

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки / специальности)

Цифровые технологии в электроэнергетике

(направленность (профиль) / специализация)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему Модернизация релейной защиты и автоматики РУ-10 кВ ЦРП-10 с установкой устройств СДТУ

Обучающийся

А.Д. Марутов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, А.Н. Черненко

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Консультант

А.В. Прошина

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2025

Аннотация

В бакалаврской работе рассмотрены вопросы модернизации релейной защиты и автоматики распределительного устройства 10 кВ центрального распределительного пункта с установкой в нём системы диспетчерского и технологического управления. Был произведён расчёт токов короткого замыкания для всех присоединений ЦРП-10 по результатам которого было установлено, что значение емкостного тока значительно ниже 20 А. Исходя из требований к селективности, быстродействию и надёжности устройств релейной защиты был разработан комплекс мероприятий. Выбраны комплекты защит для высоковольтных выключателей на базе МП терминалов Сириус-2-МЛ-БПТ-Р2-И1, микропроцессорное устройство Сириус для АВР и комплекты защит сборных шин. Произведено распределение устройств ИТС по трансформаторам тока и напряжения. Выполнен расчёт уставок срабатывания защит. Выбрана уставка по току срабатывания УРОВ. Сформулированы цель и задачи создания системы СДТУ. Определён перечень используемого оборудования и структура системы. Определены параметры электропитания электрооборудования в шкафу СДТУ, а также выбрана ёмкость батареи для обеспечения резервного питания.

Бакалаврская работа состоит из пояснительной записки объёмом 61 страница, содержит 8 таблиц и 12 рисунка. Список используемых источников содержит 21 наименование, в том числе 5 на английском языке. Графическая часть работы состоит из шести листов, выполненных на формате А1.

Annotation

The bachelor's thesis examines the issues of modernizing the relay protection and automation of the 10 kV switchgear of the central distribution point with the installation of a dispatch and technological control system in it. A calculation of short-circuit currents was carried out for all connections of TsRP-10, based on the results of which it was established that the value of the capacitive current is significantly lower than 20 A. Based on the requirements for selectivity, speed and reliability of relay protection devices, a set of measures was developed. Protection kits for high-voltage circuit breakers based on MP terminals Sirius-2-ML-BPT-R2-I1, a Sirius microprocessor device for automatic transfer switches and busbar protection kits have been selected. ITS devices have been distributed among current and voltage transformers. The protection activation settings have been calculated. The setting for the circuit breaker failure current has been selected. The goal and objectives of creating the SDTU system are formulated. The list of equipment used and the structure of the system have been determined. The power supply parameters for electrical equipment in the SDTU cabinet were determined, and the battery capacity was selected to provide backup power.

The bachelor's thesis consists of an explanatory note of 61 pages, contains 8 tables and 12 figures. The list of sources used contains 21 titles, including 5 in English. The graphic part of the work consists of six sheets, made in A1 format.

Содержание

Введение.....	5
Перечень сокращений и обозначений.....	6
1 Расчет токов короткого замыкания	7
2 Технические решения по системе РЗА	16
2.1 Общие сведения.....	16
2.2 Защита и автоматика ВВ-10 кВ	24
2.3 Защита и автоматика СВ-10 кВ	24
2.4 Защита и автоматика КЛ-10 кВ	25
2.5 Автоматический ввод резерва (АВР)	26
2.6 Защита сборных шин 10 кВ.....	26
2.7 Организация цепей оперативного питания	28
3 Расчет уставок	31
3.1 Выбор уставок токовых защит.....	31
3.2 Выбор уставок ЗМН.....	38
3.3 Выбор уставок АВР	38
3.4 Выбор уставок УРОВ.....	39
3.5 Выбор уставок ЛЗШ	42
3.6 Выбор уставок защиты от ОЗЗ	42
4 Выбор основных технических решений по СДТУ	46
4.1 Решения по структуре системы	47
4.2 Решения по электропитанию	51
Заключение	55
Список используемой литературы	59

Введение

Основным функциональным назначением ЦРП-10 является прием электроэнергии напряжением 10 кВ, и ее распределение по потребителям.

Характер нагрузки – промышленная.

Основное функциональное назначение: объект производственного назначения.

По способу подключения к сети ЦРП-10 является тупиковой.

На рисунке 1 показано расположение ЦРП-10 на карте местности.

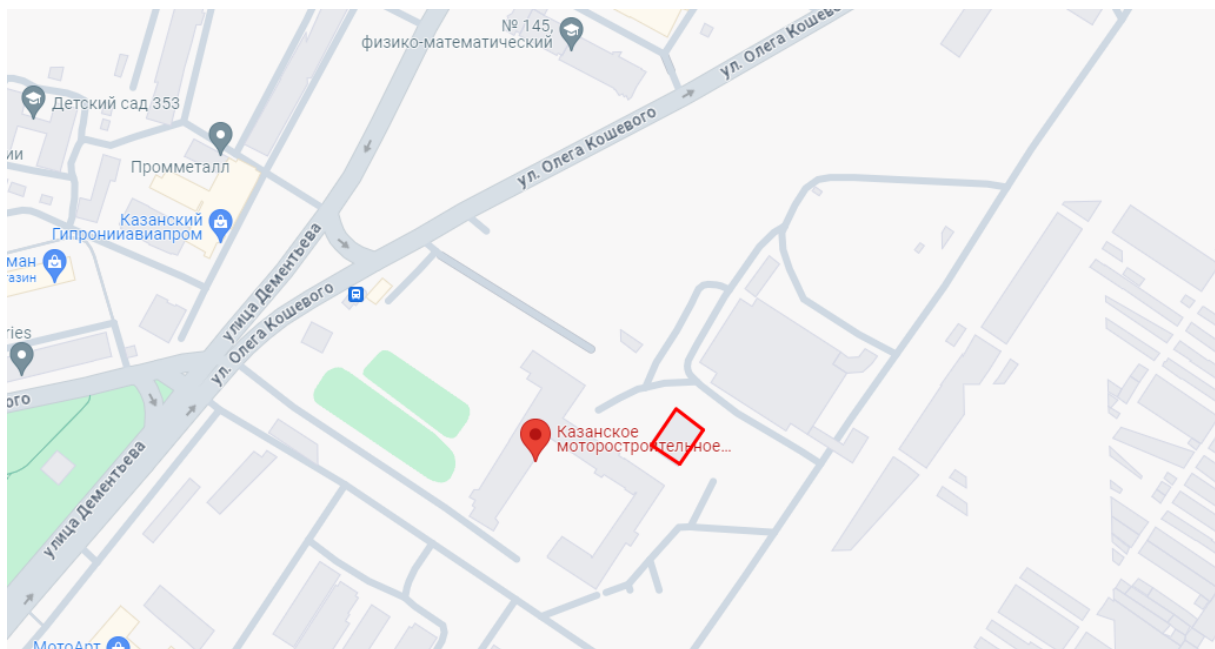


Рисунок 1 - Расположение ЦРП-10 на карте местности

В работе предусматривается реконструкция оборудования, находящегося внутри здания ЦРП-10, изменение конструкции здания и расширение участка, на котором расположен объект реконструкции, не требуется.

Целью бакалаврской работы является обеспечение надежного функционирования потребителей, получающих электроэнергию от данного ЦРП и реализация функций дистанционного управления выключателями.

Перечень сокращений и обозначений

АКБ - аккумуляторная батарея;
ВВ - вводной выключатель;
«КЗ - короткое замыкание;
КЛ - кабельная линия;
КПТС - комплекс программно-технических средств;
КСО - камера с односторонним обслуживанием;
МИП - многофункциональный измерительный преобразователь;
МП - микропроцессорное;
НН - низкое напряжение;
ОЗЗ - однофазное замыкание на землю» [9];
ПО - программное обеспечение;
ПС - подстанция;
ПТБ - правила техники безопасности;
РЗА - релейная защита и автоматика;
РП - распределительный пункт;
РУ - распределительное устройство;
СВ - секционный выключатель;
СДТУ - система диспетчерского и технологического управления;
СР - секционный разъединитель;
ТИ - телеизмерения;
ТП - трансформаторная подстанция;
ТС - телесигнализация;
ТСН - трансформатор собственных нужд;
ТУ - телеуправление;
ЦРП - центральный распределительный пункт;
ШОП - шкаф оперативного питания;
ЭДС - электродвижущая сила.

1 Расчет токов короткого замыкания

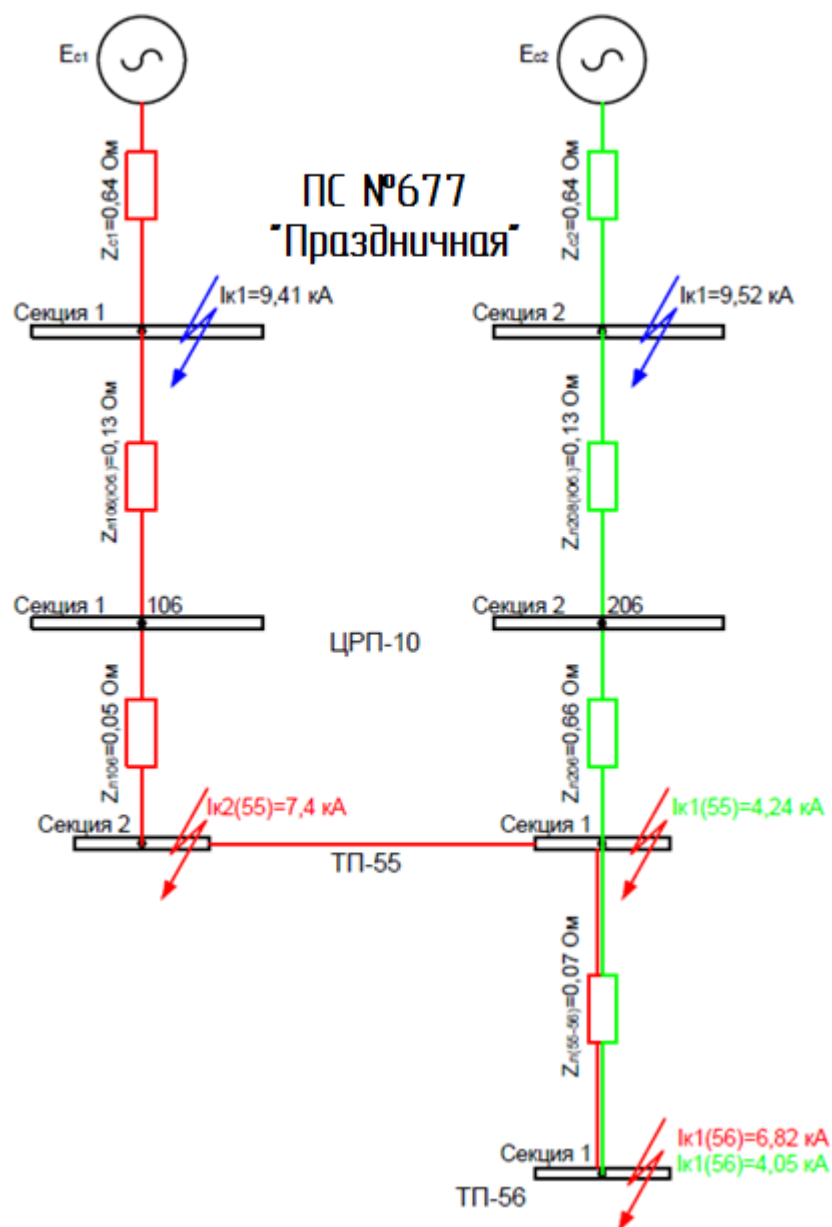
В качестве исходных данных для расчета токов короткого замыкания были использованы:

- схема электрическая принципиальная прилегающей сети к ЦРП-10;
- значения токов короткого замыкания на шинах 10 кВ ПС №677 «Праздничная», приведенные в таблице 1.

Таблица 1 - Значения токов короткого замыкания на шинах 10 кВ ПС №677 «Праздничная»

№ секции	$I_k^{(3)}$, кА	$I_k^{(2)}$, кА
1	9,41	8,16
2	9,52	8,25

Расчет токов короткого замыкания был выполнен для всех присоединений ЦРП-10. Точки короткого замыкания были определены как в конце защищаемой линии каждого фидера (на шинах ближайшей питаемой от ЦРП-10 РП, ТП), так и на шинах самой отдалённой, питаемой от ЦРП-10 РП, ТП. В точках короткого замыкания, на шинах, наиболее отдаленных РП, ТП рассчитано по два значения, каждое из которых определяется тем или иным режимом питания. На схеме замещения, изображенной на рисунке 2, красным цветом показан контур прохождения тока при питании удаленной ТП-56 от фидера №106 ЦРП-10, а зеленым цветом при питании от фидера №206 ЦРП-10. Указанное значение $I_{k1(56)}^{(3)} = 6,82$ кА (красным цветом) соответствует режиму питания ТП-56 от фидера №106 ЦРП-10, а значение $I_{k2(56)}^{(3)} = 4,05$ кА (зеленым цветом) соответствует режиму питания ТП-56 от фидера №206 ЦРП-10. Для примера ниже приведена схема замещения и расчет токов короткого замыкания для фидеров № 106, 206 ЦРП-10.



