



## **Аннотация**

Темой бакалаврской работы является «Реконструкция подстанции 35/6 кВ «Троицкая». Реконструкция актуальна, так как подстанция морально и технически устарела. Целью реконструкции является увеличение передаваемой мощности от данной подстанции и повышение надежности электроснабжения Сызранского района. На основании анализа исходных данных (годовых графиков нагрузки) был выполнен расчет нагрузок понизительной подстанции 35/6кВ «Троицкая», осуществлен расчет мощности силовых трансформаторов понизительной подстанции и их количества, а также силового оборудования, подсчитаны токи КЗ на шинах и фидерах 35/6 кВ, также был произведен расчет релейной защиты и сделан выбор микропроцессорных уставок.

Работа состоит из пояснительной записки на 54 листах, содержащей 15 таблиц, 14 рисунков. Графическая часть представлена на шести листах формата А1. Библиографический список из 21 наименования на 2 листах.

## **Abstract**

The theme of the bachelor's work is "Reconstruction of substation 35/6 kV "Troitskaya ". The reconstruction is actual, because the substation is both morally and technically obsolete. The aim of the reconstruction is to increase the power supply of Syzran area. Based on the analysis of the initial data (annual load curves), the load calculations for substation 35/6 kV "Troitskaya" was performed, the number and power of the power transformers of the substation as well as power equipment were selected, the short-circuit currents on 35/6 kV buses and feeders were calculated, also the calculation of relay protection was performed and the choice of microprocessor settings was made.

The work consists of an executive summary on 54 pages, containing 15 tables, 14 drawings. The graphical part is presented on six sheets of A1 size. The bibliography of 21 items is presented on 2 pages.

## Содержание

Введение.....	5
1 Характеристика подстанции 35/6кВ «Троицкая» .....	7
2 Расчет нагрузок подстанции 35/6кВ «Троицкая» .....	11
3 Выбор силовых трансформаторов подстанции 35/6кВ «Троицкая» .....	14
4 Выбор главной электрической схемы подстанции 35/6 кВ «Троицкая».....	24
5 Расчет токов короткого замыкания на шинах 35 и 6 кВ подстанции 35/6кВ «Троицкая».....	26
6 Выбор оборудования РЗА подстанции 35/6 кВ «Троицкая» .....	29
Заключение .....	53
Список используемых источников.....	54

## Введение

Электросетевой комплекс – это производственно-технологический комплекс по распределению и передаче электрической энергии, состоящий из зданий и сооружений (разнородных вещей), образующих единое целое и предназначенных для единого функционального назначения.

Строительство электросетевого комплекса произведено в 1978 собственником (Жигулевское ПО ПАО «МРСК-Волги» - «Самарские РС») на основании технологической документации на строительство и реконструкцию объекта, обосновывающей неразрывность составляющих частей.

Электрическая подстанция – это электроустановка, предназначенная для приема, преобразования и распределения электрической энергии, состоящая из трансформаторов или других преобразователей электрической энергии, устройств управления, распределительных и вспомогательных устройств

Главная схема электрических соединений подстанции - это совокупность всех видов оборудования: основного, коммутационного, и других электрических приборов используемых в работе подстанции.

Первоочередная задача при реконструкции или проектировании подстанции – это определить её главную электрическую схему, так как она играет важную роль при определении таких показателей, как удобство в эксплуатации, качество совокупности используемого оборудования, экономичность и ремонтоспособность. Грамотно выполненный расчет дает возможность определить оптимальные параметры для выбора электрооборудования подстанции, позволяющие осуществлять ее перспективное развитие и в то же время не допускать перерасхода материалов и денежных средств.

Электрическая подстанция должна отвечать следующим основным требованиям:

- подстанция должна обеспечивать высокую надежность электроснабжения потребителей;

- подстанция должна обеспечивать требуемое качество передаваемой электроэнергии.

Тема бакалаврской работы связана с проведением реконструкции подстанции 35/6 кВ «Троицкая». Выбранная тема работы является актуальной в связи с техническим и моральным устарением подстанции; также в ближайшем будущем запланировано строительство производства ООО «Малаховка» (завод по производству безалкогольных напитков) и увеличение потребления мощности от данной подстанции до 20 МВт.

