ м}^3$$

При расчете основных размеров маслоприёмника мы получили следующие параметры: длина – 9,8 м; ширина – 7,8 м; площадь – 76,44 м<sup>2</sup>; объём масла – 26,36 м<sup>3</sup>; глубина – 0,925 м. Объем маслосборника - 91,136 м<sup>3</sup>.

### **8.3 Чрезвычайные ситуации**

В процессе эксплуатации электроэнергетического оборудования могут возникать различные непредвиденные ситуации, которые могут привести к тяжелым последствиям. Одной из самых опасных ситуаций является возникновение пожара на подстанции.

Наличие на подстанциях маслonaполненного оборудования требует специальных противопожарных мероприятий и принятия особых мер при пожаре. Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях трансформаторов в соответствии с ПУЭ на реконструируемых подстанциях устроены все необходимые маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

В пределах бортовых сооружений маслоприемника гравийная засыпка должна содержаться в чистом состоянии. При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприемнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

Для уменьшения нагрева прямыми лучами солнца трансформаторы, реакторы и конденсаторы наружной установки должны окрашиваться в светлые тона красками, стойкими к атмосферным воздействиям и воздействию масла.

Рассматриваем обеспечение пожарной безопасности на подстанции 220/27,5/10 кВ «Чалганы».

Класс пожара на ПС «Чалганы» можно отнести к классу Е – пожары, связанные с горением электроустановок. Поэтому на подстанции необходимо принять к установке пожарные щиты типа ЩП-Е, т.е. щит пожарный для очагов пожара класса Е. Пожарные щиты комплектуются первичными средствами пожаротушения, немеханизированными пожарным инструментом и инвентарем. На модернизируемой подстанции «Чалганы» пожарный щит ЩП-Е должен быть оснащен [17]:

а) Порошковым огнетушителем (ОП) 10/9 (емкость, л/масса огнетушащего состава, кг). Рекомендуется устанавливать один огнетушитель данного вида, но при его отсутствии и при соответствующем обосновании допускается устанавливать два огнетушителя ОП 5/4;

б) Углекислотным огнетушителем (ОУ) 5/3 (емкость, л/масса огнетушащего состава, кг) в количестве двух. Этот вид огнетушителей используется для тушения электроустановок, находящихся под током;

в) Крюком с деревянной рукояткой. В комплект щита входит один крюк;

г) Комплектом для резки электропроводов, в который входят ножницы, диэлектрические боты и коврик. Предусматривается один комплект для ЩП-Е;

д) Асбестовым полотном, грубошерстной тканью или войлоком (1 шт.) Асбестовые полотна, грубошерстные ткани или войлок должны быть размером не менее 1×1 м и предназначены для тушения пожара веществ и материалов на площади не более 50% от площади применяемого полотна, горение которых не может происходить без доступа воздуха. Асбестовое

полотно, грубошерстные ткани или войлок должны храниться в водонепроницаемых закрывающихся футлярах. Указанные средства должны не реже одного раза в 3 месяца просушиваться и очищаться от пыли;

е) Лопатой совковой в количестве одной;

ж) Ящиком с песком (1 шт.).

Успех быстрой локализации и ликвидации пожара в его начальной стадии зависит от наличия первичных средств тушения пожара и умения пользоваться ими. Основными огнегасительными средствами и веществами являются вода, пена, песок, инертные газы, сухие (твёрдые) огнегасительные вещества, войлочные и асбестовые полотна.

Для размещения первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и пожарного инвентаря в производственных и складских помещениях, не оборудованных внутренним противопожарным водопроводом и автоматическими установками пожаротушения, а также на территории предприятий (организаций), не имеющих наружного противопожарного водопровода, или при удалении зданий (сооружений), наружных технологических установок этих предприятий на расстояние более 100 м от наружных пожарных водопроводов, должны оборудоваться пожарные щиты.

Песок используем для тушения небольших очагов воспламенения кабелей, электропроводки и горючих жидкостей: мазута, масла, красок и т.п. Хранят его в ящиках вместе с лопатой. На ОРУ ящики с песком ставим у трансформаторов. Ящики вместимостью 0,5 м<sup>3</sup>. Песок должен быть всегда сухим и рыхлым [15].

Бочки для хранения воды, устанавливаемые рядом с пожарным щитом, должны иметь объем не менее 0,2 м<sup>3</sup> и комплектоваться ведрами [15].

Огнетушители должны размещаться в легкодоступных и заметных местах, где исключено попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие отопительных и нагревательных приборов и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.



Для указания местонахождения первичных средств тушения пожара устанавливаем знаки по действующему государственному стандарту на видных местах.

Регулярный контроль за содержанием, поддержанием хорошего эстетического вида и постоянной готовностью к действию первичных средств тушения пожара ПС «Чалганы» должны осуществлять назначенные для этого лица, а также работники объектовой пожарной охраны и члены добровольных пожарных формирований объекта.

Порядок обслуживания и применения огнетушителей должен соответствовать техническим условиям предприятий-изготовителей, а также требованиям «Типовой инструкции по содержанию и применению первичных средств пожаротушения на объектах энергетической отрасли».

Применять средства тушения пожара для каких-либо других целей запрещается.

Так как автотрансформаторы ТДТНЖ-40000/220/27,5/10 установлены на открытом воздухе, то между ними необходимо установить разделительные перегородки. Разделительные перегородки должны иметь предел огнестойкости не менее 1,5 ч, ширину не менее ширины маслоприемника (гравийной подсыпки) и высоту не менее высоты вводов высшего напряжения. Перегородки устанавливаем за пределами маслоприемника. Расстояние в свету между трансформаторами и перегородкой должно быть не менее 1,5 м

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы над выпускной квалификационной работой был выполнен следующий объем работ:

- произведен расчет токов КЗ и произведена проверка оборудования.
- была произведена установка современных шкафов релейной защиты на базе микропроцессорных терминалов, а также закреплены и дополнены знания по РЗА.
- произведен расчет уставок срабатывания, определены коэффициенты чувствительности и время срабатывания защиты линии. Обосновано применение микропроцессорных устройств защиты.
- рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при производстве работ в эксплуатации оборудования, вопросы охраны окружающей среды и основные противопожарные мероприятия.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Блок, В.М. Электрические системы и сети : учебное пособие / В.М. Блок. – М. : Высшая школа, 1986. – 430 с.

2 Блок, В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностях вузов : учебное пособие / В. М. Блок, Г. К. Обушев. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : «Высшая школа» 1990. - 383 с.

3 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник Т.3 / В. Г. Герасимов, П.Г. Грудинский, В.А. Лабунцов. – М. : Энергоатомиздат, 1988. – 880 с.

4 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети : учебник для вузов / В.И. Идельчик – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.

5 Лыкин, А.В. Электрические системы и сети : учебное пособие / А.В. Лыкин. – Новосибирск : Изд – во НГТУ, 2002. – 248 с.

6 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций : учеб. пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 2007. - 608 с.

7 Мясоедов, Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций : учебное пособие / Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева. – Благовещенск : Издательство АмГУ, 2002. – 142 с.

8 Поспелов, Г.Е. Электрические системы и сети : проектирование / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин. – 2-е изд., испр. и доп. – Мн.: «Высшая школа», 1988. – 308 с.

9 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей : справочник / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.

10 Савина, Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах : учебное пособие / Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, Л.Н. Дудченко. – Б. : Издательство АмГУ, 1999. – 238 с.