$E_{c1}, E_{c2} = U_{ном} - \text{ЭДС системы 1 и 2}$; Z_{c1}, Z_{c2} – полное сопротивление энергосистемы 1 и 2;
 $Z_{л106(Пр.)}, Z_{л208(Пр.)}$ – полное сопротивление кабельных линий, идущих от фидеров №106, 208 ПС 677 «Праздничная» к ЦРП-10; $Z_{л106}, Z_{л206}$ – полное сопротивление кабельных линий, идущих от фидеров №106, 206 ЦРП-10 к ТП-55; $Z_{л(55-56)}$ – полное сопротивление кабельной линии, идущей от ТП-55 к ТП-56

Рисунок 2 - Схема замещения для расчета токов КЗ фидеров №106,206

Далее приведены расчеты основных параметров схемы замещения:
 Сопротивление системы вычислим по формуле [5]:

$$Z_{c1} = X_{c1} = \frac{U_{\text{НОМ.}}}{\sqrt{3} \cdot I_{K1}}; \quad (1)$$

$$Z_{c1} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 9,41} = 0,64 \text{ Ом};$$

$$Z_{c2} = X_{c2} = \frac{U_{\text{НОМ.}}}{\sqrt{3} \cdot I_{K2}}; \quad (2)$$

$$Z_{c2} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 9,52} = 0,64 \text{ Ом.}$$

Активные сопротивления кабельных линий вычислим по формуле [3]:

$$R_{\text{л106(Пр)}} = R_{\text{л208(Пр)}} = R_0 \cdot L, \quad (3)$$

где « R_0 (Ом/км) – удельное активное сопротивление кабеля» [19],

L – длина кабельной линии.

$$R_{\text{л106(Пр)}} = 0,0366 \cdot 0,8 = 0,029 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{л106}} = 0,129 \cdot 0,342 = 0,044 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{л206}} = 0,129 \cdot 4,427 = 0,571 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{л(55-56)}} = 0,129 \cdot 0,472 = 0,07 \text{ Ом.}$$

Реактивные сопротивления кабельных линий вычислим по формуле [8]:

$$X_{\text{л106(Пр)}} = X_{\text{л208(Пр)}} = X_0 \cdot L, \quad (4)$$

где « X_0 (Ом/км) – удельное реактивное сопротивление кабеля» [19],

$L = 0,600 \text{ км}$ – длина кабельной линии.

$$X_{\text{л106(Пр)}} = X_{\text{л208(Пр)}} = 0,161 \cdot 0,8 = 0,129 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{л106}} = 0,075 \cdot 0,342 = 0,026 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{л206}} = 0,075 \cdot 4,427 = 0,332 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{л(55-56)}} = 0,075 \cdot 0,472 = 0,035 \text{ Ом.}$$

Полные сопротивления кабельных линий вычислим по формуле:

$$Z_{л106(Пp)} = Z_{л208(Пp)} = \sqrt{R_{л106(Пp)}^2 + X_{л106(Пp)}^2}, \quad (5)$$

$$Z_{л106(Пp)} = Z_{л208(Пp)} = \sqrt{0,029^2 + 0,129^2} = 0,13 \text{ Ом},$$

$$Z_{л106} = \sqrt{R_{л106}^2 + X_{л106}^2}, \quad (6)$$

$$Z_{л106} = \sqrt{0,044^2 + 0,026^2} = 0,05 \text{ Ом},$$

$$Z_{л206} = \sqrt{R_{л206}^2 + X_{л206}^2}, \quad (7)$$

$$Z_{л206} = \sqrt{0,571^2 + 0,332^2} = 0,66 \text{ Ом},$$

$$Z_{л(55-56)} = \sqrt{R_{л(55-56)}^2 + X_{л(55-56)}^2}, \quad (8)$$

$$Z_{л(55-56)} = \sqrt{0,07^2 + 0,035^2} = 0,07 \text{ Ом}.$$

Действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ в точке $I_{к1(55)}^{(3)}$ вычислим по формуле:

$$I_{к1(55)}^{(3)} = \frac{U_{ном.}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{с2} + Z_{л208(Пp)} + Z_{л206})}, \quad (9)$$

$$I_{к1(55)}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,43} = 4,24 \text{ кА}.$$

Действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ в точке $I_{к2(55)}^{(3)}$ вычислим по формуле [6]:

$$I_{к2(55)}^{(3)} = \frac{U_{ном.}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{с1} + Z_{л106(Ю6)} + Z_{л106})}, \quad (10)$$

$$I_{к2(55)}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,82} = 7,40 \text{ кА}.$$

Действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ в точке $I_{к1(56)}^{(3)}$ при питании от фидера № 106 ЦРП-10 вычислим по формуле:

$$I_{к1(56)}^{(3)} = \frac{U_{ном.}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{c1} + Z_{Л106(Ю6)} + Z_{Л106} + Z_{Л(55-56)})}, \quad (11)$$

$$I_{к1(56)}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,89} = 6,82 \text{ кА.}$$

Действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ в точке $I_{к1(56)}^{(3)}$ при питании от фидера № 206 ЦРП-10 вычислим по формуле:

$$I_{к1(56)}^{(3)} = \frac{U_{ном.}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{c2} + Z_{Л208(Ю6)} + Z_{Л206} + Z_{Л(55-56)})}, \quad (12)$$

$$I_{к1(56)}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,50} = 4,05 \text{ кА.}$$

Действующее значение периодической составляющей двухфазного тока КЗ вычислим по формуле [16]:

$$I_{к1(55)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к1(55)}^{(3)}, \quad (13)$$

$$I_{к1(55)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,24 = 3,68 \text{ кА,}$$

$$I_{к2(55)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к2(55)}^{(3)}, \quad (14)$$

$$I_{к2(55)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,40 = 6,42 \text{ кА,}$$

При питании от Ф №106 ЦРП-10:

$$I_{к1(56)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к1(56)}^{(3)}, \quad (15)$$

$$I_{к1(56)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6,82 = 5,91 \text{ кА.}$$

При питании от Ф №206 ЦРП-10:

$$I_{к1(56)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к1(56)}^{(3)}, \quad (16)$$

$$I_{к1(56)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,05 = 3,51 \text{ кА.}$$

Амплитуду ударного тока КЗ вычислим по формуле [7]:

$$i_{удК1(55)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{к1(55)}^{(3)}, \quad (17)$$

$$i_{удК1(55)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,24 = 10,77 \text{ кА,}$$

$$i_{удК2(55)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{к2(55)}^{(3)}, \quad (18)$$

$$i_{удК2(55)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 7,40 = 18,79 \text{ кА.}$$

При питании от Ф №106 ЦРП-10:

$$i_{удК1(56)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{к1(56)}^{(3)}, \quad (19)$$

$$i_{удК1(56)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 6,82 = 17,31 \text{ кА.}$$

При питании от Ф №206 ЦРП-10:

$$i_{удК1(56)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{к1(56)}^{(3)}, \quad (20)$$

$$i_{удК1(56)} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,05 = 10,27 \text{ кА.}$$

Емкостной ток ОЗЗ для кабельных линий фидеров №106, 206 вычислим по формуле [12]:

$$I_{c(106)} = \frac{U_{\text{ном.}}}{10} \cdot L, \quad (21)$$

$$I_{c(106)} = \frac{10,5}{10} \cdot 0,342 = 0,36 \text{ A},$$

$$I_{c(206)} = \frac{U_{\text{ном.}}}{10} \cdot L, \quad (22)$$

$$I_{c(206)} = \frac{10,5}{10} \cdot 4,427 = 4,65 \text{ A}.$$

Полученные значения токов короткого замыкания приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Результаты расчетов токов КЗ в прилегающей к ЦРП-10 сети

Присоединение ЦРП-10	Точка к.з.	Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$, кВ	Действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ $I_{\text{к}}^{(3)}$, кА	Действующее значение периодической составляющей двухфазного тока КЗ $I_{\text{к}}^{(2)}$, кА	Амплитуда ударного тока КЗ $i_{\text{уд}}$, кА
1 секция	$I_{\text{к}10}$	10,5	7,89	6,83	20,01
2 секция	$I_{\text{к}20}$	10,5	7,89	6,83	20,01
3 секция	$I_{\text{к}30}$	10,5	7,89	6,83	20,01
4 секция	$I_{\text{к}40}$	10,5	7,89	6,83	20,01
Точки к.з. на шинах ближайшей от ЦРП-10 РП, ТП (в конце кабельной линии фидера)					
Ф №103	$I_{\text{к}1(54)}$	10,5	7,06	6,12	17,91
Ф №104	$I_{\text{к}1(\text{ЦАБ})}$	10,5	6,74	5,85	17,12
Ф №106	$I_{\text{к}2(55)}$	10,5	7,40	6,42	18,79
Ф №107	$I_{\text{к}1(64)}$	10,5	5,73	4,96	14,53
Ф №108	$I_{\text{к}(\text{НФ})}$	10,5	6,26	5,43	15,88
Ф №203	$I_{\text{к}2(54)}$	10,5	7,06	6,12	17,91
Ф №204	$I_{\text{к}2(\text{ЦАБ})}$	10,5	6,74	5,85	17,12
Ф №206	$I_{\text{к}1(55)}$	10,5	4,24	3,68	10,77
Ф №207	$I_{\text{к}2(64)}$	10,5	5,73	4,96	14,53

Продолжение таблицы 2

Присоединение ЦРП-10	Точка к.з.	Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$, кВ	Действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ $I_{\text{к}}^{(3)}$, кА	Действующее значение периодической составляющей двухфазного тока КЗ $I_{\text{к}}^{(2)}$, кА	Амплитуда ударного тока КЗ $i_{\text{уд}}$, кА
Ф №210	$I_{\text{к1}(27)}$	10,5	6,90	5,98	17,5
Ф №303	$I_{\text{к1}(11)}$	10,5	7,31	6,34	18,56
Ф №304	$I_{\text{к1}(20)}$	10,5	7,68	6,66	19,50
Ф №306	$I_{\text{к1}(57)}$	10,5	6,32	5,48	16,05
Ф №307	$I_{\text{к1}(кр.)}$	10,5	6,82	5,91	17,31
Ф №403	$I_{\text{к2}(11)}$	10,5	7,31	6,34	18,56
Ф №404	$I_{\text{к2}(20)}$	10,5	7,68	6,66	19,50
Ф №406	$I_{\text{к2}(57)}$	10,5	6,32	5,48	16,05
Ф №407	$I_{\text{к2}(кр.)}$	10,5	6,82	5,91	17,31
Ф №408	$I_{\text{к2}(27)}$	10,5	6,90	5,98	17,51
Точки к.з. на шинах удаленной от ЦРП-10 РП, ТП					
Ф №103	$I_{\text{к}(66)}$	10,5	3,88	3,36	9,84
Ф №203		10,5	3,88	3,36	9,84
Ф №104	$I_{\text{к}(19)}$	10,5	4,07	3,53	10,34
Ф №204		10,5	4,07	3,53	10,34
Ф №106	$I_{\text{к1}(56)}$	10,5	6,82	5,91	17,31
Ф №206		10,5	4,05	3,51	10,27
Ф №303	$I_{\text{к1}(1.2)}$	10,5	6,47	5,61	16,42
Ф №403		10,5	6,47	5,61	16,42
Ф №304	$I_{\text{к1}(22)}$	10,5	6,32	5,48	16,05
Ф №404		10,5	6,32	5,48	16,05

В таблице 3 представлены результаты токов КЗ в конце кабельных линий фидеров ЦРП-10.

Таблица 3 - Токи КЗ в конце кабельных линий фидеров ЦРП-10

Емкостной ток ОЗЗ I_c , А	Кабельная линия ЦРП-10				
	Ф №103	Ф №104	Ф №106	Ф №107	Ф №108
	0,63	0,95	0,36	2,02	1,44
	Ф №203	Ф №204	Ф №206	Ф №207	Ф №210
	0,63	0,95	4,65	2,02	0,80
	Ф №303	Ф №304	Ф №306	Ф №307	—
	0,56	0,12	1,36	0,81	—
	Ф №403	Ф №404	Ф №406	Ф №407	Ф №408
	0,56	0,12	1,36	0,81	0,80

Выводы по разделу 1.

Согласно п. 1.2.16 ПУЭ при значении емкостного тока замыкания на землю более 20 А в сети напряжением 10 кВ, должна осуществляться его компенсация [10]. В полученных расчетах таблицы 3 значения емкостных токов на всех кабельных линиях значительно ниже 20 А, следовательно, необходимости применения компенсирующих устройств нет.

2 Технические решения по системе РЗА

Определяющим условием при разработке решений по РЗА являлось выполнение основных требований, предъявляемых к функционированию системы РЗА:

- селективность;
- быстродействие;
- надёжность.

Для повышения надёжности комплекса РЗА в целом по объекту предусматриваются следующие мероприятия:

- секционирование вторичных цепей трансформаторов напряжения;
- использование устройства резервирования при отказах выключателей (УРОВ);
- электропитание цепей оперативного тока от шкафов оперативного тока (ШОП), в свою очередь, питающихся от ТСН разных секций.

2.1 Общие сведения

В работе предусматривается организация системы РЗА в следующем составе:

- «комплекты защиты и автоматики ВВ-10 кВ;
- комплект защиты и автоматики СВ-10 кВ;
- комплекты защиты и автоматики КЛ-10 кВ;
- комплекты АВР-10 кВ;
- комплекты защиты сборных шин 10 кВ (ЗДЗ, ЛЗШ)» [14].

Схема размещения устройств РЗА представлена на рисунке 3.

Комплекты защиты и автоматики ВВ-10 кВ, СВ-10 кВ, КЛ-10 кВ, АВР-10 кВ, ЗДЗ-10 кВ устанавливаются в релейных отсеках, КСО ЦРП-10 кВ вместо существующих. Вместе с существующими устройствами РЗА осуществляется демонтаж вспомогательного оборудования релейного отсека (автоматические выключатели, промежуточные реле, указательные реле, лампы индикации, клеммы и пр.).

Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС представлена на рисунке 4.

Состав устанавливаемых устройств РЗА приведен в таблице 4.

Таблица 4 – Состав устанавливаемых устройств РЗА.

Тип	Место установки	Кол-во	Выполняемые функции
Универсальный терминал защиты присоединений 6-35 кВ Сириус-2-МЛ-БПТ-Р2-И1	КСО (ВВ-10 кВ) №105, 205, 305, 405.	4	МТЗ, ЛЗШ, АУВ, УРОВ («на себя») ЗОЗЗ (с действием на сигнал), ОМП, прием сигналов АВР
Универсальный терминал защиты присоединений 6-35 кВ Сириус-2-МЛ-БПТ-Р2-И1	КСО (СВ-10 кВ) №109, 309.	2	МТЗ, ЛЗШ, АУВ, УРОВ, ЗОЗЗ (с действием на сигнал), ОМП, прием сигналов АВР
Универсальный терминал защиты присоединений 6-35 кВ Сириус-2-МЛ-БПТ-Р2-И1	КСО (КЛ-10 кВ) №103,104,106,107, 108,203,204,206,207,210, 303,304,306,307,403,404, 406,407,408.	19	ТО, МТЗ, АУВ, УРОВ, ЗОЗЗ (с действием на сигнал), ОМП
Устройство Сириус-АВР -220В-Р	КСО (СР-10 кВ) №209,409	2	АВР
Устройство Орион-ЗДЗ (с тремя ОД в комплекте)	КСО № 101-109, № 201-210, № 301-309, № 401-409,	37	ЗДЗ-10 кВ

Для пояснения принципа работы комплекса РЗА на рисунках 5-8 приведены структурно-функциональные схемы.

