

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)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

## ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Проектирование электрической части подстанции напряжением 110/10 кВ  
сельской электрической сети

Обучающийся

А.В. Сапожников

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., О.В. Самолина

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

Тольятти 2023

## Аннотация

Выпускная квалифицированная работа состоит из 48 страниц, 18 рисунков, 9 таблиц, 20 источников.

Ключевые слова: подстанция, проектирование, электрическая сеть, потребитель, оборудование, релейная защита.

Актуальность темы: проектирование электрической части ПС необходимо для их ввода в эксплуатацию. С учетом постоянного развития энергосистем, непрерывно строятся и новые понизительные ПС переменного тока. ПС класса напряжения 110/10 кВ являются одними из наиболее распространенных в энергосистеме, обеспечивая питания крупных промышленных, городских и сельских электрических сетей.

Объект исследования: ПС 110/10 кВ «МДФ».

Предмет исследования: электрическая часть подстанции.

Цель работы: проектирование электрической части ПС с применением современного электрооборудования (ЭО) и технических решений.

Проанализированы исходные данные по электроснабжению потребителей, определены основные требования к электрической части подстанции. Рассчитаны электрические нагрузки, рабочие и аварийные режимы, выбрано основное электрооборудование. Рассчитаны заземление и молниезащита.

## Содержание

Введение.....	4
1 Общее описание подстанции и электрооборудования, анализ исходных данных по электроснабжению потребителей подстанции.....	6
1.1 Общее описание подстанции и электрооборудования.....	6
1.2 Анализ исходных данных по электроснабжению потребителей подстанции.....	7
2 Проектирование электрической части подстанции.....	9
2.1 Расчет электрических нагрузок, выбор силовых трансформаторов.....	9
2.2 Определение токов КЗ.....	12
2.3 Выбор основного электрооборудования.....	16
3 Выбор устройств релейной защиты и автоматики.....	27
3.1 Защита трансформаторов.....	27
3.2 Защита фидеров.....	34
3.3 АВР питания потребителей.....	36
4 Расчет заземления и молниезащиты.....	39
Заключение.....	45
Список используемых источников.....	47

## Введение

В настоящее время понизительные электрические подстанции (ПС) переменного тока являются ключевыми объектами электроэнергетических систем. ПС обеспечивают преобразование величины напряжения передаваемой электроэнергии с высоких значений, оптимальных для передачи на дальние расстояния до значений напряжения, используемого для распределительной сети питания расположенных в данном регионе потребителей электроэнергии.

Актуальность темы: проектирование электрической части ПС необходимо для их ввода в эксплуатацию. С учетом постоянного развития энергосистем, непрерывно строятся и новые понизительные ПС переменного тока. ПС класса напряжения 110/10 кВ являются одними из наиболее распространенных в энергосистеме, обеспечивая питания крупных промышленных, городских и сельских электрических сетей. Это обуславливает актуальность темы работы.

Объект исследования: ПС 110/10 кВ «МДФ».

Предмет исследования: электрическая часть подстанции.

Цель работы: проектирование электрической части ПС с применением современного электрооборудования (ЭО) и технических решений.

Задачи работы:

- проанализировать исходные данные по электроснабжению потребителей;
- определить электрические нагрузки ПС, токи КЗ;
- выбрать и проверить основное ЭО;
- выбрать устройства релейной защиты и автоматики (РЗА);
- рассчитать заземление и молниезащиту.

Электрическая часть современных понизительных подстанций переменного тока проектируется с учетом следующих технических решений и требований [15]:

- микропроцессорная РЗА. Это позволяет обеспечить требуемую надежность, селективность и быстродействие РЗА, а также проводить эффективный мониторинг режимов работы РЗА с передачей данных в общую цифровую сеть;
- энергоэффективные трансформаторы собственных нужд (СН). Это позволяет снизить общие затраты электроэнергии в системе СН;
- использование современных типов высоковольтных выключателей (вакуумные, элегазовые). Это обеспечивает быструю коммутацию и гашение дуги, высокую надежность и долговечность коммутационных аппаратов;
- электронно-оптические трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН). Это позволяет повысить точность и надежность измерений, исключить искажение данных при переходных процессах и коротких замыканиях;
- в системе измерений применяются универсальные цифровые измерительные приборы. Это обеспечивает эффективную передачу данных в общую цифровую сеть, удобство и эргономичность пользования;
- использование ячеек комплектных распределительных устройств (КРУ), это упрощает работы по ремонту и обслуживанию оборудования, ускоряет монтаж и замену оборудования, повышает безопасность пользования.

При проектировании электрической части ПС 110/10 кВ «МДФ» данные требования будут учтены, что обеспечит надежное электроснабжение потребителей и работу ПС в целом.

# **1 Общее описание подстанции и электрооборудования, анализ исходных данных по электроснабжению потребителей подстанции**

## **1.1 Общее описание подстанции и электрооборудования**

ПС 110/10 кВ «МДФ» будет обеспечивать электроснабжение потребителей сельской электрической сети по кабельным линиям (КЛ) 10 кВ. Электроснабжение ПС «МДФ» будет осуществляться от шин 110 кВ подстанции энергосистемы ПС-220/110 «Сотник» по воздушной линии (ВЛ) 110 кВ длиной 13,5 км. Марка проводов ВЛ: АС-185/29 [11].

Режим нейтрали питающей сети 110 кВ – эффективно заземленная.

Местоположение ПС 110/10 кВ «МДФ»: пгт. Мортка, в 50 метрах от автомобильной дороги пкт. Междуреченский-пгт. Мортка, ХМАО-Югры.

В состав электрической части ПС будет входить следующее основное электрооборудование (ЭО):

- силовые трансформаторы (для преобразования питающего напряжения 110 кВ в класс 10 кВ);
- трансформаторы собственных нужд (ТСН) – для питания собственных нужд (СН);
- высоковольтные выключатели (обеспечивают коммутацию электрических цепей под нагрузкой в рабочих, аварийных и после аварийных режимах);
- разъединители (обеспечивают видимый гарантированный разрыв электрической цепи после снятия нагрузки выключателем и заземление участков цепи);
- измерительные трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН), предназначены для понижения рабочих значений токов и напряжений до номинальных величин соответствующих работе устройств релейной защиты и автоматики и измерительных

приборов, а также для изоляции вторичных цепей от высокого напряжения;

- ОПН (обеспечивают защиту от атмосферных и прочих перенапряжений);
- оборудование релейной защиты и автоматики (РЗА).

## 1.2 Анализ исходных данных по электроснабжению потребителей подстанции

Согласно проектно-технической документации, в состав нагрузок ПС входят потребители [11]:

- пгт. Мортка, 1-ая категория надежности электроснабжения (КНЭ);
- завод строительных материалов, 2-ая КНЭ;
- жилой микрорайон, 3-я КНЭ.

Расчетные электрические нагрузки потребителей (контрольные замеры зимних максимумов) приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Расчетные нагрузки потребителей

Время, ч	пгт. Мортка			Завод			Микрорайон		
	Р, кВт	Q, квар	S, кВА	Р, кВт	Q, квар	S, кВА	Р, кВт	Q, квар	S, кВА
0	5240,1	2104,3	5646,8	5676,8	2279,7	6117,4	1255,9	504,4	1353,4
2	5938,8	2384,9	6399,7	6433,7	2583,7	6933,1	1423,4	571,6	1533,9
4	6055,2	2431,7	6525,2	6559,8	2634,3	7069,0	1451,3	582,8	1563,9
6	7336,1	2946,1	7905,6	7947,5	3191,6	8564,4	1758,3	706,1	1894,8
8	8267,7	3320,2	8909,4	8956,7	3596,9	9651,9	1981,6	795,8	2135,4
10	9199,3	3694,3	9913,3	9965,9	4002,1	10739,4	2204,8	885,4	2376,0
12	9432,1	3787,8	10164,3	10218,2	4103,5	11011,3	2260,7	907,8	2436,1

Продолжение таблицы 1

Время, ч	пгт. Мортка			Завод			Микрорайон		
	P, кВт	Q, квар	S, кВА	P, кВт	Q, квар	S, кВА	P, кВт	Q, квар	S, кВА
14	9548,6	3834,6	10289,8	10344,3	4154,1	11147,3	2288,6	919,1	2466,2
16	9665,0	3881,3	10415,3	10470,5	4204,8	11283,2	2316,5	930,3	2496,3
18	10945,9	4395,7	11795,6	11858,1	4762,0	12778,6	2623,5	1053,5	2827,1
20	11644,6	4676,3	12548,5	12615,0	5066,0	13594,2	2790,9	1120,8	3007,6
22	11528,2	4629,5	12423,0	12488,9	5015,3	13458,3	2763,0	1109,6	2977,5

Электроснабжение пгт. Мортка и завода строительных материалов, как потребителей 1-ой и 2-ой КНЭ будет выполнено по двухцепным КЛ от двух секций шин 10 кВ, от двух отдельных фидеров. Электроснабжение микрорайона, как потребителя 3-ей КНЭ будет выполнено по одноцепной КЛ от одной секции шин 10 кВ, от одного фидера.