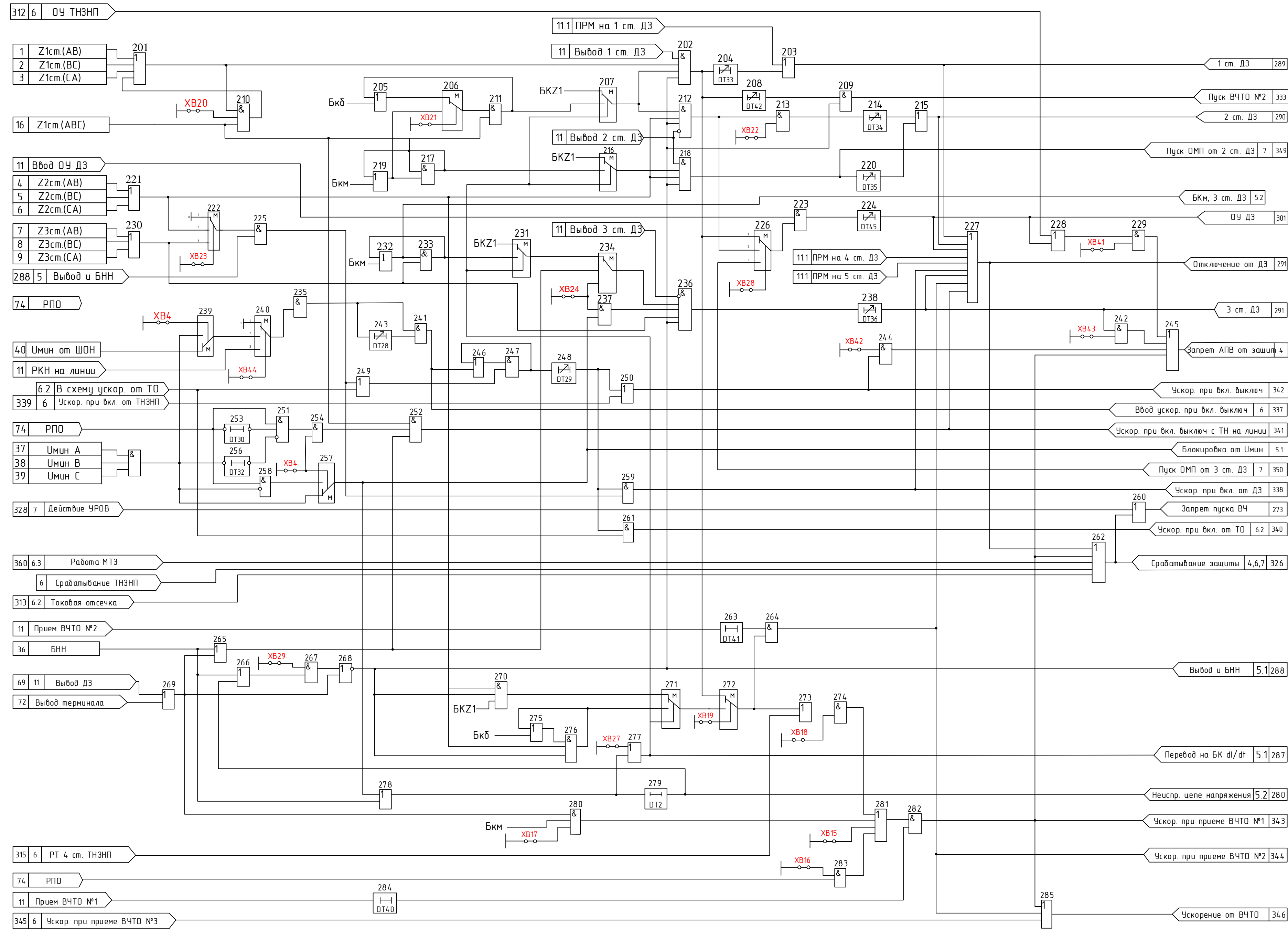
- 11 Базуткин, В.В. Изоляция и перенапряжения в электрических системах / В.В. Базуткин, В.П. Ларионов, Ю.С. Пинталь. – М. : Энергоатомиздат, 1986.
- 12 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И. : Энергоатомиздат, 2002.
- 13 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения : учебное пособие / В.А. Андреев. – М : «Высшая школа», 1991.
- 14 РД 34.03.301. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. – СПб. : Издательство Деан, 2001.
- 15 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – СПб. : Издательство «Деан», 2000. – 352 с.
- 16 Сибикин, Ю.Д. Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий : учебное пособие / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. – М. : ПрофОбр – Издат, 2002. – 432 с.
- 17 СН 14278-т1 «Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ».
- 18 Корнилович, О.П. Правила техники безопасности при электромонтажных и наладочных работах : справочник электромонтажника / О.П. Корнилович. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 240 с.
- 19 Красник, В.В. Эксплуатация электрических подстанций и распределительных устройств : учебное пособие / В.В. Красник. – М. : ЭНАС, 2011. – 320 с.
- 20 МинЭнерго [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – 22.07.2008. – Режим доступа : <http://minenergo.gov.ru>. – 20.05.2016
- 21 Баков, Ю.В. Проектирование электрической части электростанций с применением ЭВМ : учеб. пособие для вузов / Ю.В. Баков. — М. : Энергоатомиздат, 2008.— 272 с.
- 22 Костин, В.Н. Оптимизационные задачи электроэнергетики : учеб.пособие. / В.Н. Костин. - СПб. : СЗТУ, 2006. - 120 с.

23 Рожков, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций : учеб. пособие / Л.Д. Рожков, В.С. Козулина. – М. : Энергоатомиздат, 2007. – 648 с.

24 Рокотян, С.С. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Рокотяна, С.С., Шапиро И.М. – М. : Энергоатомиздат, 2005. – 352 с.

25 Ульянов, С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах : учеб. пособие / С.А. Ульянов. - М. : Энергия, 2009. – 188 с.

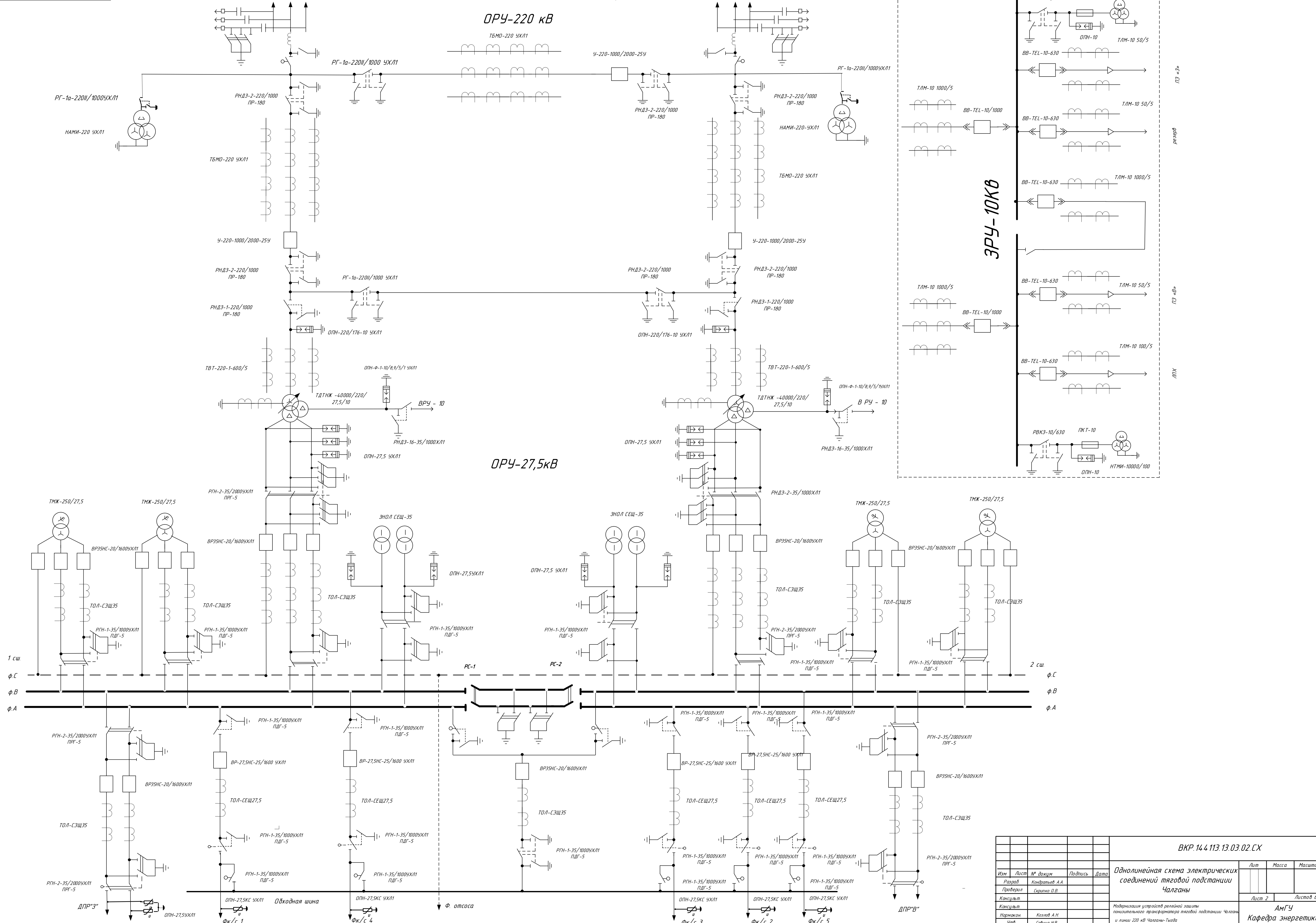
Функциональная схема логической части ДЗ