В программу реконструкции входит увеличение продаваемой мощности от данной подстанции и повышение надежности электроснабжения Сызранского района путем замены электрооборудования установленного на ПС 35/6 кВ «Троицкая».

**Цель работы** – обеспечение электроэнергией новых потребителей Сызранского района и повышение надежности их снабжения.

Согласно поставленной цели в квалификационной работе решаются следующие **задачи**:

- Анализ подстанции до реконструкции.
- Расчет нагрузок подстанции.
- Выбор электрооборудования для повышения надежности и обеспечения электроэнергией новых потребителей.
- Расчет токов короткого замыкания на шинах 35/6 кВ и отдельно по каждому фидеру.
- Выбор средств релейной защиты и аварийной автоматики.

## 1 Характеристика подстанции 35/6кВ «Троицкая»

Площадка реконструируемой ПС 35/6 кВ «Троицкая» находится по адресу: Самарская область, Сызранский р-н, с. Троицкое, 307 км автодороги «Ульяновск-Сызрань». Данная подстанция эксплуатируется филиалом Жигулевское ПО ПАО «МРСК-Волги» - «Самарские РС» с 1978 года.

На рисунке 1 показан план расположения подстанции «Троицкая» на местности.

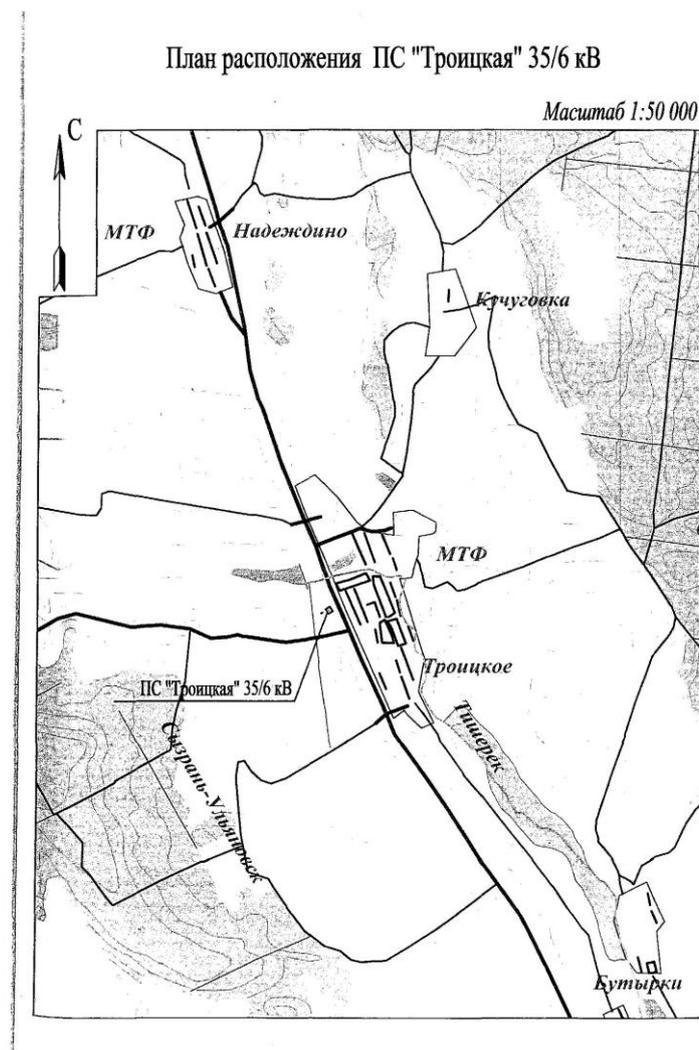


Рисунок 1 – План расположения ПС «Троицкая» 35/6 кВ

Подстанция осуществляет электроснабжение потребителей I и II категории по надежности.

В таблице 1 указаны потребители подстанции «Троицкая».

Таблица 1 – Потребители подстанции «Троицкая»

Потребитель	Наименование фидера
ЗАО "ССК"	1
ЗАО "ССК"	2
ООО «Сызраньводоканал»	4
ООО «Кошелевский Посад»	7

Объект представляет собой открытую подстанцию, на территории которой расположены открытое распределительное устройство 35кВ, силовой трансформатор, комплектное распределительное устройство наружной установки 6кВ и общеподстанционный пункт управления.