Также необходимо предусмотреть пять резервных фидеров для питания потребителей 3-ей КНЭ, общий требуемый резерв мощности составляет 5000 кВА [11].

Режим нейтрали сети питания потребителей 10 кВ – изолированная нейтраль.

Выводы по разделу 1. Приведено описание ПС и электрооборудования. Проведен анализ исходных данных по электроснабжению потребителей подстанции, по результатам которого определено, что ввиду наличия потребителей первой и второй категории, на ПС необходимо установить два силовых трансформатора, что указано в требованиях ПУЭ [10].



## 2 Проектирование электрической части подстанции

### 2.1 Расчет электрических нагрузок, выбор силовых трансформаторов

«Расчет электрических нагрузок необходим для выбора допустимым параметрам электрооборудования ПС, так как известные величины максимальных электрических нагрузок в местах установки электрооборудования позволяют определить максимальные мощности, токи и прочие параметры, по которым производится выбор и проверка электрооборудования. Контрольные замеры зимних максимумов нагрузок потребителей приведены ранее в таблице 1» [11].

Итоговые нагрузки ПС определяются как суммы нагрузок потребителей:

$$P_{\Sigma} = P_1 + P_2 + P_3, \quad (1)$$

$$Q_{\Sigma} = Q_1 + Q_2 + Q_3, \quad (2)$$

где  $P_1, P_2, P_3$  – активные нагрузки потребителей, кВт;

$Q_1, Q_2, Q_3$  – реактивные нагрузки потребителей, квар.

Полная нагрузка ПС:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}, \quad (3)$$

Например, для времени 0.00 нагрузки ПС:

$$P_{\Sigma} = 5240,1 + 5676,8 + 1255,9 = 12172,8 \text{ кВт},$$

$$Q_{\Sigma} = 2104,3 + 2279,7 + 504,4 = 4888,4 \text{ квар},$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{12172,8^2 + 4888,4^2} = 13117,6 \text{ кВА}$$

Расчет нагрузок сведен в таблицу 2.

Таблица 2 – Нагрузки ПС

Время, ч	Нагрузки ПС		
	P, кВт	Q, квар	S, кВА
0	12172,8	4888,4	13117,6
2	13795,8	5540,2	14866,6
4	14066,3	5648,8	15158,2
6	17041,9	6843,7	18364,7
8	19205,9	7712,8	20696,7
10	21369,9	8581,8	23028,7
12	21911,0	8799,1	23611,7
14	22181,5	8907,7	23903,2
16	22452,0	9016,4	24194,7
18	25427,5	10211,3	27401,3
20	27050,6	10863,1	29150,3
22	26780,1	10754,5	28858,8

Графики нагрузок – на рисунке 1.

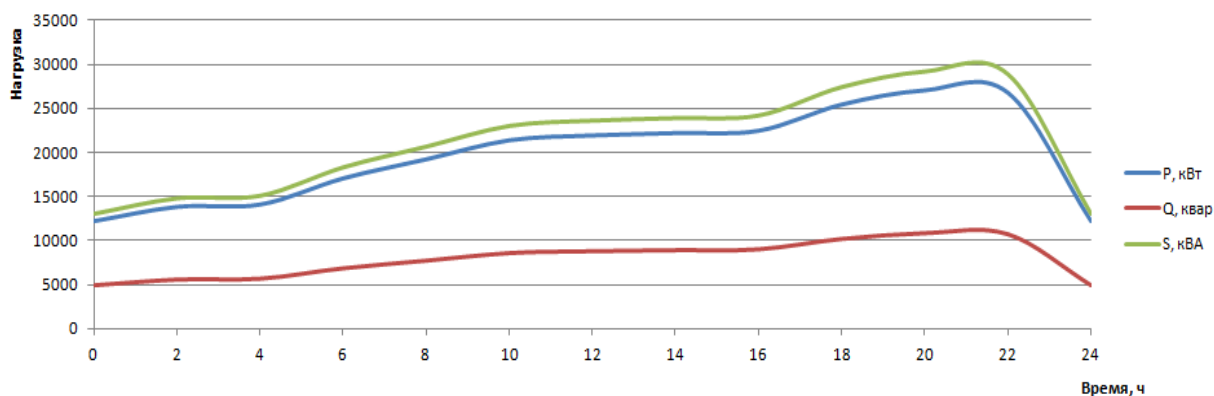


Рисунок 1 – Графики нагрузок

Максимальные нагрузки:

$$P_{\text{макс}} = 27050,6 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{макс}} = 10863,1 \text{ квар};$$

$$S_{\text{макс}} = 29150,3 \text{ кВА}.$$

С учетом требуемого резерва мощности ПС:

$$S'_{\text{макс}} = S_{\text{макс}} + S_{\text{рез}}, \quad (4)$$

где  $S_{\text{рез}}$  – резерв мощности ПС, кВА [11].

$$S'_{\text{макс}} = 29150,3 + 5000 = 34150,3 \text{ кВА}$$

«Силовые трансформаторы выбираются по допустимой загрузке, требуемая номинальная мощность:

$$S_m \geq K_{\text{з.н.}} \cdot S_{\text{макс}}, \quad (5)$$

где  $K_{\text{з.н.}} = 0,7$  – нормативный коэффициент загрузки силовых трансформаторов, для двухтрансформаторных ПС» [2].

$$S_m \geq 0,7 \cdot 34150,3 = 23905 \text{ кВА}$$

Выбираются трансформаторы ТРДН-25000/110.

$$S_m = 25000 \text{ кВА} \geq 23905 \text{ кВА}.$$

Мощности выбранных трансформаторов будет достаточно для питания потребителей и обеспечения требуемого резерва мощности.

Внешний вид трансформатора – на рисунке 2.



Рисунок 2 – Трансформатор ТРДН-25000/110

Далее определяются токи КЗ.

## 2.2 Определение токов КЗ

«Результаты расчетов токов КЗ используются для выбора и проверки по коммутационной способности, термической и электродинамической стойкости и т.д. электрооборудования, а также расчета уставок РЗ. Расчетная схема токов КЗ приведена на рисунке 3.

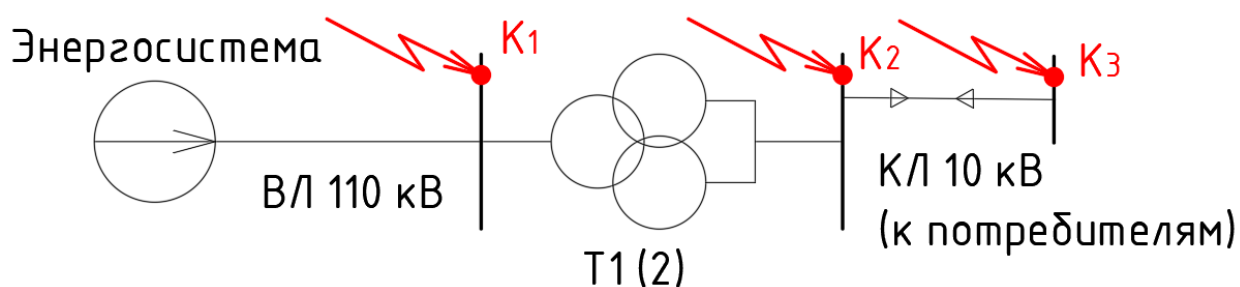


Рисунок 3 – Расчетная схема токов КЗ

Схема замещения приведена на рисунке 4» [12].