Логика работы ДЗ

№	Наименование	Значение
1	XB62 1 ступень ДЗ на землю	выведена
2	XB63 4 ступень ДЗ	выведена
3	XB64 5 ступень ДЗ	выведена
4	XB20 Подхват срабатывания РС 1 ступени от ненаправленного РС 2 ступени	не предусмотрен
5	XB21 Контроль действий 1 ст. (или 2 ступени с меньшей выдержкой времени) (от БК-δ, от БК-м)	От БК-δ
6	XB22 Действие 2 ступени с меньшей выдержкой времени	не предусмотрено
7	XB23 Ускоряемая ступень ДЗ при включении выключателя	2 ступень
8	XB24 Контроль действия 3 ступени от длокировок (от БНН и БК, только от БНН)	только от БНН
9	XB25 Ускоренный возврат БК при отключении выключателя	предусмотрен
10	XB27 Алгоритм БК (DZ / DI)	DI
11	XB 28 Оперативно ускоряемая ступень	2 ступень
12	XB29 Контроль действия ступеней ДЗ от БНН	предусмотрен
13	XB44 Контроль ускорения при включении выключателя от напряжения на линии (не предусмотрен, ШОН, РН на линии)	не предусмотрен
14	XB45 Контроль 1 ступени ДЗ на землю (от БК-δ, от БК-м)	от БК-δ
15	XB46 Контроль 4 ступени ДЗ (от БК-δ, от БК-м, нет)	от БК-δ
16	XB46 Контроль 5 ступени ДЗ (от БК-δ, от БК-м, нет)	от БК-δ
17	XB41 Запрет АПВ при ОУ от ДЗ или ТЭНП	не предусмотрен
18	XB42 Запрет АПВ от ускор. при вкл. выкл.	предусмотрен
19	XB43 Запрет АПВ от 3 ступени ДЗ	не предусмотрен
20	XB15 Действие сигнала ВЧТО №1	без контроля
21	XB16 Контроль от КДТ при приеме ВЧТО №1	не предусмотрен
22	XB 17 Контроль от БК при приеме ВЧТО №1	не предусмотрен
23	XB18 Контроль 1(2) ст. ДЗ или реле тока 4 ст. ТНЭНП при приеме ВЧТО №1	не предусмотрен
24	XB19 Контроль от 1(2) ступени ДЗ при приеме ВЧТО №2	2 ступень

# Однолинейная схема тяговой подстанции Чалганы

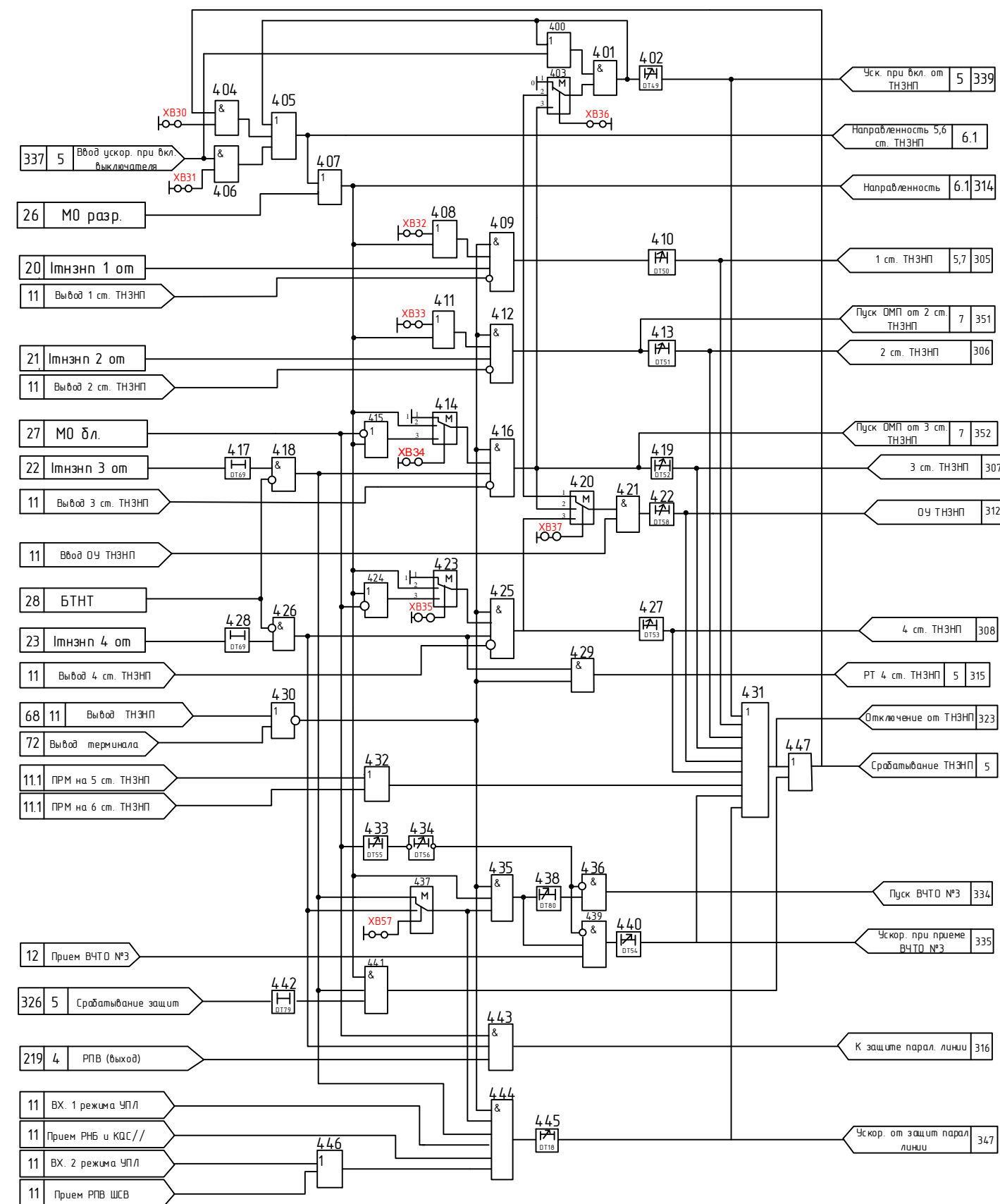


ВКР.14.113.13.03.02.СХ				Лит	Масса	Масштаб
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		
Разраб		Кандышев А.А.				
Проверил		Скрипко Д.В.				
Консульт						
Нормокон		Козлов А.Н.				
Умб		Савина Н.В.				
Однолинейная схема электрических соединений тяговой подстанции Чалганы				Лист 2	Листов 6	
Модернизация устройств релейной защиты понижающего трансформатора тяговой подстанции Чалганы и линии 220 кВ Чалганы-Тыгда				АмГУ Кафедра энергетики		