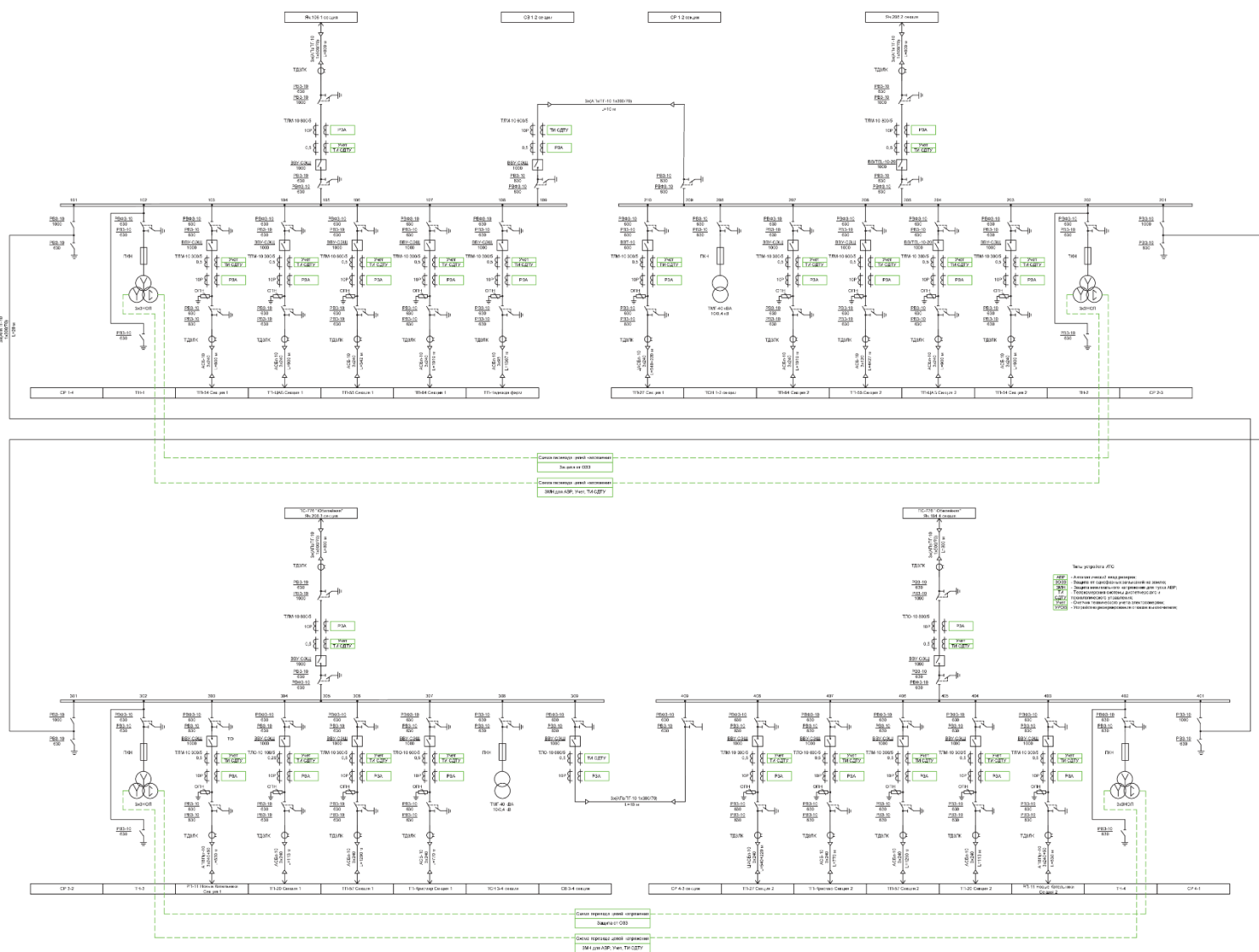


Рисунок 4 - Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС

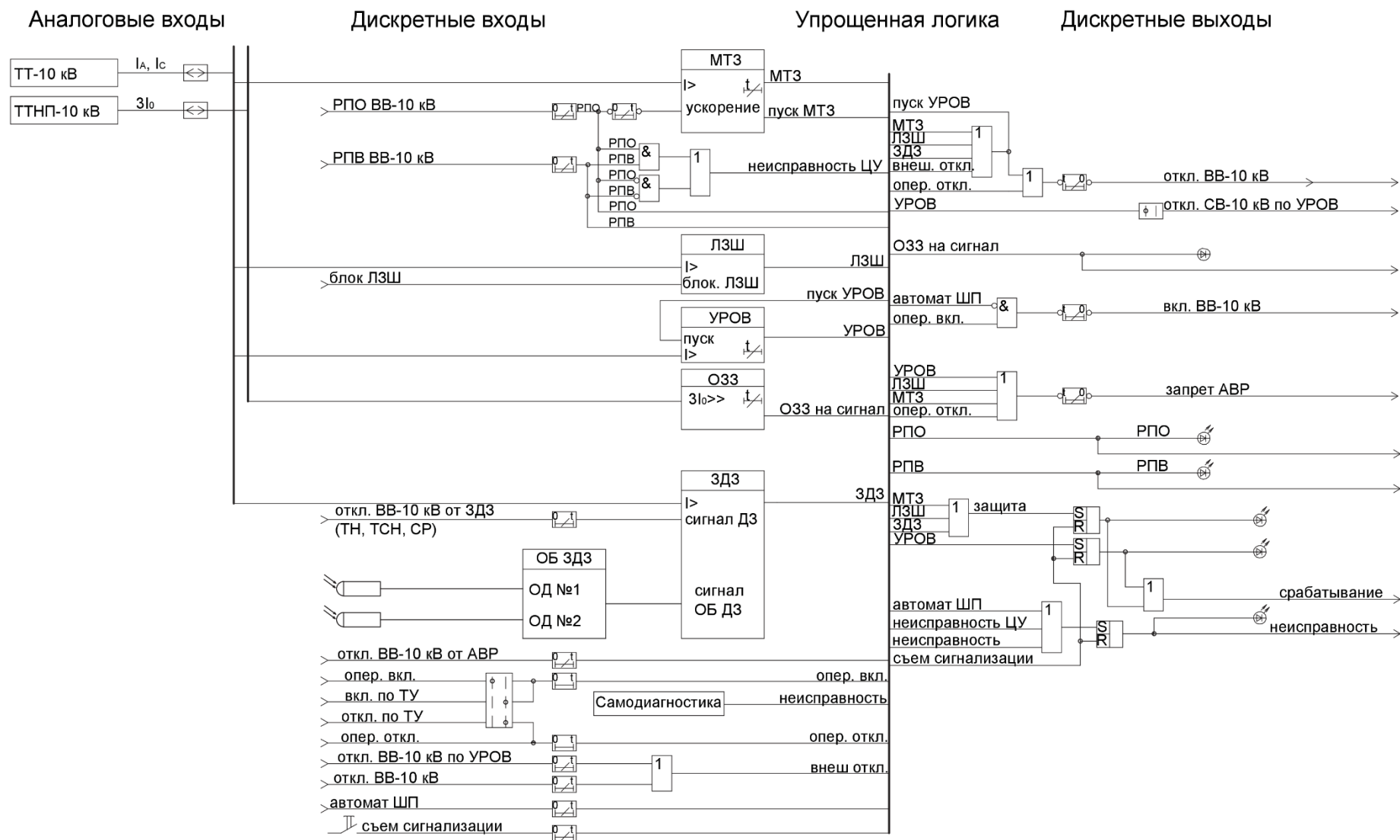


Рисунок 5 - Защита ВВ-10 кВ. Схема структурно-функциональная

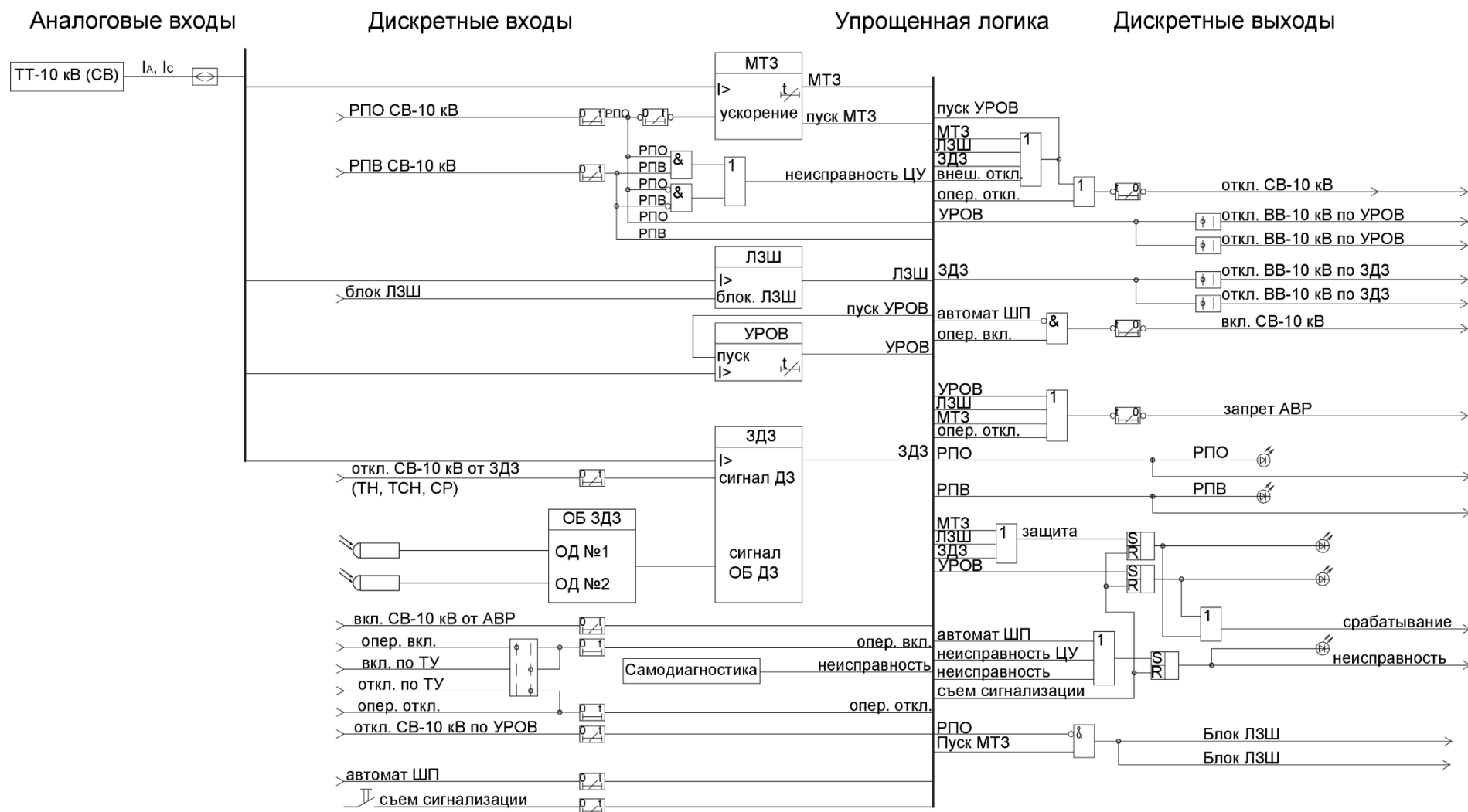


Рисунок 6 - Защита СВ-10 кВ. Схема структурно-функциональная

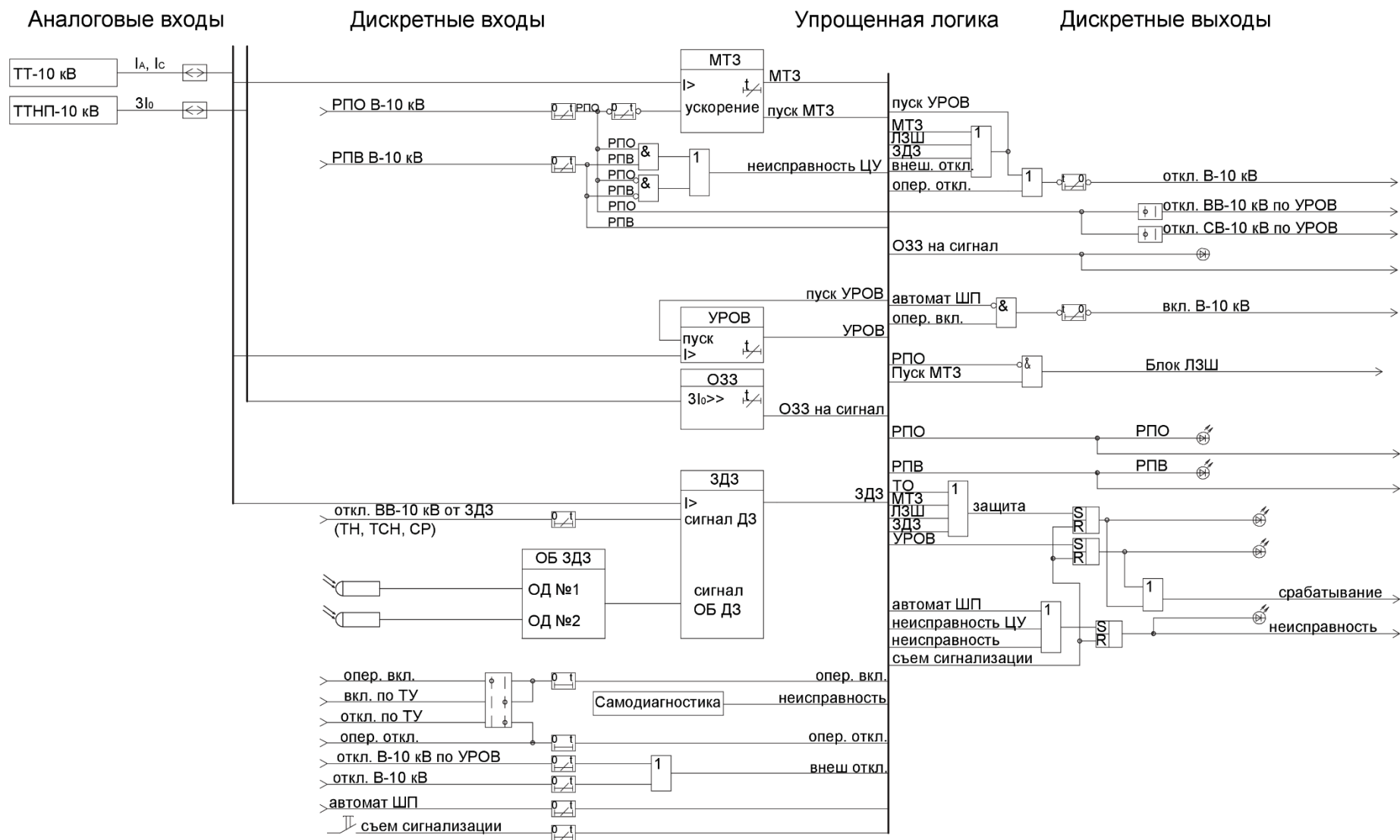
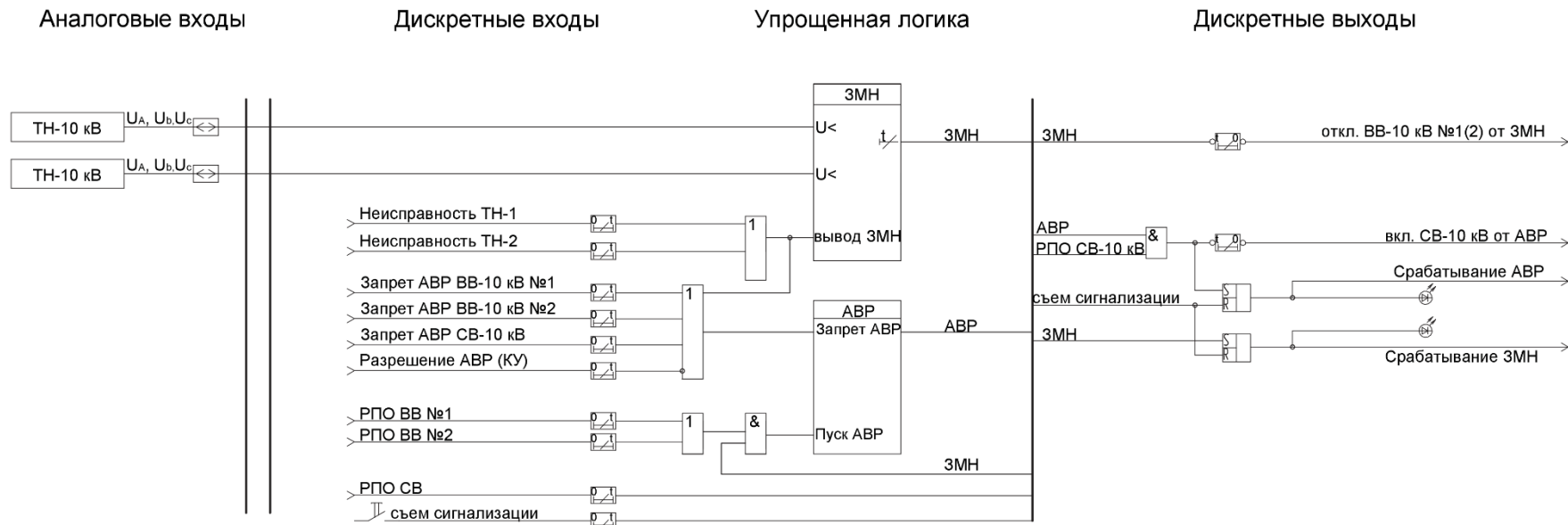