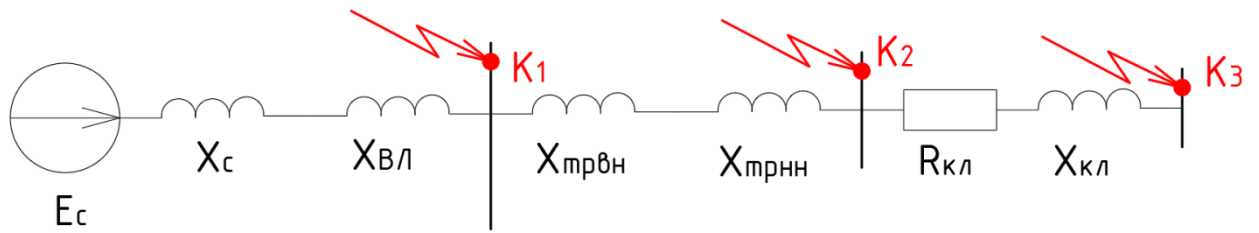


Рисунок 4 – Схема замещения

«Периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_K'' = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma K}}, \quad (6)$$

где  $E_c$  – напряжение КЗ, кВ;

$X_{\Sigma K}$  – сопротивление цепи, Ом.

Ударный коэффициент тока КЗ:

$$K_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (7)$$

где  $T_a$  – постоянная апериодической составляющей, с.

Ударный ток КЗ и его действующее значение:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_K'', \quad (8)$$

$$I_y = I_K'' \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2}, \quad (9)$$

Ток двухфазного КЗ:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_K'' \quad (10)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$i_{\alpha\tau} = \sqrt{2} \cdot I_K'' \cdot e^{\frac{\tau}{T_a}} \quad (11)$$

где  $\tau$  – время КЗ, с.

$$\tau = t_{з\min} + t_{CB} \quad (12)$$

где  $t_{з\min}$  – время срабатывания РЗА, с;

$t_{CB}$  – время отключения выключателя, с.

Полный ток КЗ:

$$I_n = i_{\alpha\tau} + I_K'' \quad (13)$$

Сопротивление силовых трансформаторов:

$$X_{ТРВН} = \frac{U_K \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{HT}} \quad (14)$$

где  $U_K$  – напряжение КЗ, %;

$U_H$  – напряжение ВН, кВ;

$S_{HT}$  – номинальная мощность, МВА» [4].

$$X_{ТРВН} = \frac{10,5 \cdot 35^2}{100 \cdot 25} = 55,545 \text{ Ом}$$

$$X_{ТРНН} = X_{ТРВН} \cdot (U_{ном.НН} / U_{ном.ВН})^2 \quad (15)$$

$$X_{TPHH} = 55,545 \cdot (10,5 / 115)^2 = 0,463 \text{ Ом}$$

«Сопротивление ВЛ:

$$X_{ЛЭП} = x_o \cdot L \quad (16)$$

где  $x_o$  – удельное сопротивление, Ом/км;

$L$  – длина ВЛ, км» [7].

$$X_{ЛЭП} = 0,427 \cdot 13,5 = 5,994 \text{ Ом}$$

«Сопротивление энергосистемы:

$$X_C = \frac{U_{\phi}^2}{S_K}, \quad (17)$$

где  $S_K$  – мощность КЗ в начале ВЛ, 4128 МВА» [11].

$$X_C = 115^2 / 4128 = 3,204 \text{ Ом}$$

Для точки К1, по (6-13):

$$I_{K1}'' = 115 / (\sqrt{3} \cdot (5,994 + 3,204)) = 7,22 \text{ кА}$$

$$K_{V1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,06}} = 1,82,$$

$$i_{V1} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 7,22 = 18,58 \text{ кА}$$

$$I_{V1} = 7,22 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,82 - 1)^2} = 11,05 \text{ кА}$$

$$I_{K1}^{(2)} = (\sqrt{3} / 2) \cdot 7,22 = 6,25 \text{ кА}$$

$$\tau_1 = 0,01 + 0,21 = 0,211 \text{ с}$$

$$i_{\alpha\tau 1} = \sqrt{2} \cdot 7,22 \cdot e^{\frac{-0,211}{0,06}} = 2,06 \text{ кА}$$

$$I_{n1} = 2,06 + 7,22 = 9,28 \text{ кА}$$

Результаты расчетов – в таблице 3.

Таблица 3 – Токи КЗ

Точка КЗ	$I''$ , кА	$i_y$ , кА	$I^{(2)}$ , кА	$I_n$ , кА
К1	7,22	18,58	6,25	9,28
К2	5,16	13,27	4,47	6,63

Токи КЗ в конце КЛ 10 кВ – в таблице 4.

Таблица 4 – Токи КЗ в конце КЛ 10 кВ

Фидеры	$I''$ , кА	$I^{(2)}$ , кА
Мортка-1,2	4,76	4,12
Завод-1,2	4,8	4,15
Микрорайон	4,83	4,18

Далее выбирается основное ЭО.

### 2.3 Выбор основного электрооборудования

Выключатели.

«Условия выбора выключателей:

$$U_{ном} \geq U_{раб}, \text{ кВ};$$

$$I_{ном} \geq I_{раб}, \text{ кВ.}$$

$$I_{ном.откл} \geq I_k, \text{ кА}$$



где  $I_{ном.откл}$  – ток отключения, кА;

$I_k$  – ток трехфазного КЗ, кА.

$$i_{пр.с} \geq i_y, \text{ кА}$$

где  $i_{пр.с}$  – предельный сквозной ток, кА.

$$I_m^2 t_m \geq B_k, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где  $I_m$  – ток термической стойкости, кА;

$t_m$  – время протекания тока, с;

$B_k$  – тепловой импульс, кА<sup>2</sup>·с:

$$B_k = I_k^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (18)$$

где  $t_{откл}$  – время КЗ, с.

$$t_{откл} = t_{р.з.} + t_{откл.В}, \text{ с} \quad (19)$$

где  $t_{р.з.}$  – время срабатывания РЗ, с;

$t_{откл.В}$  – время отключения выключателя, с» [3].

Выключатели 110 кВ.

«Максимальный рабочий ток оборудования 110 кВ:

$$I_{макс} = \frac{S_{н.т.} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (20)$$

где  $S_{н.т.}$  – номинальная мощность трансформатора, кВА» [5].

$$I_{макс} = \frac{25000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,7 \text{ А}$$

Устанавливаются ВРС-110-31,5/2500, проверка в таблице 5.

Таблица 5 – Проверка выключателей

Параметры	По паспорту	По расчету
$U_{\text{ном}}$ , кВ	110	110
$I_{\text{ном}}$ , А	2500	183,7
$I_{\text{н.откл.}}$ , кА	31,5	7,22
$B_{\text{к}}$ , кА <sup>2</sup> ·с	2980	156,3
$i_{\text{дин}}$ , кА	80	18,58

Внешний вид выключателя – на рисунке 5.



Рисунок 5 – Выключатель ВРС-110

Максимальный ток РУНН:

$$I_{\text{макс}} = \frac{25000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2020,8 \text{ A}$$

Устанавливаются выключатели ВВ/TEL-10, проверка – в таблице 6.

Таблица 6 – Проверка выключателей

Параметры	По паспорту	По расчету: ввод РУ (фидеры)
U <sub>ном</sub> , кВ	10	10
I <sub>ном</sub> , А	2500 (630)	2020,8 (256,2)
I <sub>н.откл.</sub> , кА	20	5,16
V <sub>к</sub> , кА <sup>2</sup> ·с	1200	79,8
i <sub>дин</sub> , кА	20	13,27

Внешний вид выключателя ВВ/TEL-10 – на рисунке 6.



Рисунок 6 – Выключатель ВВ/TEL-10

Разъединители и ОПН.