Уставки по времени для ТНЭМП и токовой отсечки

Логика работы ТНЭМП и токовой отсечки

Функциональная схема логической части ТНЭМП



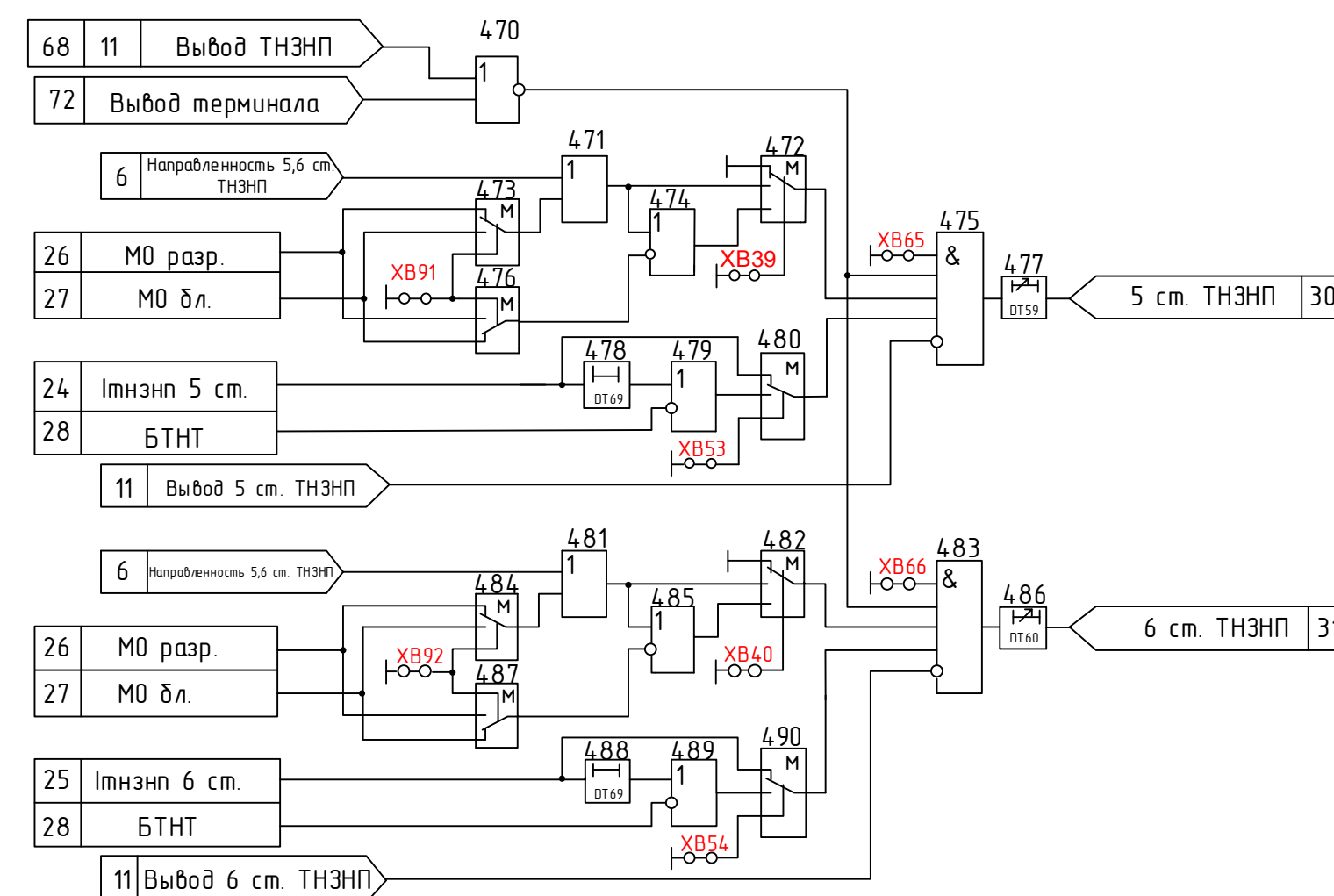
№	Наименование	Значение
1	DT49 Задержка на срабатывание ускорения при включении выключателя от ТНЭМП, с (0,05..5 шаг 0,01)	0,3
2	DT50 Задержка на срабатывание 1 ступени ТНЭМП, с (0,01..15 шаг 0,01)	0,3
3	DT51 Задержка на срабатывание 2 ступени ТНЭМП, с (0,05..15 шаг 0,01)	0,8
4	DT52 Задержка на срабатывание 3 ступени ТНЭМП, с (0,05..15 шаг 0,01)	1,2
5	DT53 Задержка на срабатывание 4 ступени ТНЭМП, с (0,05..15 шаг 0,01)	1,7
6	DT59 Задержка на срабатывание 5 ступени ТНЭМП, с (0,05..15 шаг 0,01)	15
7	DT60 Задержка на срабатывание 6 ступени ТНЭМП, с (0,05..15 шаг 0,01)	15
8	DT54 Задержка на срабатывание ускорения ТНЭМП при приеме сигнала ВЧТО №3, с (0,05..5 шаг 0,01)	0,05
9	DT55 Время ожидания при внешних повреждениях, с (0,01..0,20 шаг 0,01)	0,15
10	DT56 Задержка пуска ВЧТО №3 при реверсе мощности, с (0,01..0,20 шаг 0,01)	0,15
11	DT57 Задержка на срабатывание токовой отсечки, с (0,000..15,000 шаг 0,001)	0,05
12	DT58 Задержка на срад-е 2, 3 или 4 ст. ТНЭМП при опер. уск, с (0,05..5 шаг 0,01)	0,5
13	DT80 Продление сигнала пуска ВЧТО №3, с (0,00..0,60 шаг 0,01)	0,04
14	DT18 Задержка на срабатывание ускор. ТНЭМП от защиты парал. линии, с (0,05..5,00 шаг 0,01)	5,0