Рисунок 7 - Защита КЛ-10 кВ. Схема структурно-функциональная



Принятые в схеме условно-графические обозначения

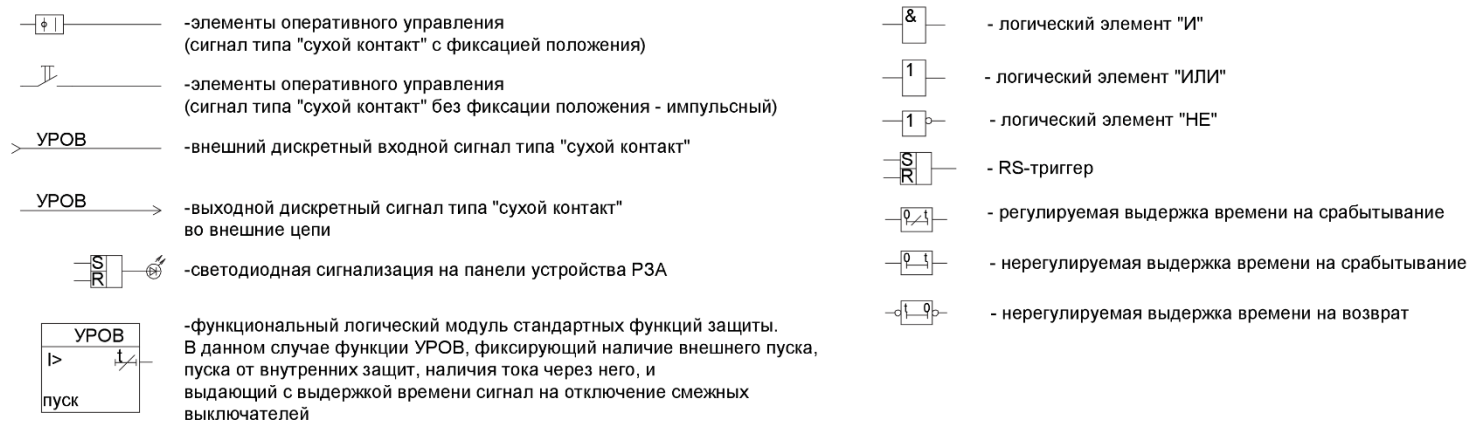


Рисунок 8 - АВР. Схема структурно-функциональная

2.2 Защита и автоматика ВВ-10 кВ

Для выполнения функций защиты и автоматики ВВ-10 кВ в работе предусматривается использование комплектов на базе МП терминалов Сириус-2-МЛ-БПТ-Р2-И1, установленных в релейном отсеке КСО и выполняющих следующие функции [15]:

- МТЗ;
- ЛЗШ;
- АУВ;
- УРОВ («на себя»);
- ЗОЗЗ (с действием на сигнал);
- ОМП;
- прием сигналов АВР.

Для реализации функции АВР, проектом предусмотрено отдельное МП устройство Сириус-АВР-220В-Р, устанавливаемое в релейном отсеке КСО СР-10 кВ. Для корректной работы АВР, со стороны комплекта защит ВВ-10 кВ предусмотрен прием команды отключения выключателя, выдача сигналов состояния вакуумного выключателя, а также сигнала «запрет АВР» при срабатывании МТЗ, ЛЗШ, УРОВ или ЗДЗ. Для реализации функций ЗДЗ-10 кВ проектом предусмотрены отдельные устройства Орион-ЗДЗ с тремя оптическими датчиками в комплекте. Каждый оптический датчик контролирует свой отсек КСО. Для предотвращения ложного срабатывания, алгоритм работы ЗДЗ предусматривает контроль по току.

2.3 Защита и автоматика СВ-10 кВ

«Для выполнения функций защиты и автоматики СВ-10 кВ в работе предусматривается использование комплектов на базе МП терминалов Сириус-2-МЛ-БПТ-Р2-И1, установленных в релейном отсеке КСО и выполняющих следующие функции» [15]:

- МТЗ;
- ЛЗШ;
- АУВ;
- УРОВ;
- ЗОЗЗ (с действием на сигнал);
- ОМП;
- прием сигналов АВР.

Для реализации функции АВР, в работе предусмотрено отдельное МП устройство Сириус-АВР-220В-Р, устанавливаемое в релейном отсеке КСО СР-10 кВ. Для корректной работы АВР, со стороны комплекта защит СВ-10 кВ предусмотрена выдача сигналов состояния вакуумного выключателя, а также прием команды на включение. Для реализации функций ЗДЗ-10 кВ в работе предусмотрены отдельные устройства Орион-ЗДЗ с тремя оптическими датчиками в комплекте. Для предотвращения ложного срабатывания, алгоритм работы ЗДЗ предусматривает контроль по току.

2.4 Защита и автоматика КЛ-10 кВ

Для выполнения функций защиты и автоматики КЛ-10 кВ в работе предусматривается использование комплектов на базе МП терминалов Сириус-2-МЛ-БПТ-Р2-И1, установленных в релейном отсеке КСО и выполняющих следующие функции:

- ТО;
- МТЗ;
- АУВ;
- УРОВ;
- ЗОЗЗ (с действием на сигнал);
- ОМП.

При отказе выключателя УРОВ действует с выдержкой времени на отключение ВВ-10 кВ и СВ-10 кВ [1].

Для реализации функций ЗДЗ-10 кВ в работе предусмотрены отдельные устройства Орион-ЗДЗ с тремя оптическими датчиками в комплекте. Для предотвращения ложного срабатывания, алгоритм работы ЗДЗ предусматривает контроль по току.

2.5 Автоматический ввод резерва (АВР)

Для реализации функции АВР, в работе предусмотрено отдельное МП устройство Сириус-АВР-220В-Р, устанавливаемое в релейном отсеке КСО СР-10 кВ. Алгоритм работы АВР предусматривает контроль уровня напряжения на двух секциях РУ-10 кВ. При снижении уровня напряжения на одной из секций ниже, выставленной на устройстве уставки ЗМН, наличии напряжения выше выставленной уставки ЗМН на смежной секции, а также отсутствии сигнала «Запрет АВР» по защитах обоих вводов, происходит выдача сигнала на отключение соответствующего ВВ-10 кВ (той секции по которой было срабатывание ЗМН). После того, как устройство получило сигнал об отключенном состоянии ВВ-10 кВ, происходит выдача сигнала на включение СВ-10 кВ. Для ручного вывода из работы АВР в ячейке СР-10 кВ предусмотрен переключатель «Разрешение АВР».

2.6 Защита сборных шин 10 кВ

Для защиты сборных шин 10 кВ в работе предусматривается использование дуговой оптической защиты (ЗДЗ) и логической защиты шин (ЛЗШ) [2].

ЗДЗ шин 10 кВ можно реализуется на базе отдельных устройств Орион-ЗДЗ.

Алгоритм работы ЗДЗ-10 кВ для ВВ-10 кВ.

При срабатывании любого из трех датчиков дуги (отсека сборных шин, вакуумного выключателя или кабельном отсеке) и пуске МТЗ ВВ-10 кВ, происходит отключение ВВ-10 кВ.

Алгоритм работы ЗДЗ-10 кВ для СВ-10 кВ.

При срабатывании датчика дуги кабельного отсека и пуске МТЗ СВ-10 кВ, происходит отключение СВ-10 кВ и ВВ-10 кВ смежной секции. При срабатывании датчика дуги отсека вакуумного выключателя и пуске МТЗ, происходит отключение СВ-10 кВ, а также выдача сигнала отключения ВВ-10 кВ обеих секций. Отключение ВВ-10 кВ от ЗДЗ СВ-10 кВ происходит также с контролем тока на самом ВВ-10 кВ.

Алгоритм работы ЗДЗ-10 кВ для КЛ-10 кВ:

При срабатывании датчика дуги кабельного отсека и пуске МТЗ КЛ-10 кВ, происходит отключение выключателя КЛ-10 кВ. При срабатывании датчика дуги отсека вакуумного выключателя и пуске быстродействующей ступени МТЗ ВВ-10 кВ и СВ-10 кВ, происходит выдача сигнала отключения СВ-10 кВ и ВВ-10 кВ «своей секции».

Алгоритм работы ЗДЗ-10 кВ для ТН-10 кВ и ТСН-10 кВ.

При срабатывании датчика дуги, установленного в ТН-10 кВ (ТСН-10 кВ), происходит выдача сигнала устройством Орион-ЗДЗ на отключение СВ-10 кВ и ВВ-10 кВ «своей секции». Отключение ВВ-10 кВ и СВ-10 кВ от ЗДЗ ТН-10 кВ (ТСН-10 кВ) происходит также с контролем тока на ВВ-10 кВ и СВ-10 кВ.

Алгоритм работы ЗДЗ-10 кВ для СР-10 кВ.

При срабатывании любого из датчиков дуги, установленных в СР-10 кВ, происходит выдача сигнала устройством Орион-ЗДЗ на отключение СВ-10 кВ и ВВ-10 кВ «своей секции». Отключение ВВ-10 кВ и СВ-10 кВ от ЗДЗ СР-10 кВ происходит также с контролем тока на ВВ-10 кВ и СВ-10 кВ.

«Для организации ЛЗШ предусматривается быстродействующая ступень МТЗ ВВ-10 кВ и СВ-10 кВ, срабатывающая при замыкании на шинах. При повреждении на КЛ-10 кВ ЛЗШ блокируется сигналом «Пуск МТЗ»» [11].

ЛЗШ выполняется по параллельной схеме с использованием нормально-замкнутых контактов МП РЗА Сириус-2-МЛ-БПТ-Р2-И1.

2.7 Организация цепей оперативного питания

Для организации шинок оперативного питания в работе предусмотрены два щита оперативного питания (ЩОП): ЩОП-1 для 1-2 секции и ЩОП-2 для 3-4 секции. Существующая коммутационная аппаратура цепей оперативного питания и собственных нужд ЦРП-10, установленная в релейном отсеке КСО СР-10 кВ подлежит демонтажу (кроме счетчика). Нормальной схемой питания ЩОП-1, считается питание от ТСН-10/0,4 кВ 3 секции шин, а ЩОП-2 от ТСН-10/0,4 кВ 2 секции шин. Для обеспечения бесперебойного питания шинок оперативного тока в ЩОП предусмотрен АВР с контролем напряжения по трем фазам [17]. При нарушении нормальной схемы питания ЩОП, АВР переключается на второй ввод питания от смежного ТСН-10/0,4 кВ. Сигналы о состоянии коммутационных аппаратов ЩОП выведены на указательное реле и сигнальную лампу, установленные на двери шкафа. В работе предусмотрена выдача сигналов о неисправностях в схеме питания ЩОП, нарушении нормальной схемы питания, отсутствии питания, работе АВР, в систему телемеханики. Секционирование шинок оперативного питания и цепей напряжения, предусмотрено с помощью клемм с размыкателем, установленных в СР-10 кВ. Места установки ЩОП-1(2) приведены на плане ЦРП-10 на рисунке 9.

Организация цепей напряжения происходит в КСО ТН-10 кВ. Секционирование цепей напряжения реализуется в КСО СР-10 кВ.

Шинки аварийной и предупредительной сигнализации заводятся в существующие шкафы ЦС 1-2 секции и 3-4 секции.