Условия выбора разъединителей:

$$U_{н.ант.} \geq U_{н.уст.}$$

$$I_{н.ант.} \geq I_{раб.мах.}$$

$$I_{мер.}^2 \cdot t_{мер.} \geq B_K$$

$$i_{дин} \geq i_y.$$

Принимаются разъединители РНДЗ-110/1000 и РВ-10/400 в цепях ОПН и ТН, проверка в таблице 7.

Таблица 7 – Проверка разъединителей

Параметры	По паспорту	По расчету
$U_{ном}, \text{кВ}$	110	110
$I_{ном}, \text{А}$	1000	183,7
$B_K, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	1200	156,3
$i_{дин}, \text{кА}$	40	18,58

Внешний вид разъединителей – на рисунке 7.

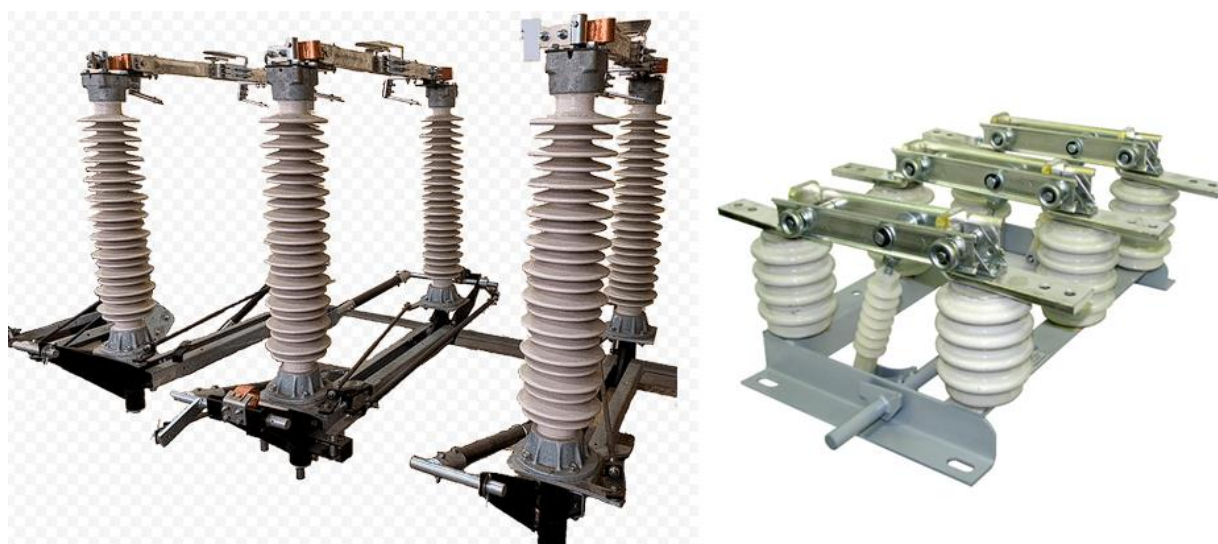


Рисунок 7 – Разъединители

Принимаются ОПНп-110 и ОПНп-10, проверка в таблице 8.

Таблица 8 – Проверка ОПН

Параметры	По паспорту		По расчету	
	$U_{ном}, \text{кВ}$	110	10	110
$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4800	1200	156,3	79,8
$i_{дин}, \text{кА}$	52	40	18,58	13,27

Внешний вид – на рисунке 8.



Рисунок 8 – Внешний вид ОПН

Измерительные трансформаторы.

«Условия выбора ТТ:

$$U_{н. ант.} \geq U_{н. уст.}$$

$$I_{1н.} \geq I_{раб. max.}$$

$$Z_n \geq Z_{2\Sigma}$$

Проверка на термическую и динамическую стойкость:

$$(k_{тер.} \cdot I_{1н.})^2 \cdot t_{тер.} \geq B_k \quad (21)$$

где  $k_{тер.}$ ,  $k_{эд}$  – кратности стойкости;

$I_{1н.}$  – номинальный ток ТТ, кА» [6].

Выбираются электронно-оптические ТТ и ТН от ЗАО «Профотек».

Принимаются ТТ марки ТТЭО-110/200, проверка:

$$U_{н.ант.} = 110 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 110 \text{ кВ.}$$

$$I_{1н.} = 200 \text{ А} \geq I_{раб.макс.} = 183,7 \text{ А.}$$

$$(265 \cdot 0,2)^2 \cdot 3 = 4740 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 156,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$350 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,2 = 74,235 \text{ кА} > 18,58 \text{ кА}$$

«Сопротивление нагрузки:

$$Z_{2\Sigma} = Z_{приб.} + Z_{пров.} + Z_{конт.} \quad (22)$$

где  $Z_{приб.}$ ,  $Z_{пров.}$ ,  $Z_{конт.}$  – сопротивления приборов, проводов и контактов, Ом.

$$Z_{пров.} = \frac{l_{пров.} \cdot \rho}{S_{пров.}}, \quad (23)$$

где  $l_{пров.}$  – длина проводов, м;

$\rho$  – удельное сопротивление, Ом·мм<sup>2</sup>/м;

$S_{пров.}$  – сечение жил, мм<sup>2</sup>.

$$Z_{приб.} = \frac{S_{приб.}}{I_{приб.}^2}, \quad (24)$$

где  $S_{приб.}$ ,  $I_{приб.}$  – нагрузка, ВА, и номинальный ток прибора, А» [6].

$$Z_{приб.} = \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом.}$$

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{25 \cdot 0,0175}{4} = 0,109 \text{ Ом}$$

$$Z_{2\Sigma} = 0,04 + 0,109 + 0,1 = 0,249 \text{ Ом.}$$

Внешний вид ТТ – на рисунке 9.

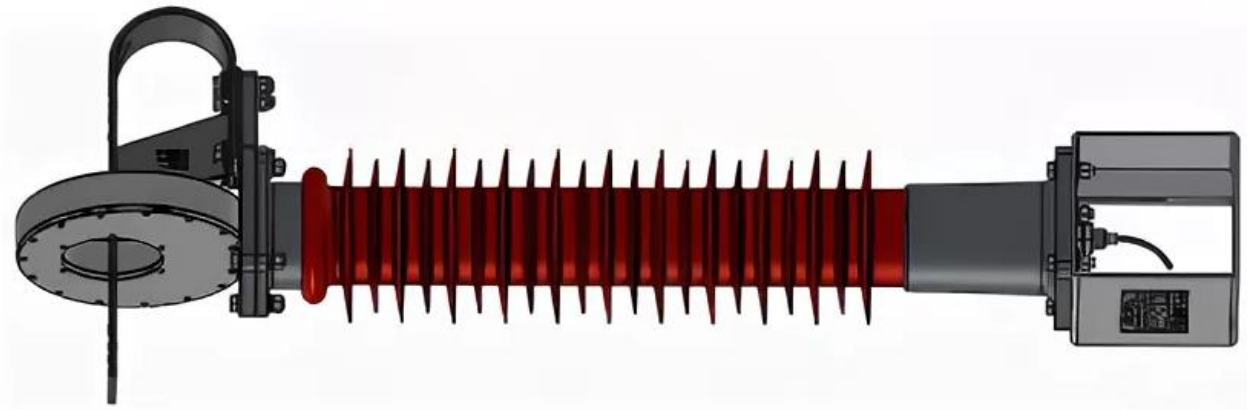


Рисунок 9 – Внешний вид ТТЭО-110

Принимаются ТТЭО-10, проверка по условиям выбора:

$$U_{\text{н.анн.}} = 10 \text{ кВ} \geq U_{\text{н.уст.}} = 10 \text{ кВ.}$$

$$I_{1н.} = 2500 \text{ (300) А} \geq I_{\text{раб.макс.}} = 2020,8 \text{ (256,2) А.}$$

$$(60 \cdot 2,5)^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 156,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$75 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,5 = 265,1 \text{ кА} > 13,27 \text{ кА}$$

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом.}$$

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{4 \cdot 0,0175}{4} = 0,018 \text{ Ом.}$$

$$Z_{2\Sigma} = 0,04 + 0,018 + 0,1 = 0,158 \text{ Ом.}$$

Погрешность ТТ составит менее 10% [14].