№	Наименование	Значение
1	XB65 5 ступень ТНЭМП	выведена
2	XB66 6 ступень ТНЭМП	выведена
3	XB30 Автоматический вывод направленности в режиме ускорения при включении выключателя	не предусмотрено
4	XB31 Автоматический вывод направленности в режиме ускорения при включении выключателя	не предусмотрено
5	XB32 Контроль направленности 1 ступени ТНЭМП	предусмотрен
6	XB33 Контроль направленности 2 ступени ТНЭМП	предусмотрен
7	XB34 Контроль направленности 3 ступени ТНЭМП (не предусмотрено, от РНМ-р, от РНМ-р или РНМ-б)	от РНМ-р
8	XB35 Контроль направленности 4 ступени ТНЭМП (не предусмотрено, от РНМ-р, от РНМ-р или РНМ-б)	от РНМ-р
9	XB39 Контроль направленности 5 ступени ТНЭМП (не предусмотрено, от РНМ-р, от РНМ-р или РНМ-б)	от РНМ-р
10	XB91 Направленность 5 ступени ТНЭМП	вперед
11	XB40 Контроль направленности 6 ступени ТНЭМП (не предусмотрено, от РНМ-р, от РНМ-р или РНМ-б)	от РНМ-р
12	XB92 Направленность 6 ступени ТНЭМП	вперед
13	XB36 Ускоряемая ступень ТНЭМП при включении выключателя (не предусмотрено, 2 ступень, 3 ступень)	3 ступень
14	XB37 Оперативно ускоряемая ступень ТНЭМП (2 ступень, 3 ступень, 4 ступень)	3 ступень
15	XB38 Ускорение действия токовой отсечки при включении выключателя	не предусмотрено
16	XB53 Отстройка 5 ст. ТНЭМП от БТНТ	не предусмотрено
17	XB54 Отстройка 6 ст. ТНЭМП от БТНТ	не предусмотрено
18	XB57 Контроль ВЧТО №3 от З(4) ст. ТНЭМП (3 ступень, 4 ступень)	3 ступень

Уставки реле ТНЭМП и токовой отсечки

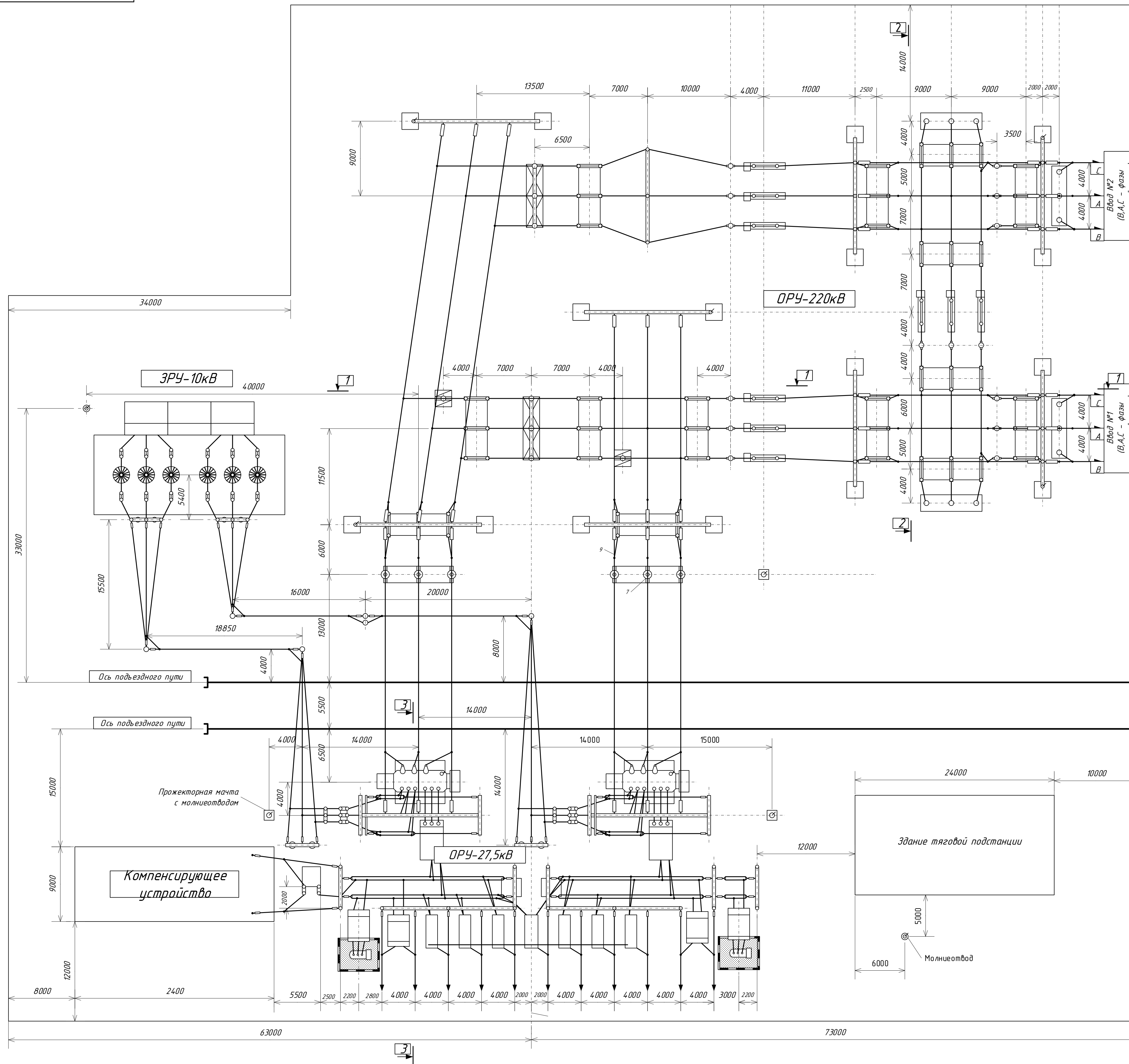
№	Наименование	Значение
1	Ток срабатывания 1 ступени ТНЭМП, А (0,05 <sub>ном</sub> ..30 <sub>ном</sub> шаг 0,01)	451,925
2	Ток срабатывания 2 ступени ТНЭМП, А (0,05 <sub>ном</sub> ..30 <sub>ном</sub> шаг 0,01)	415,206
3	Ток срабатывания 3 ступени ТНЭМП, А (0,05 <sub>ном</sub> ..30 <sub>ном</sub> шаг 0,01)	316,288
4	Ток срабатывания 4 ступени ТНЭМП, А (0,05 <sub>ном</sub> ..30 <sub>ном</sub> шаг 0,01)	в резерве
5	Ток срабатывания 5 ступени ТНЭМП, А (0,05 <sub>ном</sub> ..30 <sub>ном</sub> шаг 0,01)	18000
6	Ток срабатывания 6 ступени ТНЭМП, А (0,05 <sub>ном</sub> ..30 <sub>ном</sub> шаг 0,01)	18000
7	Ток срабатывания блокирующего РНМ, А (0,04 <sub>ном</sub> ..0,5 <sub>ном</sub> шаг 0,01)	60
8	Ток срабатывания разрешающего РНМ, А (0,04 <sub>ном</sub> ..0,5 <sub>ном</sub> шаг 0,01)	60
9	Напряжение срабатывания блокирующего РНМ, В (0,5..5 шаг 0,1)	2540
10	Напряжение срабатывания разрешающего РНМ, В (0,5..5 шаг 0,1)	2540
11	Коэффициент выноса ТН на линию, о.в. (0,00..0,50 шаг 0,01)	0
12	Ток срад-я токовой отсечки, А	3391
13	Ток срабатывания ПО токовой отсечки при включении, А (0,35..30 <sub>ном</sub> шаг 0,01)	18000

Функциональная схема логической части ТНЭМП (дополнительная логика)