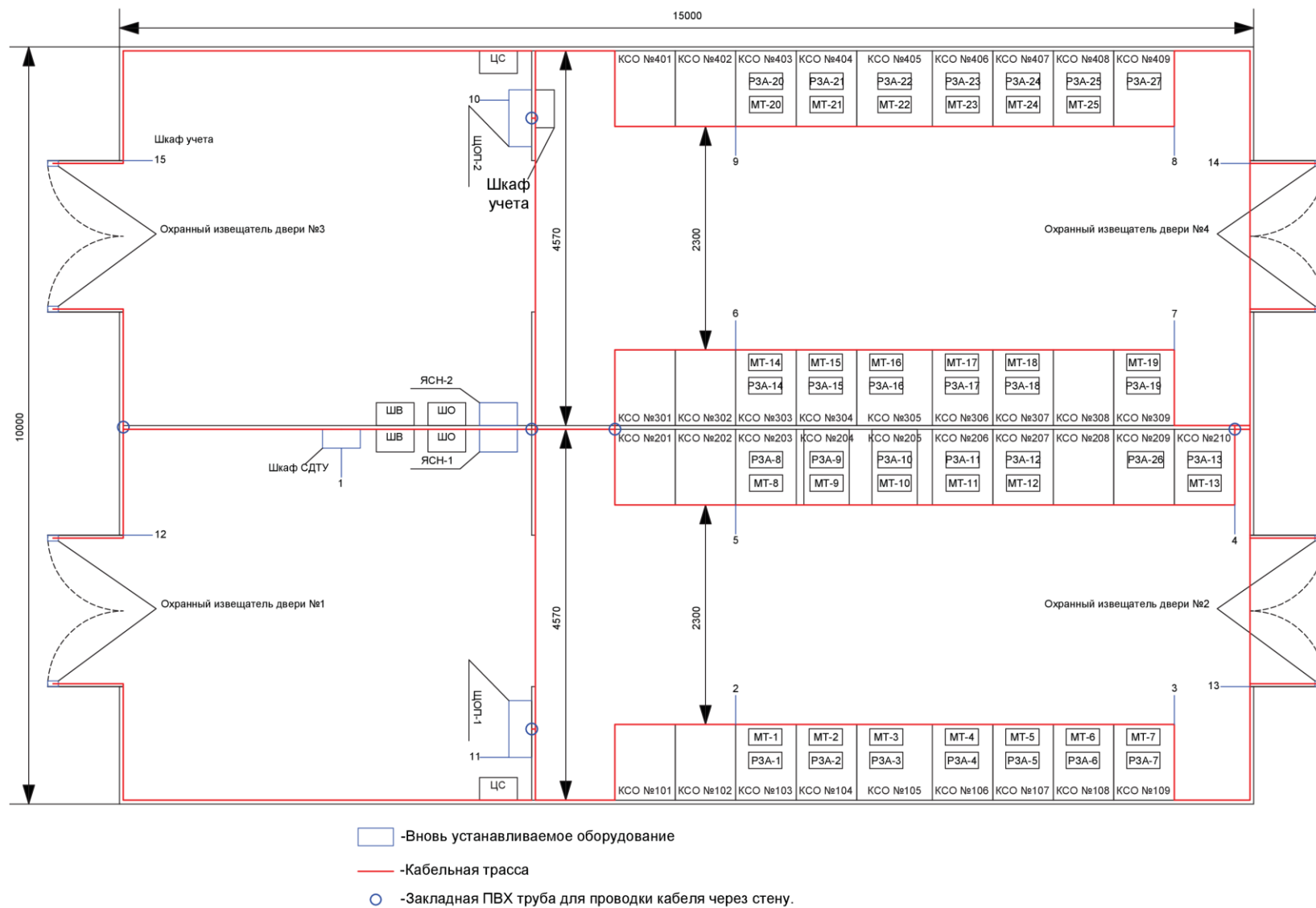


Рисунок 9 - План расположения оборудования ЦРП-10

Выводы по разделу.

Определяющим условием при разработке решений по РЗА являлось выполнение основных требований, предъявляемых к функционированию системы РЗА: селективность; быстродействие; надёжность.

Для повышения надёжности комплекса РЗА в целом по объекту предусматриваются следующие мероприятия:

- секционирование вторичных цепей трансформаторов напряжения;
- «использование устройства резервирования при отказах выключателей (УРОВ);
- электропитание цепей оперативного тока от шкафов оперативного тока (ШОП), в свою очередь, питающихся от ТСН разных секций.

В работе предусматривается организация системы РЗА в следующем составе:

- комплекты защиты и автоматики ВВ-10 кВ (на базе МП терминалов Сириус-2-МЛ-БПТ-Р2-И1);
- комплект защиты и автоматики СВ-10 кВ (на базе МП терминалов Сириус-2-МЛ-БПТ-Р2-И1)» [13];
- комплекты защиты и автоматики КЛ-10 кВ (на базе МП терминалов Сириус-2-МЛ-БПТ-Р2-И1);
- комплекты АВР-10 кВ (отдельное МП устройство Сириус-АВР-220В-Р);
- комплекты защиты сборных шин 10 кВ (ЗДЗ (на базе отдельных устройств Орион-ЗДЗ), ЛЗШ (быстродействующая ступень МТЗ ВВ-10 кВ и СВ-10 кВ)).

Комплекты защиты и автоматики ВВ-10 кВ, СВ-10 кВ, КЛ-10 кВ, АВР-10 кВ, ЗДЗ-10 кВ устанавливаются в релейных отсеках, КСО ЦРП-10 кВ вместо существующих.

Устройства ИТС распределены по ТТ и ТН. Для каждой из защит приведены структурно-функциональные схемы.

3 Расчет уставок

3.1 Выбор уставок токовых защит

В таблице 5 приведены уставки токовых защит, установленных на ТП и РП, прилегающих к ЦРП-10.

Таблица 5 - Уставки токовых защит, установленных на ТП и РП, прилегающих к ЦРП-10

Наименование объекта	Наименование присоединения	Устройство защиты	Тип защиты	$I_{с.з}, A$	$t_{с.з}, c$
ПС 677 «Праздничная»	Ф.104 А+Б	SPAC 801.01	MTЗ	1500	1,5
	Ф.106	SPAC 801.01	MTЗ	1500	1,5
	Ф.206 А+Б	SPAC 801.01	MTЗ	1400	1,5
	Ф.208	SPAC 801.01	MTЗ	1500	1,5
ТП-54	Яч. №1 ЦРП-10 Секция 1	УЗА10 А2	MTЗ	300	0,3
	Яч. №8 ЦРП-10 Секция 1	УЗА10 А2	MTЗ	300	0,3
ТП-ЦАБ	Защиты не установлены				
ТП-55	Яч. №2 ЦРП-10 Секция 2	VAMP-52	MTЗ	300	0,4
	Яч. №4 ЦРП-10 Секция 1	VAMP-52	MTЗ	300	0,4
ТП-64	Яч. №3 ЦРП-10 Секция 1	РС-83А 2.0	MTЗ	400	0,5
	Яч. №10 ЦРП-10 Секция 2	РС-83А 2.0	MTЗ	400	0,5
ТП-Виктория фарм	Защиты не установлены				
ТП-27	Ввод 1 секции от ЦРП-10	—	MTЗ	100	0,1
	Ввод 2 секции от ЦРП-10	—	MTЗ	100	0,1
РП-11 Белая дача	Яч. №5 ЦРП-10 Секция 3	Сириус-2-Л	MTЗ	480	0,6
	Яч. №6 ЦРП-10 Секция 4	Сириус-2-Л	MTЗ	480	0,6
ТП-20	Защиты не установлены				
ТП-57	Яч. №2 Т1	VIP-30	—	42	0
	Яч. №6 Т2	VIP-30	—	42	0
ТП-Трикстер	Ввод 1 секции от ЦРП-10	—	MTЗ	200	0,3
	Ввод 1 секции от ЦРП-10	—	MTЗ	200	0,3

«Уставки срабатывания максимальных токовых защит с выдержкой времени выбираются по условиям» [15]:

- отстройки от максимального длительно допустимого тока кабельной линии:

$$I_{с.з} = \frac{k_n \cdot k_{сзп}}{k_b} \cdot I_{д.д}, \quad (23)$$

где « k_n - коэффициент надежности срабатывания защиты, равный 1,1;

$k_{сзп}$ - коэффициент самозапуска нагрузки, равный 1,3-1,5;

k_b - коэффициент возврата, равный 0,95 (для устройства защиты Сириус-2-МЛ-БПТ-Р2-И1);

$I_{д.д}$ – длительно допустимый ток кабельной линии» [15].

- «по условию согласования чувствительности защит последующего и предыдущего элементов:

$$I_{с.з} \geq k_{нс} \cdot [\sum_1^n I_{сз.пред.макс(n)} + \sum_1^{N-1} I_{раб.макс(N-n)}], \quad (24)$$

где $k_{нс}$ - коэффициент надежности согласования, равный 1,1;

$\sum_1^n I_{сз.пред.макс(n)}$ - наибольшая из геометрических сумм токов срабатывания МТЗ параллельно работающих предыдущих n элементов;

$\sum_1^{N-1} I_{раб.макс(N-n)}$ - геометрическая сумма максимальных значений рабочих токов всех предыдущих N элементов, за исключением тех, с защитой которых ведется согласование» [15].

«Оценка эффективности защиты проводится с помощью коэффициента чувствительности:

$$k_{ч} = \frac{I_{кз.мин}}{I_{с.з}}, \quad (25)$$

где $I_{кз.мин}$ - значение минимального тока в месте установки защиты при КЗ в конце защищаемой зоны» [15].

«Согласно ПУЭ, минимальные значения коэффициента чувствительности МТЗ должны быть не менее 1,5 при КЗ в основной зоне и не менее 1,2 при КЗ в зоне дальнего резервирования. ПУЭ также допускает невыполнение дальнего резервирования при КЗ за трансформаторами 10/0,4 кВ» [10].

«Время срабатывания МТЗ отстраивается от времени срабатывания защит предыдущих элементов по выражению:

$$t_{с.з} = t_{с.з.пред} + \Delta t, \quad (26)$$

где $t_{с.з.пред}$ - максимальное время срабатывания защит предыдущих элементов;

Δt - ступень селективности, при согласовании МП терминалов принимается равной 0,3 с» [15].

«Ток срабатывания МТЗ без выдержки времени (отсечки) выбирается исходя из условий:

- отстройки от максимального тока при КЗ в конце защищаемой линии:

$$I_{с.з} \geq k_n \cdot I_{кз}^{(3)}, \quad (27)$$

где k_n - коэффициент надежности несрабатывания, равный 1,1;

$I_{кз}^{(3)}$ - значение тока через защиту при трехфазном КЗ в конце линии» [15].

- «отстройки от броска токов намагничивания при включении трансформаторов:

$$I_{с.з} \geq 3 \cdot \sum I_{ном.}, \quad (28)$$

где $\sum I_{\text{ном.}} = \frac{\sum S_{\text{ном.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}}$ - сумма номинальных токов всех трансформаторов, которые могут одновременно включаться под напряжение по защищаемой линии» [15].

«Из полученных значений токов срабатывания защиты, выбирается наибольшее, затем определяется вторичное значение по выражению:

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{I_{\text{с.з.}} \cdot k_{\text{сх}}}{k_{\text{тт}}} \quad (29)$$

где $k_{\text{сх}}$ - коэффициент схемы (для схемы «звезда» и «неполная звезда» равный 1);

$k_{\text{тт}}$ - коэффициент трансформации первичных ТТ» [15].

Ниже приведен пример расчета уставок токовых защит для фидера №103 ЦРП-10, питающего ТП-54 Секция 1.

Уставка срабатывания максимальной токовой защиты с выдержкой времени по условию согласования чувствительности защит последующего и предыдущего элементов:

$$I_{\text{с.з.}} \geq 1,1 \cdot 300 = 330 \text{ А},$$

где $\sum_1^n I_{\text{сз.пред.макс}(n)} = 300 \text{ А}$ – уставка защиты вводной ячейки ТП-54 Белая дача.

Принимаем значение уставки токовой защиты с выдержкой времени равным 360 А.

Значение уставки токовой защиты с выдержкой времени на низкой стороне с учетом коэффициента трансформации по (29):

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{360 \cdot 1}{60} = 6 \text{ А}.$$

Коэффициент чувствительности в основной зоне равен:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к}(54)}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}}, \quad (30)$$
$$k_{\text{ч}} = \frac{6120}{360} = 17 \gg 1,2.$$

Коэффициент чувствительности в резервной зоне, проверяем к минимальному току к.з на шинах наиболее удаленной от фидера №103 ТП-66:

$$k_{\text{ч(рез)}} = \frac{I_{\text{к}(66)}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}}, \quad (31)$$
$$k_{\text{ч(рез)}} = \frac{3360}{360} = 9,33 \gg 1,2.$$

«Время срабатывания МТЗ с учетом отстройки от времени срабатывания защит предыдущих элементов равно по (26):

$$t_{\text{с.з}} = 0,3 + 0,3 = 0,6 \text{ с.}$$

Ток срабатывания МТЗ без выдержки времени (отсечки) выбирается исходя из условия отстройки от максимального тока при КЗ в конце защищаемой линии» [15]:

$$I_{\text{с.з}} \geq 1,1 \cdot 7060 = 7760 \text{ А (принимаем } I_{\text{с.з}} = 7800).$$

Проверим полученное значение уставки токовой защиты без выдержки времени на чувствительность:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к1}(54)}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}}, \quad (32)$$
$$k_{\text{ч}} = \frac{6120}{7800} = 0,79 < 1,2.$$

Полученное в ходе расчета значение уставки токовой защиты без выдержки времени не удовлетворяет условию чувствительности, следовательно, токовая отсечка на фидере №103 не применима.