Мощность силового трансформатора – 1\*4МВА, тип – трансформатор масляный 4000/35/6, открытое распределительное устройство 35кВ выполнено по нетиповой схеме «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», распределительное устройство 6кВ выполнено по типовой схеме «Одна секционированная выключателем система шин».

В таблице 2 указаны технические характеристики объекта до реконструкции.

Согласно данных филиала ПАО «МРСК Волги» - «Самарские РС», существующая максимальная нагрузка на ПС 35/6кВ «Троицкая» составляет до 4МВт. Анализ существующей присоединенной мощности показывает низкую степень надежности подстанции в осенне-зимний период в связи с отсутствием резерва трансформаторной мощности в ремонтных режимах. В соответствии с вышесказанным возникает необходимость замены трансформатора Т-2 на более мощный и установка трансформатора Т-1 мощностью 10 МВА.

Установка силовых трансформаторов производится на ранее отведенные для этого оборудования места. Поэтому планировочная схема территории подстанции остается прежняя. Расширение территории подстанции не производится.

Таблица 2 – Технические характеристики до реконструкции

Показатель	Значение
Номинальное напряжение	35/6 кВ
Конструктивное исполнение ПС и РУ	Открытая подстанция. ОРУ-35 кВ – нетиповая схема «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». РУ-6 кВ выполнено по типовой схеме «Одна секционированная выключателем система шин».
Количество и мощность силовых трансформаторов	Т-2 4 МВА типа ТМ-4000/35/6
Вид ввода	ОРУ - 35 кВ – воздушный; РУ - 6 кВ воздушный.
Вид обслуживания	Без постоянного оперативного обслуживания. Обслуживание производится электромонтером по обслуживанию подстанции.
Количество ВЛ	35 кВ – 2 шт. 6 кВ – 6шт.
Прочие особенности ПС	1. Подстанция оборудована шинами плавки гололеда 6 кВ. 2. Отсутствует пожарная и охранная сигнализация.

Размещение оборудования управления, защиты, сигнализации и учета производится во вновь устанавливаемом здании КРУН 6 кВ. В здании также

располагается системы собственных нужд и постоянного оперативного тока ПС.

### **Технологическая последовательность работ при возведении объектов**

Технологическая последовательность работ при возведении объектов капитального строительства или их отдельных элементов должна соответствовать требованиям надежности и обеспечения питания всех потребителей.

Строительство, монтаж и пуск подстанции выполняется в два этапа: в первом этапе выполняется замена оборудования 1-й секции ПС, в ходе которой выполняется

1. Организация питания всех потребителей со 2-ой секции КРУН – 6кВ;
2. Монтаж силового трансформатора Т-1 35/6 кВ мощностью 10 МВА и замена Т-2 на более мощный;
3. Монтаж силового оборудования
4. Проверка систем релейной защиты и автоматизации.

После выполнения указанных работ, питание подстанции переводится на первую секцию шин.

## 2 Расчет нагрузок подстанции 35/6кВ «Троицкая»

Данный раздел требуется для определения силовых трансформаторов. Вычисление основывается на годовых и суточных балансовых нагрузках ПС 35/6 кВ «Троицкая», а также с учетом увеличения потребляемой мощности. Данные сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Нагрузочные характеристики ПС «Троицкая» 35/6 кВ

Наименование нагрузок	Характеристика линии	Напряжение, кВ	$\cos\varphi$
РУ. секция шин. Ввод 1	Воздушная линия	6	0,9

На рисунке 2 представлен годовой график балансов подстанции «Троицкая» 35/6 кВ за 2016 год.