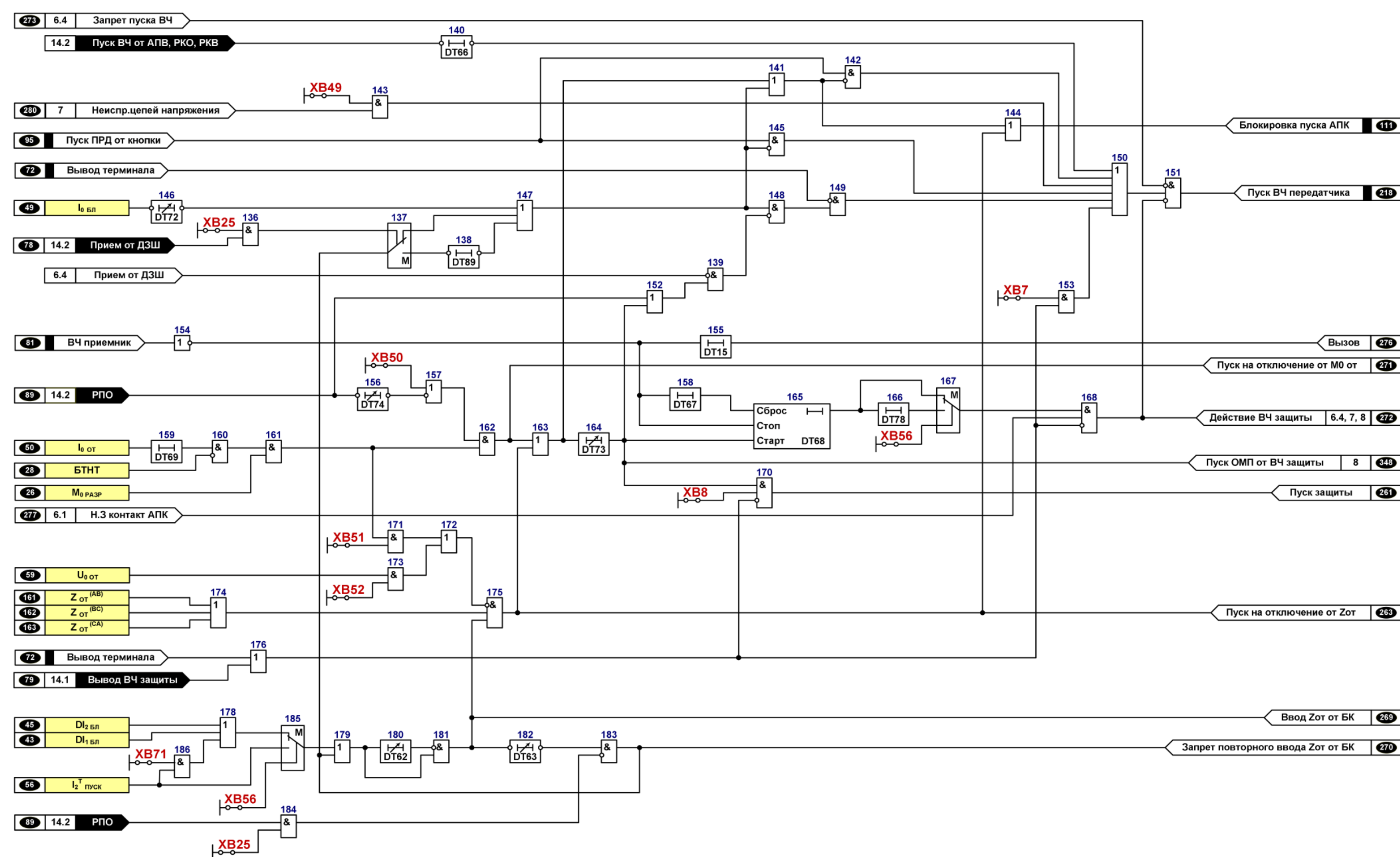
ВКР.14.113.130302.СХ.			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись
Разработ	Кондратьев А.А.		
Проверил	Скрипко О.В.		
Техник			
Исполн	Колес А.И.		
Утвердил	Савин И.В.		
ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СХЕМА ЛОГИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ТНЭМП		Лист	Масштаб
Модернизация устройств релейной защиты подстанции Чалганы и линии 220 кВ Чалганы-Тягда		3	6
АМГУ		Гр 442-обЗ (2)	



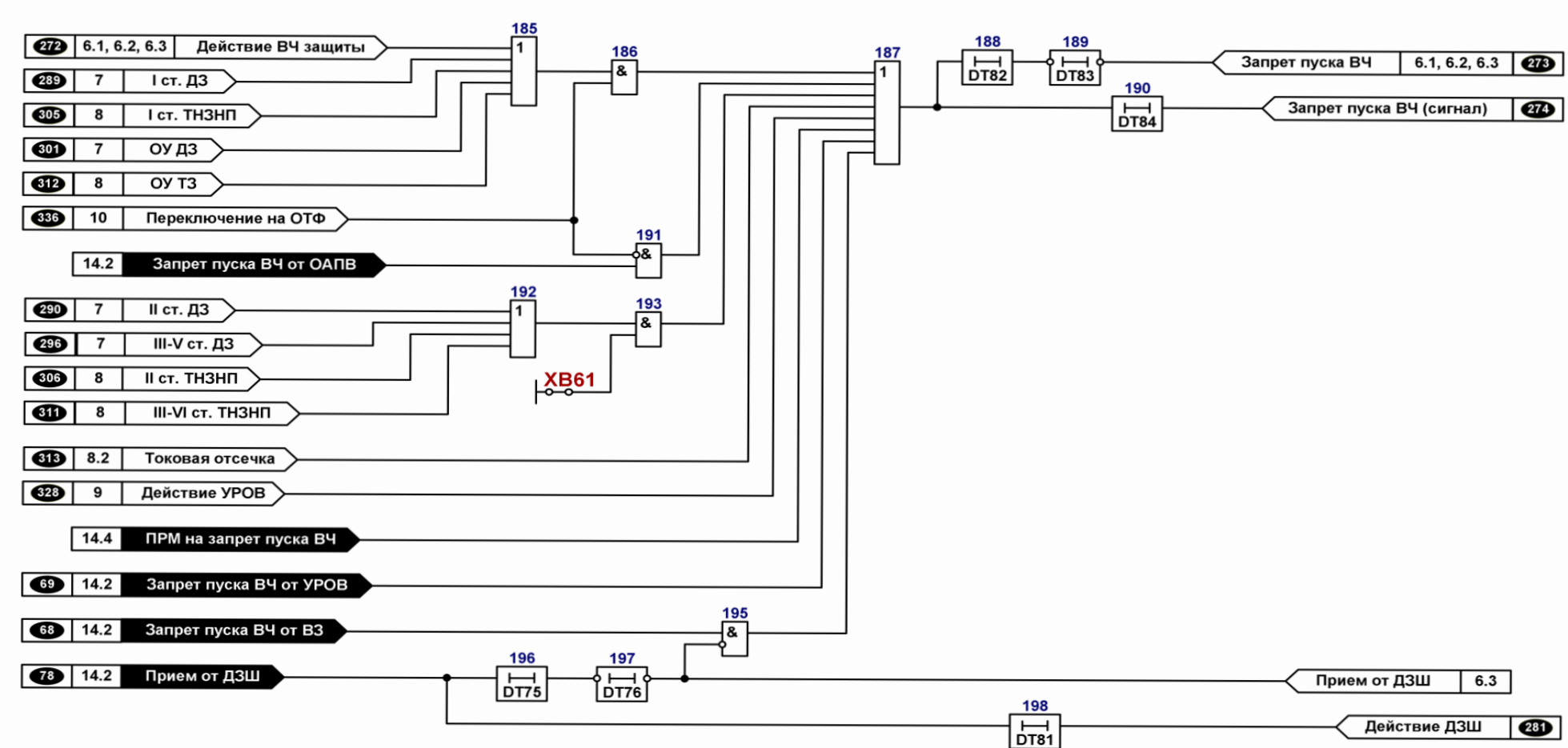


ВКР.14.4.113.130302.СХ.				Литера	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№Докум	Подпись	План открытой части подстанции Чалганы	у	Лист 4
Разраб.	Ковратов А.А.	Дата				
Проверил	Скрипка О.В.					
Н.Контроль	Козлов А.Н.	Модернизация устройств релейной защиты панельного трансформатора тяговой подстанции Чалганы и линии 220 кВ Чалганы-Тында				Листов 6
Утвердил	Савина Л.А.	АМГУ зр. 4.42 - об3(2)				