Внешний вид ТТ – на рисунке 10.



Рисунок 10 – Внешний вид ТТЭО-10

Структурная схема оптических ТН показана на рисунке 11.



Рисунок 11 – Структурная схема оптических ТН



«Условия выбора ТН» [12]:

$$U_{ном} \geq U_{уст}$$

$$S_{ном} \geq S_{2\Sigma}$$

Принимаются ТН марки ТНЭО-110 и ТНЭО-10.

$$U_{н.анп.} = 110 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 110 \text{ кВ.}$$

$$S_{ном} = 200 \text{ ВА} \geq S_{2\Sigma} = 43 \text{ ВА.}$$

$$U_{н.анп.} = 10 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 10 \text{ кВ.}$$

$$S_{ном} = 200 \text{ ВА} \geq S_{2\Sigma} = 32 \text{ ВА.}$$

Трансформаторы СН.

Нагрузка СН составляет 95,1 кВА [11]. Принимается два ТСН марки ТМГ12-100/10, внешний вид показан на рисунке 12.



Рисунок 12 – Трансформатор ТМГ12

«Аварийный коэффициент загрузки:

$$K_3 = \frac{95,1}{100} = 0,95 < 1,4$$

Перегрузка будет менее допустимой 40 %» [13].

Ячейки КРУ.

Максимальный ток на вводах ЗРУ:

$$I_{\text{макс}} = \frac{25000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2020,8 \text{ А}$$

Выбираются КРУ К-132 на ток до 2500 А (ввод РУНН) и 630 А (фидеры 10 кВ). Внешний вид КРУ – на рисунке 13.



Рисунок 13 – Ячейки КРУ

Однолинейная схема ПС приведена на листе 1 графической части.

Выводы по разделу 2. Согласно расчетным нагрузкам электрической части выбрано ЭО, проведены проверки во всех режимах. Составлена однолинейная схема ПС.

### 3 Выбор устройств релейной защиты и автоматики

#### 3.1 Защита трансформаторов

Трансформаторы ПС защищаются РЗ на основе терминалов Сириус-Т, внешний вид – на рисунке 14.



Рисунок 14 – Терминал Сириус-Т

«Дифференциальная защита.

Проверка ТТ производится по номинальному току, току намагничивания и по отстройке от переходных режимов.

Условие пригодности ТТ:

$$0,1 \cdot I_{НОМ.Т} < I_{НОМ.ТТ} < 2,5 \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (25)$$

где  $I_{НОМ.Т}$  – номинальный ток ВН силового трансформатора, А;

$I_{НОМ.ТТ}$  – номинальный ток первичной обмотки ТТ, А» [1].

Для выбранных ТТ:

$$0,1 \cdot 131,2 < 200 < 2,5 \cdot 131,2 = 328 \text{ А}$$

$$0,1 \cdot 1443,4 < 2500 < 2,5 \cdot 1443,4 = 3608,5 \text{ А}$$

«Условие по току намагничивания.

Сопротивление силового трансформатора при насыщении магнитопровода:

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot U_K}{100}, \quad (26)$$

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot 10,5}{100} = 0,172 \text{ о.е.}$$

Базисное сопротивление:

$$X_{\sigma} = \frac{U_{BH}^2}{S_{н.м.}}, \quad (27)$$

$$X_{\sigma} = \frac{121^2}{25} = 585,6 \text{ Ом}$$

Сопротивление питающей ВЛ:

$$X_{л} = x_0 \cdot L, \quad (28)$$

где  $x_0$  – удельное сопротивление линии, Ом/км» [1].

$$X_{л} = 0,444 \cdot 13,5 = 5,994 \text{ Ом}$$

«Приводим сопротивление ВЛ к базисным условиям:

$$X_{*л} = 5,994 / 585,6 = 0,0102 \text{ о.е.}$$

Сопротивление контура включения:

$$X_* = X_{л} + K_1 \cdot X_{*В}^{(1)}, \quad (29)$$

где  $K_1 = 1,1..1,15$  – коэффициент неполного насыщения стали магнитопровода» [1].

$$X_* = 0,0102 + 1,1 \cdot 0,172 = 0,1991 \text{ о.е.}$$

$$X = 0,1991 \cdot 585,6 = 116,604 \text{ Ом}$$

«Амплитуда тока намагничивания:

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{лин} \cdot (1 + A)}{\sqrt{3} \cdot X}, \quad (30)$$

где  $A$  – смещение синусоиды потокосцепления» [1].

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot 121 \cdot (1 + 0,39)}{\sqrt{3} \cdot 116,604} = 1177,58 \text{ А}$$

Кратность тока намагничивания:

$$K_{ТТ} = \frac{I_{ампл}}{\sqrt{2} \cdot I_{ВН.ТТ}}, \quad (31)$$

$$K_{ТТ} = \frac{1177,58}{\sqrt{2} \cdot 200} = 4,164 < 6,7$$

«Сопротивление нагрузки ТТ:

$$R_{нагр} = R_{\kappa} + R_{пер} + R_{вх.терм}, \quad (32)$$

где  $R_{\kappa}$  – сопротивление кабеля, Ом;

$R_{пер}$  – сопротивление контактов, Ом;

$R_{вх.терм}$  – сопротивление терминала, Ом.

$$R_{\kappa} = \rho \cdot L / S_{\kappa}, \quad (33)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление жил, Ом мм<sup>2</sup>/м;

$S_{\kappa}$  – сечение жил, мм<sup>2</sup>» [1].

$$R_{\kappa} = 0,029 \cdot 50 / 2,5 = 0,58 \text{ Ом}$$

$$R_{нагр} = 0,58 + 0,05 + 0,01 = 0,64 \text{ Ом}$$

$$R_{нагр} = 0,64 \text{ Ом} : K_{10} = 24 \geq 20 \text{ [17].}$$

«Условие по отстройке от переходных режимов. Приведенная предельная кратность для ТТ:

$$K' = K_{10} \cdot I_{НОМ.ТТ} / I_{НОМ.Т} > 20, \quad (34)$$

$$K_{10} = K' \cdot I_{НОМ.Т} / I_{НОМ.ТТ} < 24, \quad (35)$$

$$K_{10} = 20 \cdot 131,2 / 200 = 13,122 < 24$$

Условие выполняется.

Ток отсечки:

$$I_{d \max} \geq K_{отс} \cdot K_{ТТ}, \quad (36)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки.

$$I_{d \max} \geq 1,4 \cdot 4,164 = 5,83 \text{ A}$$

$$I_{d \max} \geq K_{отс} \cdot K_{НБ} \cdot I_{кз..макс}, \quad (37)$$

где  $K_{НБ}$  – коэффициент небаланса» [1].

$$I_{d \max} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 7,22 = 6,064 \text{ кА}$$

«Выбор типа торможения.

Самоадаптирующееся торможение обеспечивается, если амплитуда броска тока намагничивания не превышает 8-кратного первичного тока ВН трансформатора:

$$I_{амп} / I_{ном} \leq 8, \quad (38)$$

где  $I_{амп}$  – амплитуда броска тока намагничивания, А;

$I_{ном}$  – первичный ток ВН, А.

$$1177,58 / 131,2 = 8,97 > 8$$

Используется традиционное торможение» [1].