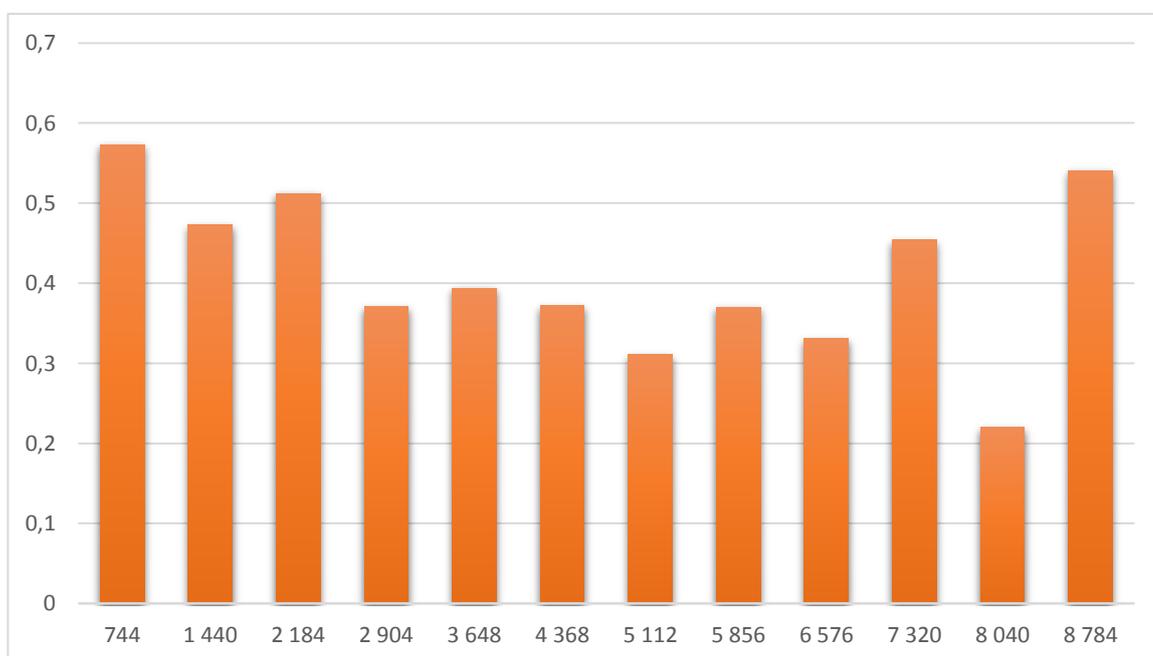


Рисунок 2 – Годовой график балансов ПС «Троицкая» 35/6» кВ за 2016 год

По данным графика балансов вычисляем расчетную мощность, как для потребителей электроэнергии, так и по подстанции.

Расчет полной мощности для абонентов производится по данной формуле:

$$S_n = \frac{P_{in}}{\cos\varphi_{in}} \quad (1)$$

где  $P_{in}$  - максимальная потребляемая активная мощность абонента, кВт.

Найдём значение полной мощности на вводе с напряжением 6 кВ:

$$S_{\phi-1} = \frac{1179}{0.9} = 1310 \text{ кВА} \quad (2)$$

где  $\cos\varphi = 0,9$  – коэффициент потребителей.

Для суммарной потребляемой электроэнергии абонентов имеем:

$$W = \sum_{t=1}^k P_{in} \cdot t_{in} \quad (3)$$

где  $P_{in}$  – потребляемая активная мощность соответствующей ступени графика, кВт;  $t_{in}$  – продолжительность нагрузки соответствующей ступени графика, час.

В результате значение потребляемой электроэнергии на вводе 6 кВ равно:

$$W_{nc} = (2600 \cdot 800 + 1600 \cdot 1200 + 800 \cdot 1300 + 600 \cdot 2700 + 500 \cdot 2760) = 8040 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4)$$

Найдём продолжительность максимальной годовой нагрузки подстанции:

$$T_m = \frac{W_{\max}}{P_{\max}} \quad (5)$$

$$T_m = \frac{8040}{1,31} = 6137ч \quad (6)$$

где  $P_{\max}$  – максимальная потребляемая мощность по подстанции в целом, МВт;

$W_{\max}$  – максимальная потребляемая электроэнергия по подстанции представлена Жигулевским ПО ПАО «МРСК-Волги», МВт·ч.

Во время переоборудования подстанции, а также иных распределительных устройств выбор мощностей силового трансформатора производится таким образом, что при плановых или аварийных отключениях 1-го из 2-х, оставшийся в работе имел бы возможность бесперебойно реализовывать электроснабжение абонентов.