Расчет уставки токовой защиты с выдержкой времени для СВ 1-2 и СВ 3-4, выполнялся по условию согласования чувствительности защит последующего элемента (максимальной по току уставкой), а именно с МТЗ фидеров №104,204,304,404:

$$I_{с.з} \geq 1,1 \cdot 720 = 792 \text{ А, принимаем } I_{с.з} = 840 \text{ А.}$$

Время срабатывания МТЗ с учетом отстройки от времени срабатывания защит фидера №207 равно:

$$\begin{aligned} t_{с.з} &= t_{с.з.207} + \Delta t, \\ t_{с.з} &= 0,8 + 0,1 = 0,9 \text{ с.} \end{aligned} \quad (33)$$

Коэффициент чувствительности в основной зоне к току двухфазного замыкания на шинах равен:

$$\begin{aligned} k_{\text{ч}} &= \frac{I_{\text{к10(30)}}^{(2)}}{I_{с.з}}, \\ k_{\text{ч}} &= \frac{6830}{840} = 8,13 \gg 1,2. \end{aligned} \quad (34)$$

Коэффициент чувствительности в резервной зоне проверим к минимальному току двухфазного КЗ на шинах 1 секции ТП-55 (питается от фидеров №106,206 и имеет самый минимальный ток к.з из всех ТП, РП) [21]:

$$\begin{aligned} k_{\text{ч(рез)}} &= \frac{I_{\text{к1(55)}}^{(2)}}{I_{с.з}}, \\ k_{\text{ч(рез)}} &= \frac{3680}{840} = 4,38 \gg 1,2. \end{aligned} \quad (35)$$

Значение уставки токовой защиты с выдержкой времени для СВ 1-2 и СВ 3-4 на низкой стороне с учетом коэффициента трансформации по (29):

$$I_{c.p.} = \frac{840 \cdot 1}{120} = 7 \text{ A.}$$

Расчет уставки токовой защиты с выдержкой времени для вводных ячеек ЦРП-10 от ПС-677 №105,205,305,405, выполнялся по условию согласования чувствительности защит последующего элемента (максимальной по току уставкой), а именно с МТЗ СВ 1-2 и СВ3-4:

$$I_{c.3} \geq 1,1 \cdot 840 = 924 \text{ A, принимаем } I_{c.3} = 960 \text{ A.}$$

Время срабатывания МТЗ с учетом отстройки от времени срабатывания защит СВ 1-2 и СВ 3-4 равно:

$$\begin{aligned} t_{c.3} &= t_{c.3.CB} + \Delta t, \\ t_{c.3} &= 0,6 + 0,3 = 0,9 \text{ с.} \end{aligned} \tag{36}$$

Коэффициент чувствительности в основной зоне к минимальному току двухфазного замыкания на шинах 1 (2,3,4) секции равен:

$$\begin{aligned} k_q &= \frac{I_{к10(20)}^{(2)}}{I_{c.3}}, \\ k_q &= \frac{6830}{960} = 7,12 \gg 1,2. \end{aligned} \tag{37}$$

Коэффициент чувствительности в резервной зоне проверим к минимальному току двухфазного КЗ на шинах 1 секции ТП-55 (питается от фидеров №106,206 и имеет самый минимальный ток к.з из всех ТП, РП):

$$k_{ч(рез)} = \frac{I_{к1(55)}^{(2)}}{I_{с.з}}, \quad (38)$$

$$k_{ч(рез)} = \frac{3680}{960} = 3,83 \gg 1,2.$$

Значение уставки токовой защиты с выдержкой времени для вводных ячеек ЦРП-10 от ПС-677 №105,205,305,405 на низкой стороне с учетом коэффициента трансформации по 29:

$$I_{с.р.} = \frac{960 \cdot 1}{160} = 6 \text{ А.}$$

Используемые в ходе расчетов уставок, токи КЗ взяты из таблицы 2.

3.2 Выбор уставок ЗМН

Напряжение срабатывания минимальных реле напряжения определяется по выражению [20]:

$$U_{ср.мин} = (0,25 \div 0,4) \cdot U_{ном}, \quad (39)$$

$$U_{ср.мин} = 0,4 \cdot 10000 = 4000 \text{ В.}$$

Принимаем значение $U_{ср.мин}$ равным 4000 В.

3.3 Выбор уставок АВР

Время срабатывания устройства АВР отстраивается от максимального времени срабатывания защит, повреждения в зоне действия которых могут вызвать провал напряжения, а также от времени срабатывания других устройств режимной автоматики, рассматриваемого энергоузла:

$$t_{\text{ABP}} \geq t_{\text{с.з}} + t_{\text{ов}} + t_{\text{зап}} \quad (40)$$

где $t_{\text{с.з}}$ – время срабатывания токовой защиты с выдержкой времени на ячейках №106, 208, 206 А+Б, 104 А+Б на ПС-677 «Праздничная».

$t_{\text{ов}}$ – собственное время отключения вакуумного выключателя ячеек №106, 208, 206 А+Б, 104 А+Б на ПС-677 «Праздничная».

$t_{\text{зап}}$ – время запаса.

$$t_{\text{ABP}} \geq 1,5 + 0,06 + 3 = 4,56 \text{ с.}$$

Таким образом, время срабатывания устройства АВР должно быть больше 4,56 с.

3.4 Выбор уставок УРОВ

Уставку по току УРОВ рекомендуется выбирать на 10% ниже уставки наиболее чувствительной ступени защиты, действующей на отключение присоединения с пуском УРОВ:

$$\langle I_{\text{с.з.УРОВ}} \leq 0,9 \cdot I_{\text{рз.мин}} \rangle \quad (41)$$

где $I_{\text{рз.мин}}$ - минимальная уставка защиты, действующей на отключение с пуском УРОВ.

Выдержка времени УРОВ должна учитывать максимальное время отключения выключателя, время возврата органа контроля протекания тока и время запаса, которое учитывает погрешность органа выдержки времени. Таким образом, выдержка времени УРОВ определяется по выражению:

$$t_{\text{с.з.УРОВ}} \geq t_{\text{ов}} + t_{\text{возвр.}} + t_{\text{зап}}, \quad (42)$$

где $t_{\text{ов}} = 0,06 \text{ с}$ - собственное время отключения вакуумного выключателя;

$t_{\text{возвр.}} = 0,03 \text{ с}$ – время возврата исполнительного органа УРОВ;

$t_{\text{зап}} = 0,1 \text{ с}$ – время запаса.

$$t_{\text{с.з.УРОВ}} \geq 0,06 + 0,03 + 0,1 = 0,19 \text{ с,} \gg [15]$$

Окончательно принимаем время срабатывания УРОВ равным 0,3 с.
Уставки срабатывания УРОВ приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Уставки срабатывания УРОВ

Наименование присоединения	Тип защиты для отстройки УРОВ	Расчетное условие	$k_{\text{тт}}$	$I_{\text{с.з.}}, \text{А}$ перв./втор.	$t_{\text{с.з.}}, \text{с}$
КСО №103 ТП-54 1 Секция	МТЗ	Отстройка от чувствительной ступени защиты	60	324/5,4	0,3
КСО №104 ТП-ЦАБ 1 Секция	МТЗ	Отстройка от чувствительной ступени защиты	60	648/10,8	0,3
КСО №105 Яч. №106 ПС 677 «Праздничная»	МТЗ	Отстройка от чувствительной ступени защиты	160	864/5,4	0,3
КСО №106 ТП-55 1 Секция	МТЗ	Отстройка от чувствительной ступени защиты	120	324/2,7	0,3
КСО №107 ТП-64 1 Секция	МТЗ	Отстройка от чувствительной ступени защиты	60	432/7,2	0,3
КСО №108 ТП-Виктория Фарм	МТЗ	Отстройка от чувствительной ступени защиты	60	378/6,3	0,3
КСО №109 СВ 1-2	МТЗ	Отстройка от чувствительной ступени защиты	120	756/6,3	0,3
КСО №203 ТП-54 2 Секция	МТЗ	Отстройка от чувствительной ступени защиты	60	324/5,4	0,3
КСО №204 ТП-ЦАБ 2 Секция	МТЗ	Отстройка от чувствительной ступени защиты	60	648/10,8	0,3
КСО №205 Яч. №208 ПС 677 «Праздничная»	МТЗ	Отстройка от чувствительной ступени защиты	160	864/5,4	0,3

Продолжение таблицы 6

Наименование присоединения	Тип защиты для отстройки УРОВ	Расчетное условие	$k_{\text{ТТ}}$	$I_{\text{с.з}}, \text{А}$ перв./втор.	$t_{\text{с.з}}, \text{с}$
КСО №206 ТП-55 2 Секция	МТЗ	Отстройка от чувствительной ступени защиты	120	324/2,7	0,3
КСО №207 ТП-64 2 Секция	МТЗ	Отстройка от чувствительной ступени защиты	60	432/7,2	0,3
КСО №210 ТП-27 1 Секция	МТЗ	Отстройка от чувствительной ступени защиты	60	108/1,8	0,3
КСО №303 РП-11 Белая дача 1 Секция	МТЗ	Отстройка от чувствительной ступени защиты	60	486/8,1	0,3
КСО №304 ТП-20 1 Секция	МТЗ	Отстройка от чувствительной ступени защиты	20	648/32,4	0,3
КСО №305 Яч. №206 ПС 677 «Праздничная»	МТЗ	Отстройка от чувствительной ступени защиты	160	864/5,4	0,3
КСО №306 ТП-57 1 Секция	МТЗ	Отстройка от чувствительной ступени защиты	60	54/0,6	0,3
КСО №307 ТП-Тригстер 1 Секция	МТЗ	Отстройка от чувствительной ступени защиты	120	216/1,8	0,3
КСО №309 СВ 3-4	МТЗ	Отстройка от чувствительной ступени защиты	120	756/6,3	0,3
КСО №403 РП-11 Белая дача 2 Секция	МТЗ	Отстройка от чувствительной ступени защиты	60	486/8,1	0,3
КСО №404 ТП-20 2 Секция	МТЗ	Отстройка от чувствительной ступени защиты	60	648/10,8	0,3
КСО №405 Яч. №104 ПС 677 «Праздничная»	МТЗ	Отстройка от чувствительной ступени защиты	160	864/5,4	0,3
КСО №406 ТП-57 2 Секция	МТЗ	Отстройка от чувствительной ступени защиты	60	54/0,9	0,3
КСО №407 ТП-Тригстер 2 Секция	МТЗ	Отстройка от чувствительной ступени защиты	120	216/1,8	0,3
КСО №408 ТП-27 2 Секция	МТЗ	Отстройка от чувствительной ступени защиты	60	108/1,8	0,3

Определены уставки срабатывания УРОВ для всех присоединений.

3.5 Выбор уставок ЛЗШ

Уставку по току ЛЗШ ВВ и СВ 10 кВ выбираем равными $0,5 \cdot I_{к10(20,30,40)}^{(3)}$ (значение тока трехфазного к.з. на шинах ЦРП-10):

$I_{с.з.ЛЗШ.ВВ} = 0,5 \cdot 7890 = 3945$ А, на низкой стороне с учетом коэффициента трансформации – 24,66 А;

$I_{с.з.ЛЗШ.СВ} = 0,5 \cdot 7890 = 3945$ А, на низкой стороне с учетом коэффициента трансформации – 32,88 А.

Уставка по времени ЛЗШ принимается равной 0,3 с.

3.6 Выбор уставок защиты от ОЗЗ

Сеть 10 кВ работает в режиме с изолированной нейтралью. В МП терминалах Сириус-2-МЛ-БПТ-Р2-И1 присоединений 10 кВ введена функция токовой защиты от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ). Действие защиты от ОЗЗ выведено на сигнал без выдержки времени. Уставка срабатывания защиты от ОЗЗ присоединений 10 кВ выбирается по условиям отстройки от емкостного тока фидера [18]:

$$I_{сОЗЗ} \geq k_n \cdot k_6 \cdot I_c, \quad (43)$$

где k_n – коэффициент надежности, равный $1,2 \div 1,3$;

k_6 – учитывающий бросок емкостного тока, для цифровых реле равный $1,0 \div 1,5$;

I_c – емкостной ток ОЗЗ (рассчитан в разделе 1).

Уставки срабатывания защиты от ОЗЗ приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Уставки срабатывания защиты от ОЗЗ

Наименование присоединения	Тип защиты	Расчетное условие	$k_{тт}$	$I_{с.з.}, А$ перв./втор.	$t_{с.з.}, с$
КСО №103 ТП-54 1 Секция	ОЗЗ	Отстройка от емкостных токов линии	25	0,1/0,004	—
КСО №104 ТП-ЦАБ 1 Секция	ОЗЗ	Отстройка от емкостных токов линии	25	1,5/0,06	—
КСО №105 Яч. №106 ПС 677 «Праздничная»	ОЗЗ	Отстройка от емкостных токов линии	25	1,3/0,052	—
КСО №106 ТП-55 1 Секция	ОЗЗ	Отстройка от емкостных токов линии	25	0,6/0,024	—
КСО №107 ТП-64 1 Секция	ОЗЗ	Отстройка от емкостных токов линии	25	3,0/0,12	—
КСО №108 ТП-Виктория Фарм	ОЗЗ	Отстройка от емкостных токов линии	25	2,0/0,08	—
КСО №109 СВ 1-2	ОЗЗ	Отстройка от емкостных токов линии	25	—	—
КСО №203 ТП-54 2 Секция	ОЗЗ	Отстройка от емкостных токов линии	25	0,1/0,004	—
КСО №204 ТП-ЦАБ 2 Секция	ОЗЗ	Отстройка от емкостных токов линии	25	1,5/0,06	—
КСО №205 Яч. №208 ПС 677 «Праздничная»	ОЗЗ	Отстройка от емкостных токов линии	25	1,3/0,052	—
КСО №206 ТП-55 2 Секция	ОЗЗ	Отстройка от емкостных токов линии	25	7,3/0,3	—
КСО №207 ТП-64 2 Секция	ОЗЗ	Отстройка от емкостных токов линии	25	3,1/0,12	—
КСО №210 ТП-27 1 Секция	ОЗЗ	Отстройка от емкостных токов линии	25	1,3/0,052	—
КСО №303 РП-11 Белая дача 1 Секция	ОЗЗ	Отстройка от емкостных токов линии	25	0,9/0,04	—
КСО №304 ТП-20 1 Секция	ОЗЗ	Отстройка от емкостных токов линии	25	0,2/0,008	—

Продолжение таблицы 7

Наименование присоединения	Тип защиты	Расчетное условие	$k_{тт}$	$I_{с.з.}, A$ перв./втор.	$t_{с.з.}, c$
КСО №305 Яч. №206 ПС 677 «Праздничная»	ОЗЗ	Отстройка от емкостных токов линии	25	1,3/0,05	—
КСО №306 ТП-57 1 Секция	ОЗЗ	Отстройка от емкостных токов линии	25	2,1/0,084	—
КСО №307 ТП-Трихстер 1 Секция	ОЗЗ	Отстройка от емкостных токов линии	25	1,3/0,052	—
КСО №309 СВ 3-4	ОЗЗ	Отстройка от емкостных токов линии	25	—	—
КСО №403 РП-11 Белая дача 2 Секция	ОЗЗ	Отстройка от емкостных токов линии	25	0,9/0,036	—
КСО №404 ТП-20 2 Секция	ОЗЗ	Отстройка от емкостных токов линии	25	0,2/0,008	—
КСО №405 Яч. №104 ПС 677 «Праздничная»	ОЗЗ	Отстройка от емкостных токов линии	25	1,3/0,052	—
КСО №406 ТП-57 2 Секция	ОЗЗ	Отстройка от емкостных токов линии	25	2,1/0,084	—
КСО №407 ТП-Трихстер 2 Секция	ОЗЗ	Отстройка от емкостных токов линии	25	1,3/0,052	—
КСО №408 ТП-27 2 Секция	ОЗЗ	Отстройка от емкостных токов линии	25	1,3/0,052	—

Определены уставки срабатывания защиты от ОЗЗ.