«Определение минимального тока срабатывания:

$$I_{СЗ} > 1,1 \left( K_{пер} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рег}}{1 - \Delta U_{рег}} + 0,02 \right), \quad (39)$$

где  $\varepsilon$  – погрешность ТТ;

$K_{пер}$  – коэффициент переходного режима;

$\Delta U_{рег}$  – диапазон РПН.

$$I_{СЗ} > 1,1 \left( 1,0 \cdot 0,1 + \frac{0,16}{1 - 0,16} + 0,02 \right) = 0,34$$

Определение крутизны первого наклонного участка тормозной характеристики:

$$\frac{I_d}{I_t} = 1,1 \left( K_{неп} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{pez}}{1 - \Delta U_{pez}} + 0,02 \right), \quad (40)$$

$$\frac{I_d}{I_t} = 1,1 \left( 2,0 \cdot 0,1 + \frac{0,16}{1 - 0,16} + 0,02 \right) = 0,45$$

Точка изменения крутизны тормозной характеристики:

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot \frac{I_d}{I_t} \sqrt[3]{\left( \min(I_{БР.НАМ.1*}, I_{БР.НАМ.2*}, I_{БР.НАМ.3*}) \right)^4}, \quad (41)$$

где  $I_{БР.НАМ.i}$  – бросок тока намагничивания, А.

$$I_{БР.НАМ.min} = K_{омс} \cdot I_{НОМ.Т} \cdot K_{бр}, \quad (42)$$

где  $K_{омс}$  – коэффициент отстройки;

$K_{бр}$  – коэффициент броска тока намагничивания» [1].

$$I_{БР.НАМ.min} = 1,1 \cdot 131,2 \cdot 5 = 721,71 \text{ А}$$

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot 0,45 \sqrt[3]{721,71^4} = 48,99$$

«Крутизна второго наклонного участка тормозной характеристики по рекомендации производителя принимается равной 60-70%.

Максимальная токовая защита (МТЗ).

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{СЗ} \geq \frac{K_H \cdot K_{СЗ}}{K_B} \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (43)$$



где  $K_H$ ,  $K_{C3}$ ,  $K_B$  – коэффициенты надежности, самозапуска и возврата.

Кратность тока самозапуска:

$$K_{I.C3} = \frac{I_{НОМ.Т}}{I_{К.МАХ}^3}, \quad (44)$$

В данном случае:

$$K_{I.C3} = \frac{131,2}{7220} = 0,0182$$

По кривой зависимости находим  $K_{C3} = 1,16$ » [1].

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,16}{0,935} \cdot 131,2 = 179,08 \text{ А}$$

«Защита от перегрузок.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{C3} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (45)$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности;

$K_B$  – коэффициент возврата» [1].

$$I_{C3} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 131,2 = 154,38 \text{ А}$$

Далее рассмотрим защиту фидеров.

### 3.2 Защита фидеров

«КЛ 10 кВ защищаются РЗ на основе терминалов Сириус-2Л-02, внешний вид – на рисунке 15.



Рисунок 15 – Терминал Сириус-2Л-02

Токовая отсечка (ТО):

$$I_{C3} \geq K_{отс} \cdot I_{НОМ.Т} , \quad (46)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки.

МТЗ:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{p.макс} , \quad (47)$$

где  $I_{p.макс}$  – расчетный ток КЛ, А.

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = I_{C3} \cdot \frac{k_{cx}}{n_T} , \quad (48)$$

где  $k_{cx}$  – коэффициент схемы подключения ТТ;

$n_T$  – коэффициент трансформации ТТ.

Коэффициент чувствительности» [1]:

$$k_{\eta} = \frac{I_K^{(2)}}{I_{C3}} , \quad (49)$$

«Защита от замыканий на землю (ЗНЗ). Ток срабатывания:

$$I_{C.з.} \geq k_{OTC} \cdot k_B \cdot I_C , \quad (50)$$

где  $k_{OTC}$  – коэффициент отстройки;

$k_B$  – коэффициент броска ёмкостного тока;

$I_C$  – ёмкостный ток присоединения, А.

$$I_C = I_{CO} \cdot L , \quad (51)$$

где  $I_{CO}$  – ёмкостный ток кабеля, А/км;

$L$  – длина КЛ, км» [1].

Для фидеров Мортка-1,2, по (46-51):

$$I_{C3} \geq 5 \cdot 0,189 = 0,95 \text{ кА}$$

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,935} \cdot 378,4 = 525,31 \text{ А}$$

$$I_{CP} = 525,31 \cdot \frac{1}{300/5} = 8,76 \text{ А}$$

$$k_{\psi} = \frac{4121}{525,31} = 7,9 \geq 1,5$$

$$I_C = 1,16 \cdot 2,34 = 2,71 \text{ А}$$

$$I_{C.3} \geq 1,2 \cdot 2,5 \cdot 2,71 = 8,14 \text{ А}$$

Расчет РЗ фидеров – в таблице 9.

Таблица 9 – Расчет РЗ

Фидеры 10 кВ	Исз ТО, кА	Иср МТЗ, А	Кч(МТЗ)	Исз ЗНЗ, А
Мортка-1,2	0,95	8,76	7,9	8,14
Завод-1,2	0,86	7,95	8,7	6,40
Микрорайон	0,66	9,12	22,9	2,70

Для питания потребителей 1 категории также необходим АВР на шинах 10 кВ.

### 3.3 АВР питания потребителей

Уставка АВР:

$$U_{CP1} = (0,25 - 0,4) \cdot U_{НОМ}, \quad (52)$$

$$U_{CP1} = 0,4 \cdot 10,5 = 4,2 \text{ кВ}$$

Вторая уставка АВР:

$$U_{CP2} = (0,65 - 0,7) \cdot U_{НОМ} \quad (53)$$

$$U_{CP2} = 0,7 \cdot 10,5 = 7,35 \text{ кВ}$$

Схема АВР – на рисунке 16.

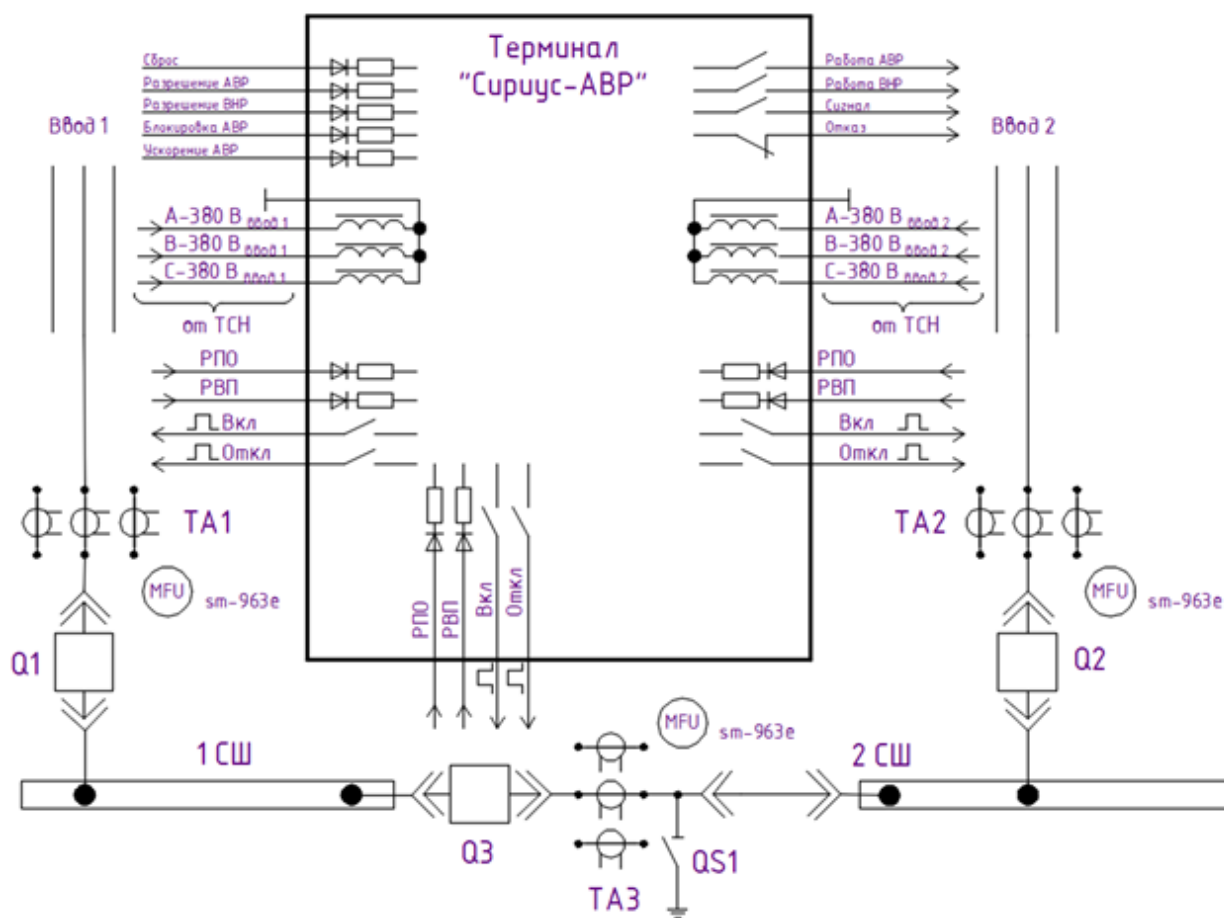


Рисунок 16 – Схема АВР

«Первая уставка по времени:

$$t_{ABP1} = t_{C3.макс} + \Delta t, \quad (54)$$

где  $t_{C3.макс}$  – максимальное время АВР, 9 с;