### Функциональная схема логической части ВЧБ терминала БЗ2704



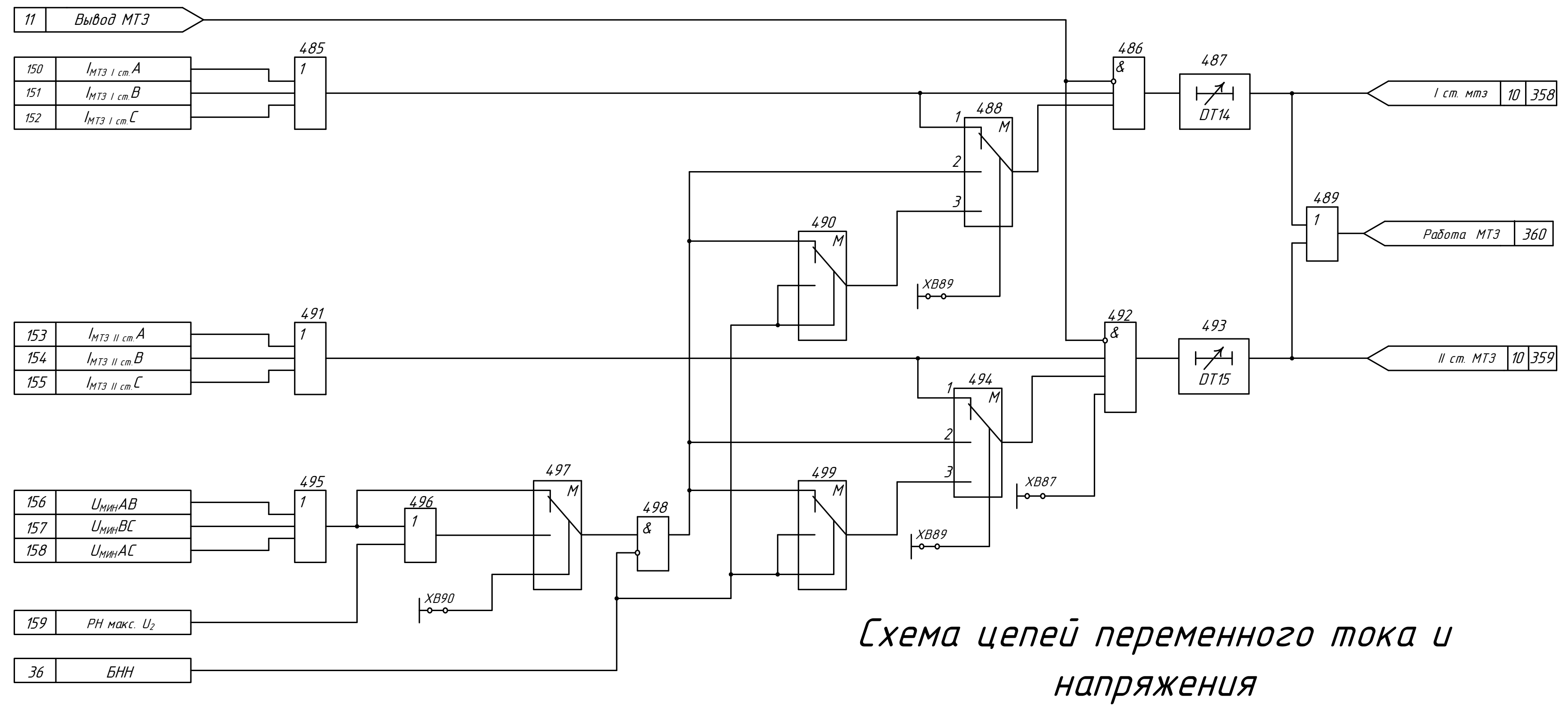
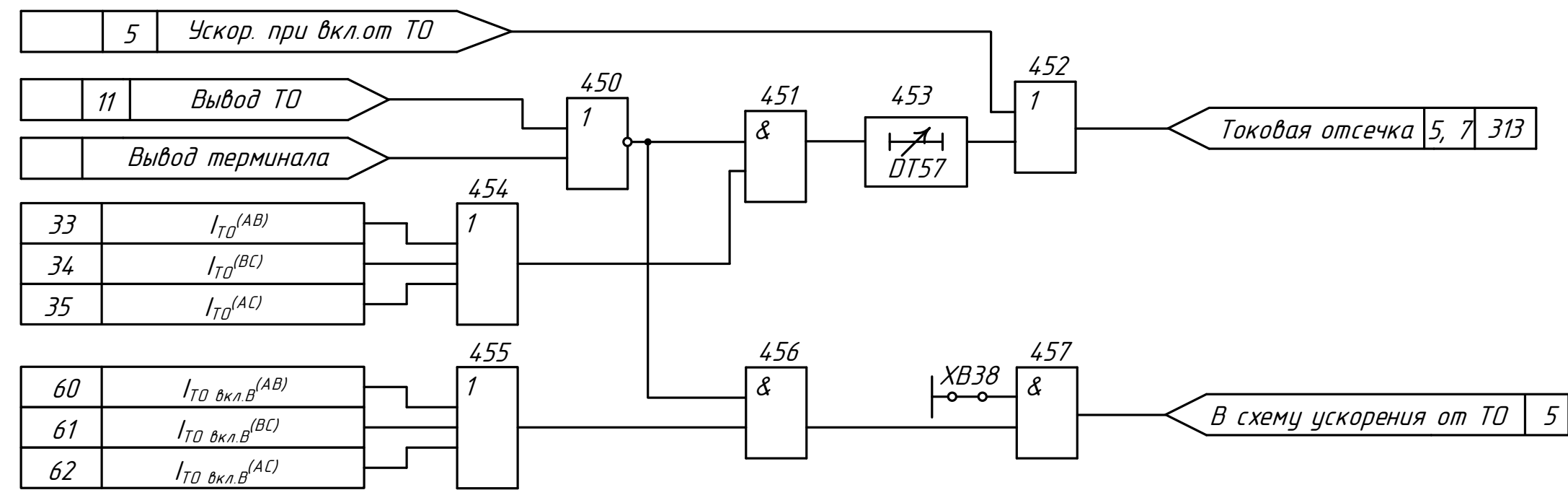
### Функциональная схема логической части запрета пуска ВЧ терминала БЗ2704