Выводы по разделу.

Уставки срабатывания максимальных токовых защит с выдержкой времени выбраны по условиям отстройки от максимального длительно допустимого тока кабельной линии и по условию согласования чувствительности защит последующего и предыдущего элементов.

«Согласно ПУЭ, минимальные значения коэффициента чувствительности МТЗ должны быть не менее 1,5 при КЗ в основной зоне и не менее 1,2 при КЗ в зоне дальнего резервирования.

Время срабатывания МТЗ отстраивается от времени срабатывания защит предыдущих элементов.

Ток срабатывания МТЗ без выдержки времени (отсечки) выбирается исходя из условий отстройки от максимального тока при КЗ в конце защищаемой линии и отстройки от броска токов намагничивания при включении трансформаторов. Из полученных значений токов срабатывания защиты выбирается наибольшее» [15]. В работе приведен пример расчета уставок токовых защит для фидера №103 ЦРП-10, питающего ТП-54 Секция 1.

Напряжение срабатывания минимальных реле напряжения принято $0,4 \cdot U_{\text{ном}}$.

Время срабатывания устройства АВР отстраивается от максимального времени срабатывания защит, повреждения в зоне действия которых могут вызвать провал напряжения и принято равным 4,56 с.

Уставка по току УРОВ выбрана на 10% ниже уставки наиболее чувствительной ступени защиты, действующей на отключение присоединения с пуском УРОВ, а выдержка времени учитывает максимальное время отключения выключателя, время возврата органа контроля протекания тока и время запаса.

Уставку по току ЛЗШ ВВ и СВ 10 кВ выбрана равной $0,5 \cdot I_{\text{к10}(20,30,40)}^{(3)}$ (значения тока трехфазного к.з. на шинах ЦРП-10).

Действие защиты от ОЗЗ в сети 10 кВ выведено на сигнал без выдержки времени. Уставка срабатывания защиты от ОЗЗ присоединений 10 кВ выбрана по условиям отстройки от емкостного тока фидера.

4 Выбор основных технических решений по СДТУ

«СДТУ предназначена для осуществления автоматизированного контроля и управления режимами работы электрооборудования ЦРП-10. Наличие системы телеизмерений и передачи в режиме реального времени телеинформации о текущем режиме работы электроустановок обеспечивает быстрое выявление предаварийных и аварийных ситуаций в электроснабжении и является обязательным условием безопасной эксплуатации электроустановок.

Цель системы СДТУ:

- повышение надежности электроснабжения;
- предотвращения повреждений основного электрооборудования;
- максимально быстрого восстановления энергоснабжения после аварийных ситуаций» [4];
- уменьшения эксплуатационных затрат.

Система СДТУ решает следующие задачи:

- удаленный контроль параметров электроснабжения;
- удаленное управление электрооборудованием;
- архивирование данных измерений;
- передача телеинформации по контролируемым электрическим присоединениям ПС посредством GSM-канала в программный комплекс Сервера верхнего уровня СДТУ TOPAZ;
- диагностика состояния электрооборудования, аппаратуры управления, каналов связи и т.д.

«СДТУ является средством оперативно-диспетчерского и диспетчерско-технологического управления электрическими сетями, обеспечивая требуемый уровень надежности и эффективности эксплуатации основного и вспомогательного оборудования во всех режимах функционирования подстанции» [14]. Таким образом, средства СДТУ являются средством нижнего уровня в структуре диспетчерского и технологического управления

электрическими сетями и энергосистемой в целом, обеспечивая вышестоящие уровни полной и достоверной информацией о состоянии и режимах функционирования контролируемого и управляемого оборудования ПС.

4.1 Решения по структуре системы

СДТУ ЦРП-10 строится на базе оборудования производства ООО «ПиЭлСи Технолоджи». К основному оборудованию подстанции, которое является объектом оперативно-диспетчерского управления и контроля, относятся:

- вакуумные выключатели 10 кВ;
- силовое оборудование (трансформаторы тока и напряжения);
- оборудование системы РЗА (МП устройства РЗА);
- вспомогательное оборудование (охранные извещатели, элементы питания СДТУ, переключатели).

Полный объем контролируемого и управляемого оборудования показан на схеме электрической принципиальной ЦРП-10 с распределением объектов ТС, ТИ, ТУ на рисунке 10.

Структура КПТК СДТУ состоит из трех уровней: нижнего, среднего и верхнего. Структурная схема КПТК СДТУ приведена на рисунках 11-12.

«К нижнему уровню относятся все устройства, которые непосредственно связаны с объектом управления и мониторинга. С их помощью обеспечивается сбор информации, необходимой для реализации функциональных задач СДТУ, и выдача команд управления» [14].

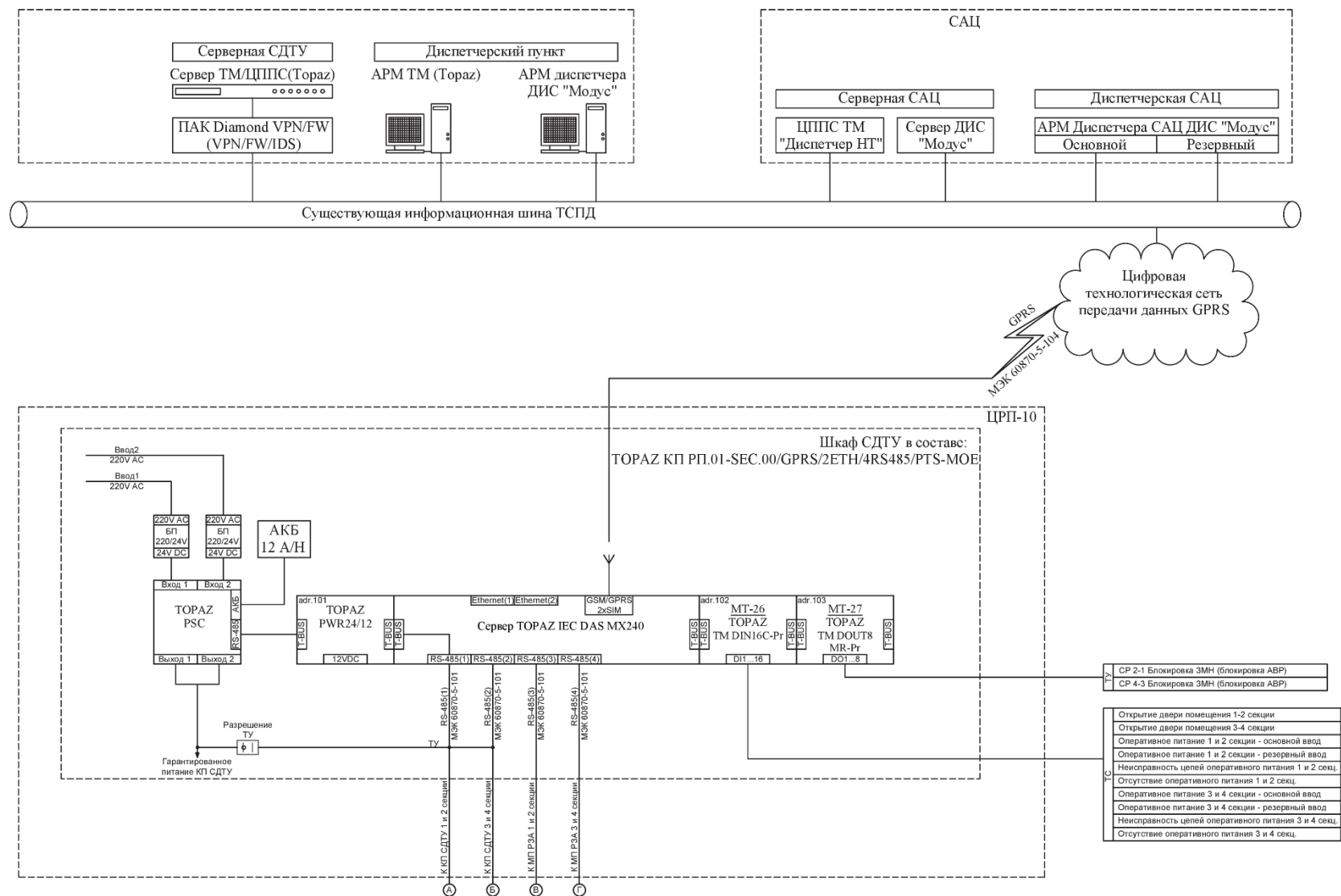


Рисунок 11 - Структурная схема КПТК СДТУ

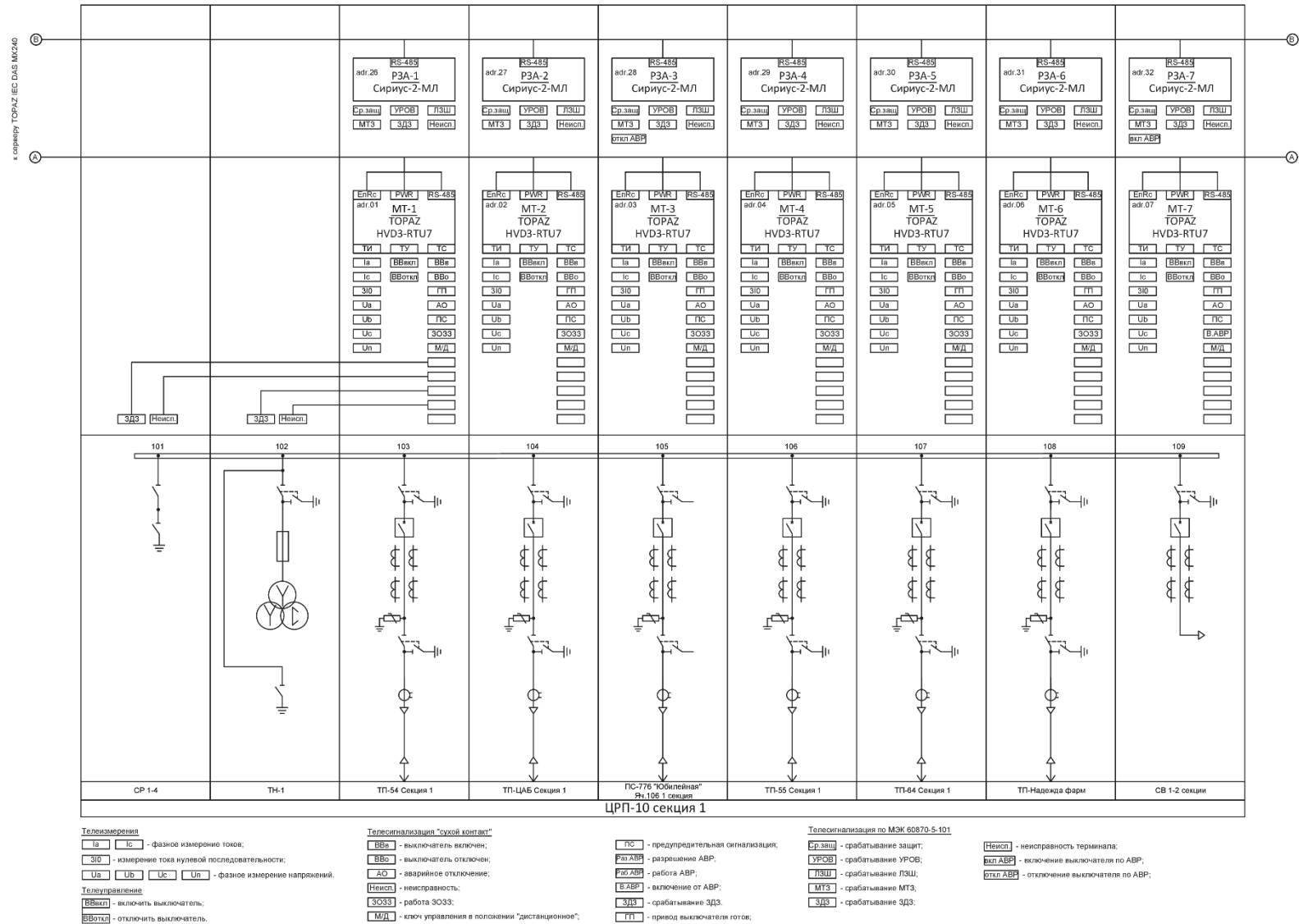


Рисунок 12 - Структурная схема КПТК СДТУ (продолжение)

В качестве ПТС нижнего уровня используются многофункциональные измерительные преобразователи (МИП) TOPAZ HVD3-RTU7, а также МП устройства защиты Сириус-2-МЛ. МИП TOPAZ HVD3-RTU7 устанавливаются в низковольтном отсеке КСО, аналогично устройствам защиты. Данные с МИП TOPAZ HVD3-RTU7 и МП устройств защиты Сириус-2-МЛ передаются на устройства среднего уровня по интерфейсу RS-485, с применением протокола МЭК 60870-5-101. Управление, измерения и сбор сигнализации с силового оборудования осуществляют МИП TOPAZ HVD3-RTU7. Интеграция МП устройств РЗА в СДТУ позволяет получать информацию о срабатывании защит.

К среднему уровню относится сервер доступа к данным TOPAZ IEC DAS MX240, осуществляющий сбор информации с устройств нижнего уровня СДТУ и РЗА, буферизацию, первичную обработку полученной информации и последующую её передачу на верхний уровень. Передача данных с сервера TOPAZ IEC DAS MX240 на верхний уровень осуществляется через встроенный GSM-модем по протоколу МЭК 60870-5-104.

Верхний уровень СДТУ представлен программным комплексом Сервер СДТУ TOPAZ. Указанный программный комплекс осуществляет обработку, хранение и представление информации в удобном для оператора интерфейсе. Визуализация информации о силовом оборудовании ЦРП-10 осуществляется посредством мнемосхем.