$\Delta t$  – выдержка для селективности, с» [18].

$$t_{ABP1} = 9 + 0,5 = 9,5 \text{ с}$$

«Вторая уставка по времени:

$$t_{ABP2} = t_{CB} + t_{зан}, \quad (55)$$

где  $t_{CB}$  – время включения выключателя, с;

$t_{зан}$  – запас времени, 0,4 с» [18].

$$t_{ABP2} = 0,1 + 0,4 = 0,5 \text{ с}$$

Внешний вид Сириус-АВР – на рисунке 17.



Рисунок 17 – Терминал Сириус-АВР

Выводы по разделу 3. Выбраны современные терминалы РЗА серии Сириус. Определены уставки предусмотренных защит.

#### 4 Расчет заземления и молниезащиты

«Для сети 110 кВ режим работы нейтрали сети – эффективно заземленная, максимально допустимое сопротивление заземления 0,5 Ом. Используем контурное заземляющее устройство (ЗУ). Для вертикальных электродов (ВЭ) используем угловую сталь 50x50 мм, для горизонтального электрода (ГЭ) используем полосовую сталь 50x5 мм. Расчетное сопротивление грунта для электродов:

$$\rho_p = \rho \cdot K_c, \quad (56)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление грунта, Ом · м;

$K_c$  – коэффициент сезонности» [16].

$$\rho_{pe} = 2000 \cdot 1,1 = 2200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$\rho_{pe} = 2000 \cdot 1,4 = 2800 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

«Сопротивление растеканию для одного ВЭ:

$$R_{овэ} = \frac{\rho_{pe}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left[ \ln \left( \frac{2 \cdot l}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left( \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) \right] \quad (57)$$

где  $l$  – длина ВЭ, м;

$d$  – приведенный диаметр ВЭ, м;

$t$  – расстояние от поверхности до центра ВЭ, м.

$$d = 0,95 \cdot b, \quad (58)$$

где  $b$  – ширина уголка, м» [19].

$$d = 0,95 \cdot 0,05 = 0,0475 \text{ м}$$

$$t = 3,5 / 2 + 0,8 = 2,55 \text{ м}$$

$$R_{\text{овз}} = \frac{2200}{2 \cdot 3,14 \cdot 3,5} \left[ \ln \left( \frac{2 \cdot 3,5}{0,0475} \right) + 0,5 \cdot \ln \left( \frac{4 \cdot 2,55 + 3,5}{4 \cdot 2,55 - 3,5} \right) \right] = 21,855 \text{ Ом}$$

«Расчетное число ВЭ:

$$n' = R_{\text{овз}} / R_{\text{н}} \quad (59)$$

где  $R_{\text{н}}$  – максимальное сопротивление заземления по ПУЭ, Ом» [20].

$$n' = 21,855 / 0,5 = 43,7 \approx 44 \text{ шт}$$

«Длина ГЭ:

$$l_2 = 1,05 \cdot a \cdot n' \quad (60)$$

где  $a$  – расстояние между ВЭ, м.

$$a = l_{\text{пер}} / n' \quad (61)$$

где  $l_{\text{пер}}$  – периметр территории ОРУ, м» [19].

$$l_{\text{пер}} = 2 \cdot (35 + 45) = 160 \text{ м}$$

$$a = 160 / 44 = 3,64 \text{ м}$$

$$l_2 = 1,05 \cdot 3,64 \cdot 44 = 168 \text{ м}$$

«Сопротивление растеканию ГЭ:

$$R_{29} = \frac{\rho_{\text{pz}}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \left( \frac{l^2}{d \cdot t} \right) \quad (62)$$

где  $l$  – длина ГЭ, м;

$d$  – расчетный диаметр ГЭ, м;



$t$  – расстояние от поверхности до центра ГЭ, м.

$$d = 0,5 \cdot b, \quad (63)$$

где  $b$  – ширина полосы, м» [19].

$$d = 0,5 \cdot 0,05 = 0,025 \text{ м}$$

$$t = 0,05 / 2 + 0,8 = 0,825 \text{ м}$$

$$R_{23} = \frac{2800}{2 \cdot 3,14 \cdot 168} \cdot \ln \left( \frac{168^2}{0,025 \cdot 0,825} \right) = 0,211 \text{ Ом}$$

«Итого сопротивление ЗУ:

$$R_{zp} = \frac{R_{069} \cdot R_{23}}{R_{069} \cdot \eta_6 \cdot n + R_{23} \cdot \eta_2} \quad (64)$$

где  $\eta_6$  – коэффициент использования ВЭ;

$\eta_2$  – коэффициент использования ГЭ» [19].

$$R_{zp} = \frac{21,855 \cdot 0,211}{21,855 \cdot 0,41 \cdot 44 + 0,211 \cdot 0,21} = 0,423 \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом}$$

Расчет молниезащиты.

«Ожидаемое количество ударов молний в год:

$$N = (B + 6 \cdot h) \cdot (L + 6 \cdot h) \cdot n \cdot 10^{-6}, \quad (65)$$

где  $B$  – ширина территории ПС, м;

$h$  – высота защищаемого объекта, м;

$L$  – длина территории ПС, м;

$n$  – среднегодовое число ударов молнии в 1 км<sup>2</sup> земной поверхности.

$$n = \frac{6,7 \cdot T_d}{100}, \quad (66)$$

где  $T_d$  – средняя продолжительность гроз, ч/год» [9].

$$n = \frac{6,7 \cdot 44,5}{100} = 2,982,$$

$$N = (35 + 6 \cdot 6,5) \cdot (45 + 6 \cdot 6,5) \cdot 2,982 \cdot 10^{-6} = 0,0185$$

«Требуемая надежность защиты:

$$P_z = 1 - \frac{1/1000}{N}, \quad (67)$$

$$P_z = 1 - \frac{1/1000}{0,0185} = 0,946,$$

Принимаем для дальнейших расчетов требуемую надежность защиты 0,99. Рассчитывается защита оборудования и территории ПС с помощью двойного тросового молниетвода (МО), высота опорных МО 22 м, расстояние между тросами 25 м.

Предельное расстояние между тросами для двойного МО:

$$L_{MAX} = 5 \cdot h, \quad (68)$$

где  $h$  – минимальное расстояние от поверхности до троса (с учетом провеса), м» [19].

$$L_{MAX} = 5 \cdot 19,5 = 97,5 \text{ м} > L_{mp} = 25 \text{ м},$$

«Предельное расстояние между тросами больше принятого расстояния между тросами, молниеотвод можно считать двойным.

Предельное расстояние для определения отсутствия провеса зоны защиты:

$$L_C = 2,5 \cdot h, \quad (69)$$

$$L_C = 2,5 \cdot 19,5 = 48,75 \text{ м} > 25 \text{ м},$$

Предельное расстояние для определения провеса зоны защиты больше принятого расстояния между тросами, граница зоны защиты не имеет провеса ( $h_c = h_0$ ).