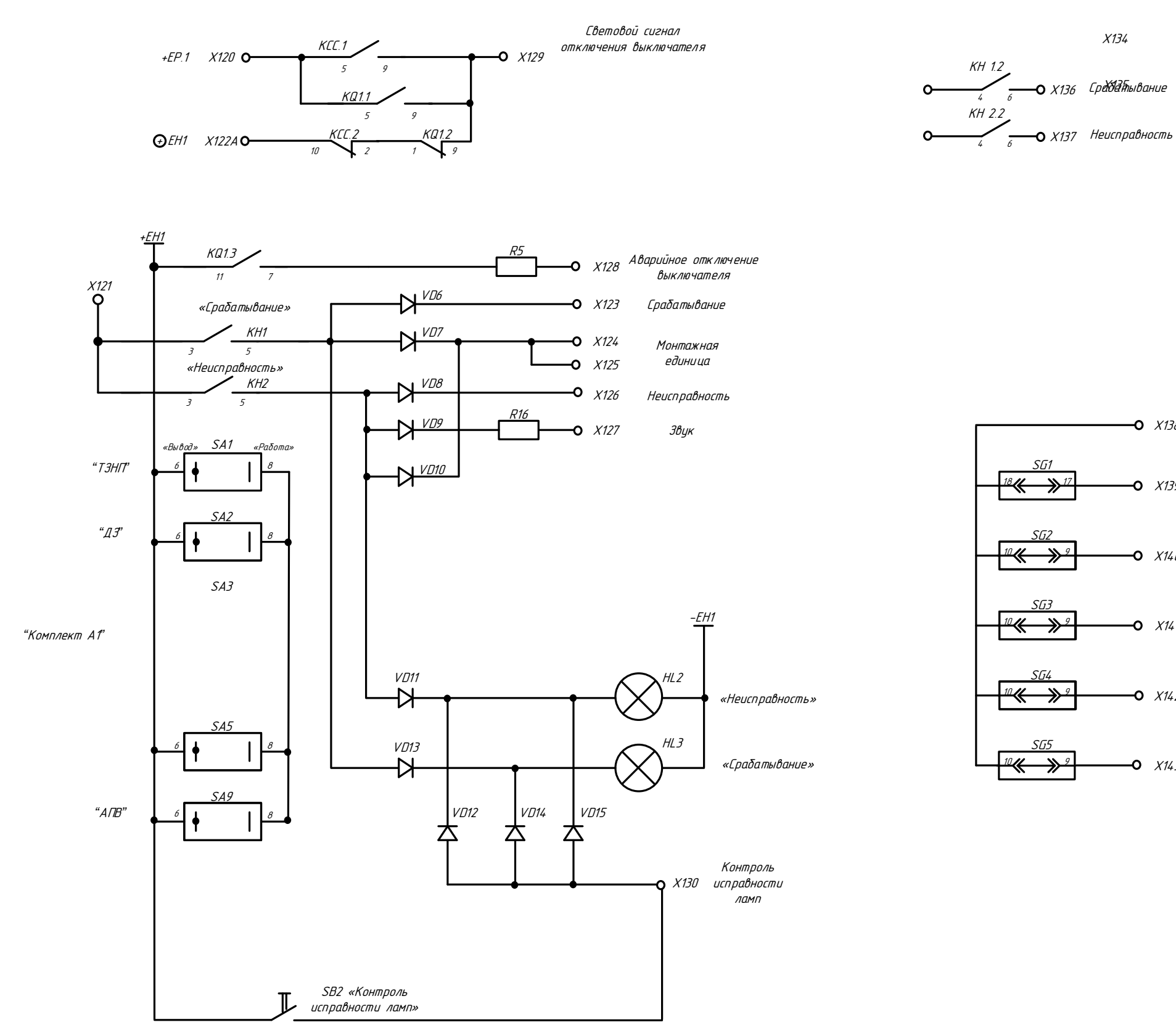
				ВКР.14.4.113.13.03.02.СХ			
Изм	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Функциональная логическая схема ВЧБ терминала БЗ2704 Модернизация устройств релейной защиты понизительного трансформатора тжебод подстанции Чалсан и линии 220 кВ Чалсан-Тызда	Лит.	Масштаб
Разраб	Кондратьев А.А.					Д	
Проверил	Скряпка О.В.					Лист 5	Листов 6
Рецензент						АМГУ	
Исполн	Козлов А.Н.					Кафедра энергетики	
Утвердил	Савина Н.В.						

# Функциональная схема логической части МТЗ терминала

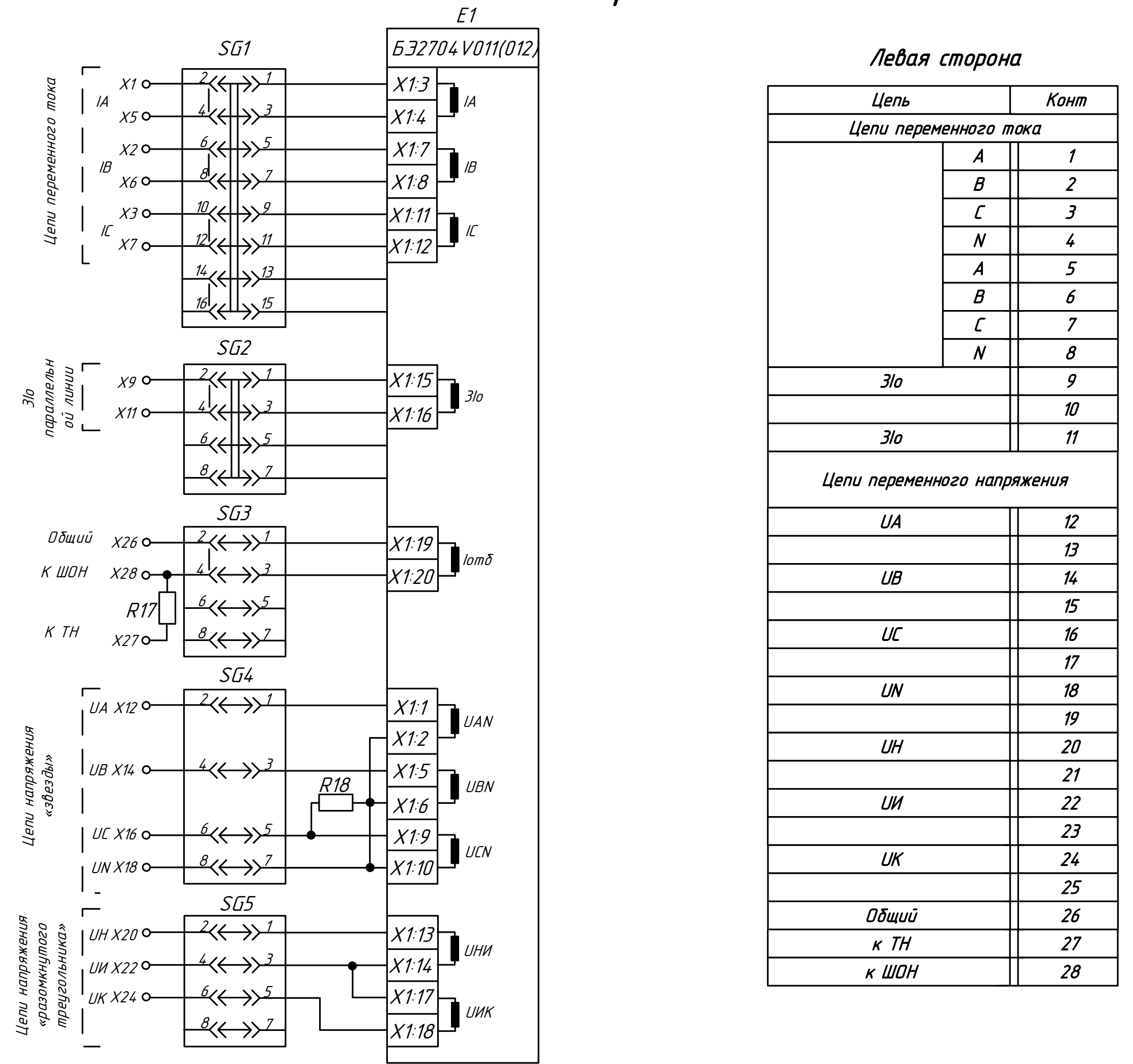
## Функциональная схема логической части ТО терминала



## Схема цепей сигнализации



## Схема цепей переменного тока и напряжения



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.		Кондратьев А.А.			Д		
Проверил		Сергеев О.В.					
Т.контр.							
Н.контр.		Козлов А.П.					
Утв.		Савин И.В.					

СХЕМА ЛОГИЧЕСКИХ ЧАСТЕЙ, ЦЕПЕЙ СИГНАЛИЗАЦИИ, ПЕРЕМЕННОГО ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ ТЕРМИНАЛА БЗ2704 V011

Модернизация устройств релейной защиты понижающего трансформатора тяговой подстанции Частаны и линии 220 кВ Частаны-Тында

Лист Листов

АМГУ  
Кафедра энергетике