4.2 Решения по электропитанию

Электропитание оборудования в шкафу СДТУ осуществляется от двух источников: ШОП 1-2 и ШОП 3-4. Для того, чтобы обеспечить автономную работу СДТУ при нарушении нормальной схемы питания от ШОП 1-2 и ШОП 3-4, в работе предусмотрена установка модуля контроля питания, выполняющего переключение питания компонентов СДТУ на внешнюю АКБ. Согласно типовым техническим требованиям, источник резервного

бесперебойного питания должен обеспечивать автономную работу системы в течение 1,5 часов.

Расчет нагрузки компонентов СДТУ для выбора модуля контроля питания и емкости АКБ приведен в таблице 8.

Таблица 8 – Расчет нагрузки компонентов СДТУ

Наименование потребителя	Количество, шт	Потребляемая мощность, Вт	Потребляемый ток, А при $U_{пит}=24 В$
Сервер TOPAZ IEC DAS MX240	1	10	0,42
Модуль телесигнализации TOPAZ TM DIN16C-Pr	1	0,12	0,05
Модуль телеуправления TOPAZ TM DOUT8 MR-Pr	1	6	0,25
КП TOPAZ HVD3-RTU7	25	$4,8 \times 25 = 120$	$0,2 \times 25 = 5$
Итого	–	136,12	5,72

В соответствии с полученным значением тока нагрузки компонентов СДТУ, выбираем модуль контроля питания типа: TOPAZ PSC 24V10A. Выбранный модуль питания позволяет осуществлять контроль и управление питания СДТУ напряжением 24 В. Подключаемая к модулю контроля питания АКБ, должна иметь емкость не ниже:

$$C_{ном.} = I_{\Sigma} \cdot t_{раб.}, \quad (44)$$

где I_{Σ} - суммарный потребляемый ток компонентами СДТУ;

$t_{раб.}$ – желаемое время работы компонентов СДТУ от АКБ в часах.

Получим значение:

$$C_{ном.} = 5,72 \cdot 1,5 = 8,58 \text{ А} \cdot \text{ч.}$$

Принимаем значение емкости аккумуляторной батареи из стандартного ряда, выпускаемой промышленностью, равной 12 А·ч.

Выводы по разделу.

СДТУ предназначена для осуществления автоматизированного контроля и управления режимами работы электрооборудования ЦРП-10.

Цель системы СДТУ:

- «повышение надежности электроснабжения;
- предотвращения повреждений основного электрооборудования;
- максимально быстрого восстановления энергоснабжения после аварийных ситуаций» [4];
- уменьшения эксплуатационных затрат.

Система СДТУ решает следующие задачи:

- удаленный контроль параметров электроснабжения;
- удаленное управление электрооборудованием;
- архивирование данных измерений;
- передача телеинформации по контролируемым электрическим присоединениям ПС посредством GSM-канала в программный комплекс Сервера верхнего уровня СДТУ TOPAZ;
- диагностика состояния электрооборудования, аппаратуры управления, каналов связи и т.д.

СДТУ ЦРП-10 строится на базе оборудования производства ООО «ПиЭлСи Технолоджи». К основному оборудованию подстанции, которое является объектом оперативно-диспетчерского управления и контроля, относятся: вакуумные выключатели 10 кВ; силовое оборудование (трансформаторы тока и напряжения); оборудование системы РЗА (МП устройства РЗА); вспомогательное оборудование (охранные извещатели, элементы питания СДТУ, переключатели).

Структура КППК СДТУ состоит из трех уровней: нижнего, среднего и верхнего.

В качестве ПТС нижнего уровня используются многофункциональные измерительные преобразователи (МИП) TOPAZ HVD3-RTU7, а также МП устройства защиты Сириус-2-МЛ.

К среднему уровню относится сервер доступа к данным TOPAZ IEC DAS MX240, осуществляющий сбор информации с устройств нижнего уровня СДТУ и РЗА, буферизацию, первичную обработку полученной информации и последующую её передачу на верхний уровень. Передача данных на верхний уровень осуществляется через встроенный GSM-модем по протоколу МЭК 60870-5-104.

Верхний уровень СДТУ представлен программным комплексом Сервер СДТУ TOPAZ. Указанный программный комплекс осуществляет обработку, хранение и представление информации в удобном для оператора интерфейсе.

Электропитание оборудования в шкафу СДТУ осуществляется от двух источников: ШОП 1-2 и ШОП 3-4. Для обеспечения автономной работы СДТУ при нарушении нормальной схемы питания предусмотрена установка модуля контроля питания, выполняющего переключение питания на внешнюю АКБ, рассчитанную на 1,5 часа работы.

Суммарная расчетная нагрузка компонентов СДТУ не превышает 137 Вт, по ней была выбрана емкость аккумуляторной батареи - 12 А·ч.

Заключение

Целью бакалаврской работы являлось обеспечение надежного функционирования потребителей, получающих электроэнергию от данного ЦРП и реализация функций дистанционного управления выключателями.

Согласно п. 1.2.16 ПУЭ при значении емкостного тока замыкания на землю более 20 А в сети напряжением 10 кВ, должна осуществляться его компенсация. В полученных расчетах таблицы 3 значения емкостных токов на всех кабельных линиях значительно ниже 20 А, следовательно, необходимости применения компенсирующих устройств нет.

Определяющим условием при разработке решений по РЗА являлось выполнение основных требований, предъявляемых к функционированию системы РЗА: селективность; быстродействие; надёжность.

Для повышения надежности комплекса РЗА в целом по объекту предусматриваются следующие мероприятия:

- секционирование вторичных цепей трансформаторов напряжения;
- «использование устройства резервирования при отказах выключателей (УРОВ);
- электропитание цепей оперативного тока от шкафов оперативного тока (ШОП), в свою очередь, питающихся от ТСН разных секций.

В работе предусматривается организация системы РЗА в следующем составе:

- комплекты защиты и автоматики ВВ-10 кВ (на базе МП терминалов Сириус-2-МЛ-БПТ-Р2-И1);
- комплект защиты и автоматики СВ-10 кВ (на базе МП терминалов Сириус-2-МЛ-БПТ-Р2-И1)» [11];
- комплекты защиты и автоматики КЛ-10 кВ (на базе МП терминалов Сириус-2-МЛ-БПТ-Р2-И1);
- комплекты АВР-10 кВ (отдельное МП устройство Сириус-АВР-220В-Р);

- комплекты защиты сборных шин 10 кВ (ЗДЗ (на базе отдельных устройств Орион-ЗДЗ), ЛЗШ (быстродействующая ступень МТЗ ВВ-10 кВ и СВ-10 кВ)).

Комплекты защиты и автоматики ВВ-10 кВ, СВ-10 кВ, КЛ-10 кВ, АВР-10 кВ, ЗДЗ-10 кВ устанавливаются в релейных отсеках, КСО ЦРП-10 кВ вместо существующих.

Устройства ИТС распределены по ТТ и ТН. Для каждой из защит приведены структурно-функциональные схемы.

«Уставки срабатывания максимальных токовых защит с выдержкой времени выбраны по условиям отстройки от максимального длительно допустимого тока кабельной линии и по условию согласования чувствительности защит последующего и предыдущего элементов.

Согласно ПУЭ, минимальные значения коэффициента чувствительности МТЗ должны быть не менее 1,5 при КЗ в основной зоне и не менее 1,2 при КЗ в зоне дальнего резервирования.

Время срабатывания МТЗ отстраивается от времени срабатывания защит предыдущих элементов.

Ток срабатывания МТЗ без выдержки времени (отсечки) выбирается исходя из условий отстройки от максимального тока при КЗ в конце защищаемой линии и отстройки от броска токов намагничивания при включении трансформаторов. Из полученных значений токов срабатывания защиты выбирается наибольшее» [15]. В работе приведен пример расчета уставок токовых защит для фидера №103 ЦРП-10, питающего ТП-54 Секция 1.

Напряжение срабатывания минимальных реле напряжения принято $0,4 \cdot U_{\text{ном}}$.

Время срабатывания устройства АВР отстраивается от максимального времени срабатывания защит, повреждения в зоне действия которых могут вызвать провал напряжения и принято равным 4,56 с.

Уставка по току УРОВ выбрана на 10% ниже уставки наиболее чувствительной ступени защиты, действующей на отключение присоединения с пуском УРОВ, а выдержка времени учитывает максимальное время отключения выключателя, время возврата органа контроля протекания тока и время запаса.

Уставку по току ЛЗШ ВВ и СВ 10 кВ выбрана равной $0,5 \cdot I_{к10(20,30,40)}^{(3)}$ (значения тока трехфазного к.з. на шинах ЦРП-10).

Действие защиты от ОЗЗ в сети 10 кВ выведено на сигнал без выдержки времени. Уставка срабатывания защиты от ОЗЗ присоединений 10 кВ выбрана по условиям отстройки от емкостного тока фидера.

СДТУ предназначена для осуществления автоматизированного контроля и управления режимами работы электрооборудования ЦРП-10.

Цель системы СДТУ:

- «повышение надежности электроснабжения;
- предотвращения повреждений основного электрооборудования;
- максимально быстрого восстановления энергоснабжения после аварийных ситуаций» [4];
- уменьшения эксплуатационных затрат.

Система СДТУ решает следующие задачи:

- удаленный контроль параметров электроснабжения;
- удаленное управление электрооборудованием;
- архивирование данных измерений;
- передача телеинформации по контролируемым электрическим присоединениям ПС посредством GSM-канала в программный комплекс Сервера верхнего уровня СДТУ TOPAZ;
- диагностика состояния электрооборудования, аппаратуры управления, каналов связи и т.д.

СДТУ ЦРП-10 строится на базе оборудования производства ООО «ПиЭлСи Технолоджи». К основному оборудованию подстанции, которое

является объектом оперативно-диспетчерского управления и контроля, относятся: вакуумные выключатели 10 кВ; силовое оборудование (трансформаторы тока и напряжения); оборудование системы РЗА (МПУстройства РЗА); вспомогательное оборудование (охранные извещатели, элементы питания СДТУ, переключатели).

Структура КППК СДТУ состоит из трех уровней: нижнего, среднего и верхнего.

В качестве ПТС нижнего уровня используются многофункциональные измерительные преобразователи (МИП) TOPAZ HVD3-RTU7, а также МПУстройства защиты Сириус-2-МЛ.

К среднему уровню относится сервер доступа к данным TOPAZ IEC DAS MX240, осуществляющий сбор информации с устройств нижнего уровня СДТУ и РЗА, буферизацию, первичную обработку полученной информации и последующую её передачу на верхний уровень. Передача данных на верхний уровень осуществляется через встроенный GSM-модем по протоколу МЭК 60870-5-104.

Верхний уровень СДТУ представлен программным комплексом Сервер СДТУ TOPAZ. Указанный программный комплекс осуществляет обработку, хранение и представление информации в удобном для оператора интерфейсе.

Электропитание оборудования в шкафу СДТУ осуществляется от двух источников: ШОП 1-2 и ШОП 3-4. Для обеспечения автономной работы СДТУ при нарушении нормальной схемы питания предусмотрена установка модуля контроля питания, выполняющего переключение питания на внешнюю АКБ, рассчитанную на 1,5 часа работы.

Суммарная расчетная нагрузка компонентов СДТУ не превышает 137 Вт, по ней была выбрана емкость аккумуляторной батареи - 12 А·ч.

Список используемой литературы

1. Алиев И.И. Электротехника и электрооборудование: учебное пособие для вузов. Саратов: Вузовское образование, 2014. 1199 с.
2. Антонов С.Н. Проектирование электроэнергетических систем: учебное пособие. Ставрополь: Ставропольский государственный аграрный университет, 2014. 104 с.
3. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Системы электроснабжения: электронное учеб.-метод. пособие. Тольятти: Изд-во ТГУ, 2015. 46 с. URL: https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/2943/1/Vahnina%20Chernenko_EUMI_Z.pdf (дата обращения: 05.07.2024).
4. ГОСТ 34.601-90 Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200006921> (дата обращения: 15.08.2024).
5. ГОСТ Р 52735-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200052838> (дата обращения: 19.07.2024).
6. Кудряков А.Г., Сазыкин В.Г. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах: учебник. Саратов: Ай Пи Эр Медиа, 2018. 263 с.
7. Матаев У.М. Практикум по электроэнергетике (в примерах с решениями): учебное пособие. Алматы: Нур-Принт, Казахский национальный аграрный университет, 2014. 195 с.
8. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие. Санкт-Петербург: БХВ-Петербург, 2013. 608 с.
9. Ополева Г. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и

городов: учеб. пособие. М. : ИД «ФОРУМ» : ИНФРА-М, 2019. 416 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1003805> (дата обращения 13.07.2024).

10. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [Электронный ресурс]: URL: <http://pue7.ru/pue7/sod.php> (дата обращения 15.07.2024).

11. РД 34.35.310-97 Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200036168> (дата обращения 06.07.2024).

12. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. [Электронный ресурс]. URL: <https://meganorm.ru/Data2/1/4294817/4294817179.pdf> (дата обращения: 09.07.2024).

13. СТО 56947007-29.240.044-2010 Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200086397> (дата обращения 16.07.2024).

14. СТО 56947007-29.240.10.028-2009 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС) [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/898914295> (дата обращения 12.08.2024).

15. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. СПб.: ПЭИПК, 2003. 350 с.

16. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению: учеб. пособие. 3-е изд. М.: ИНФРА-М, 2019. 136 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1000152> (дата обращения: 17.09.2024).

17. Antoun C. High Voltage Circuit Breaker and Power Transformer Failure Modes and Their Detection // 2018 Condition Monitoring and Diagnosis (CMD), Perth, WA, Australia, 2018, pp. 1-6.

18. Gotte N., Krampert T., Nikolic P.G. Series Connection of Gas and Vacuum Circuit Breakers as a Hybrid Circuit Breaker in High-Voltage Applications

// in IEEE Transactions on Plasma Science, vol. 48, no. 7, pp. 2577-2584.

19. Hickey R.B., Robert B. Electrical Engineer's Portable Handbook. USA: McGraw-Hill Companies, 2012. 575 p.

20. Sousa H.F.S., de Oliveira A.C., de Santana H.N., da Costa E.G., Ferreira T.V. Analysis of Alternative Parameters of Dynamic Resistance Measurement in High Voltage Circuit Breakers // 2018 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE), Athens, Greece, 2018, pp. 1-4.

21. Surya S., Wayne Beaty H. Standard Handbook for Electrical Engineers, Seventeenth Edition. - McGraw Hill Professional, 2017. 368 p.