Высота конусов защиты:

$$h_0 = 0,8 \cdot h, \quad (70)$$

Радиус оснований конусов защиты:

$$r_0 = 0,95 \cdot h, \quad (71)$$

Радиус зоны защиты:

$$r_x = r_0 \cdot \frac{h_0 - h_x}{h_0}, \quad (72)$$

Высота закрепления троса на опорах» [19]:

$$h' = h + 2, \quad (73)$$

В данном случае, по (70-73):

$$h_0 = 0,8 \cdot 19,5 = 15,6 \text{ м}$$

$$r_0 = 0,95 \cdot 19,5 = 18,53 \text{ м}$$

$$r_x = 18,53 \cdot \frac{15,6 - 6,5}{15,6} = 14,05 \text{ м},$$

$$h' = 19,5 + 2 = 21,5 \text{ м},$$

«Схема молниезащиты – на рисунке 18.

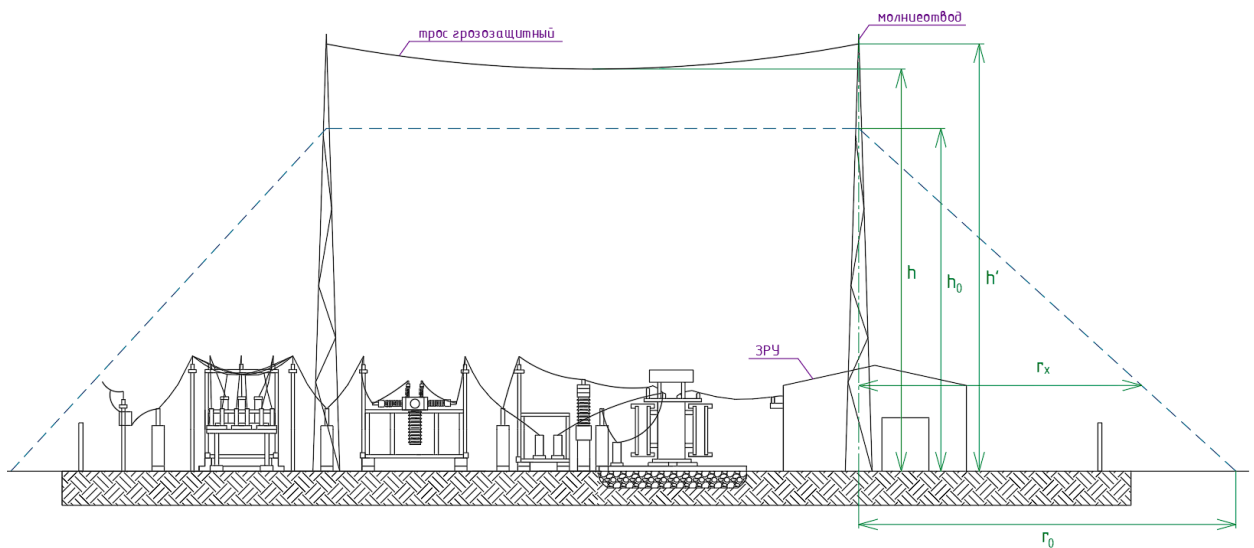


Рисунок 18 – Схема молниезащиты

Зона молниезащиты покрывает всю территорию ПС» [19].

Выводы по разделу 4. Для нормальной работы электрической части ПС и безопасности персонала рассчитаны заземление и молниезащита ПС. Тип заземления – контурное, тип молниезащиты – двойной тросовой молниевод.

## Заключение

Выполнено проектирование электрической части ПС 110/10 кВ.

Решены задачи:

- проанализированы исходные данные по электроснабжению потребителей, по определено, что ввиду наличия потребителей первой и второй категории, на ПС необходимо установить два силовых трансформатора, согласно требованиям ПУЭ;
- определены электрические нагрузки ПС. Расчетная полная нагрузка (по результатам контрольных замеров зимних максимумов нагрузок потребителей и с учетом необходимого резерва мощности) составила 34150,3 кВА;
- выбраны силовые трансформаторы ТРДН-25000/110, необходимое число 2 шт;
- определены токи КЗ (для выбора и проверки электрооборудования по местам установки, расчета уставок РЗА);
- выбрано и проверено основное ЭО: выключатели ВРС-110/2500. ВВ/TEL-10/2500 и ВВ/TEL-10/630; разъединители РНДЗ-110/1000 и РВ-10/400; оптические трансформаторы тока ТТЭО-110/200, ТТЭО-10/2500 и ТТЭО-10/300; оптические трансформаторы напряжения ТНЭО-110 и ТНЭО-10; ОПНп-110 и ОПНп-10; ТСН марки ТМГ12-100/10; ячейки КРУ К-132/2500 и К-132/630
- выбраны устройства РЗА: терминалы Сириус-Т (защита трансформаторов), Сириус-2Л-02 (защита фидеров 10 кВ), Сириус-АВР (автоматический ввод резерва питания на шинах 10 кВ);
- рассчитаны заземление и молниезащита. Тип заземления – контурное, тип молниезащиты – двойной тросовой молниетвод.

Электрическая часть ПС спроектирована с учетом следующих технических решений и требований:

- микропроцессорная РЗА. Это позволяет обеспечить требуемую надежность, селективность и быстродействие РЗА, а также проводить эффективный мониторинг режимов работы РЗА с передачей данных в общую цифровую сеть;
- энергоэффективные трансформаторы собственных нужд (СН). Это позволяет снизить общие затраты электроэнергии в системе СН [8];
- использование современных типов высоковольтных выключателей (вакуумные, элегазовые). Это обеспечивает быструю коммутацию и гашение дуги, высокую надежность и долговечность коммутационных аппаратов;
- электронно-оптические трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН). Это позволяет повысить точность и надежность измерений, исключить искажение данных при переходных процессах и коротких замыканиях;
- в системе измерений применяются универсальные цифровые измерительные приборы. Это обеспечивает эффективную передачу данных в общую цифровую сеть, удобство и эргономичность пользования;
- использование ячеек КРУ, это упрощает работы по ремонту и обслуживанию оборудования, ускоряет монтаж и замену оборудования, повышает безопасность пользования.

Предлагаемый проект электрической части ПС обеспечит ее надежную работу и электроснабжение потребителей согласно всем актуальным требованиям.

## Список используемых источников

1. Андреев В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах. М.: Высшая школа, 2019. 256 с.
2. ГОСТ 14209-85. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. М.: Энергия, 2022. 41 с.
3. Дубинский Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением свыше 1000 В. М.: Солон-Пресс, 2019. 416 с.
4. Копылов И.П. Справочник по электрическим машинам. М.: Энергоатомиздат, 2020. 337 с.
5. Кудрин Б.И. Электроснабжение потребителей и режимы: Учебное пособие. М.: МЭИ, 2020. 412 с.
6. Кудрин Б. И. Электроснабжение. М.: Academia, 2019. 352 с.
7. Куско А. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии. - М.: Додэка XXI, 2021. 336 с.
8. Можаяева С.В. Экономика энергетического производства. СПб.: Лань, 2020. 208 с.
9. Охрана труда в энергетике: Учебник для техникумов / под ред. Князевского Б.А. М.: Энергия, 2019. 376 с.
10. Правила устройства электроустановок, издание 7. М.: Энергия, 2023. 648 с.
11. Проектно-техническая документация: ПС 110/10 кВ «МДФ». – 2023. 115 с.
12. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания. М.: Энергия, 2023. 69 с.
13. Сибикин, Ю. Д., Сибикин М.Ю. Электроснабжение: Учебное пособие. М.: РадиоСофт, 2019. 328 с.
14. Смирнов А. Д., Антипов К. М. Справочная книжка энергетика. М.: Энергия, 2020. 553 с.

15. СТО 56947007-29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока 35 - 750 кВ. М. : Энергия, 2023. 135 с.

16. Твердохлебов К. И. Рекомендации по выбору проектных решений при разработке подстанций 10...500 кВ. Хабаровск 2020. 205 с.

17. Фролов Ю. М., Шелякин В.П. Основы электроснабжения. М.: Лань, 2019. 480 с.

18. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. М.: Энергия, 2020. 216 с.

19. Школа электрика. [Электронный ресурс]. – <http://electricalschool.info/> (дата обращения 20.03.2023).

20. Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. [Электронный ресурс]. – <https://docs.cntd.ru/> (дата обращения: 21.03.2023).