Согласно показаниям по нагрузкам ПС с учетом перспективы развития района, а также на основании данных о техническом состоянии работающего трансформатора ТМ-4000/35/6 кВА, надежности работы данного трансформатора за прошедший период, техническом уровне, реальном сроке эксплуатации к номинальному сроку службы делаем вывод о необходимости замены трансформатора Т-2 на более мощный и установки трансформатора Т-1 мощностью 10 МВА.

### **3 Выбор силовых трансформаторов подстанции 35/6кВ «Троицкая»**

В данном пункте был выбран вид силовых трансформаторов, их количество и мощности трансформаторов.

Трансформатор – электромагнитный статический преобразователь электрической энергии. Основная функция силового трансформатора изменять напряжение переменного тока. Также применяется для преобразования числа фаз и частоты.

Следует определить количество и мощность трансформаторов, исходя от результатов технико-экономического расчета, основываясь на расчете нагрузки подстанции, включающей в себя конечные максимальные мощности всех абонентов, удельной плотности нагрузок, загруженности Сызранский группы подстанций, перспективного развития Сызранского района.

При подборе типа и мощности силового трансформатора необходимо принимать во внимание возможность краткосрочного превышения (до 40%) установленной мощности трансформатора в период осуществления режима работы, который отвечает наибольшим предельным нагрузкам. Также при подборе силового трансформатора необходимо учитывать присоединенную мощность 5,3 МВт ООО «Малаховка», в связи с этим при расчете потерь электроэнергии добавляем к расчетам по номиналу 5,3 МВт.

ПС «Троицкая» осуществляет питание потребителей по вводам 35 кВ и 6 кВ, эти потребители – 1 и 2 категории надежности электроснабжения. Из этого следует, что подстанция должна содержать два трехфазных двухобмоточных трансформатора.

Для дальнейшего расчета имеются варианты с установкой двух трансформаторов:

- ТДНС-10000/35/6 У1 А производства ООО «Тольяттинский трансформатор»
- ТДНС-10000/35/6 У1 Б производства ООО «Тольяттинский трансформатор»

или

- ТД-10000/35/6 У1 А производства ООО «Гольяттинский трансформатор»

- ТД-10000/35/6 У1 Б производства ООО «Гольяттинский трансформатор»

Таблица 4 – Сравнение силовых трансформаторов

Тип	$S_{ном},$ МВА	Напряжение обмотки, кВ		Потери, кВт		$U_k, \%$	$I_x, \%$	Цена тыс. руб.
		ВН	НН	$P_x$	$P_k$	ВН-НН		
ТДНС-10000/35/6 У1 А	10,0	35,0	6,3	11,5	60,0	8,0	0,75	5979
ТД-10000/35/6 У1 А	10,0	35,0	6,3	9	60,0	8,0	0,25	6124

### 3.1 Технико-экономический расчет трансформатора ТДНС – 10000/35/6

Параметры ТДНС-10000/35/6:

$$S_{ном} = 10000 \text{ МВА} ; P_x = 11,5 \text{ кВт} ; U_k = 8,0\% ; U_{номВН} = 35 \text{ кВ} ; P_k = 60 \text{ кВт} ; \\ I_{xx} = 0,75\% ; U_{номНН} = 6 \text{ кВ}$$

Потери реактивной мощности в режиме холостого хода для трансформатора рассчитываются с помощью формулы:

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{ном} = 0,075 \cdot 10000 = 75 \text{ кВар} \quad (7)$$

Коэффициенты загрузки обмоток трансформатора рассчитываются с помощью данной формулы:

$$K_{з.н} = \frac{S_n}{S_{ном}} \quad (8)$$

Приведённые потери мощности в режиме х.х. трансформатора находятся по формуле:

$$P'_x = \Delta P_x + K_{ин} \cdot Q_{xx} = 11,5 + 0,05 \cdot 75 = 15,25 \text{ кВт} \quad (9)$$

где  $\Delta P_x$  - где потери холостого хода трансформатора;

$K_{ин}$  - коэффициент изменения потерь, его значение устанавливаем – 0,05 кВт/кВар.

Реактивные потери обмоток трансформатора в режиме к.з. находятся исходя из формулы:

$$Q_k = \frac{U_{к.н}}{100} = \frac{8}{100} \cdot 10000 = 800 \text{кВар}$$

(10)

Приведённые потери обмоток трансформатора в режиме к.з находятся по данной формуле:

$$P'_k = P_x + K_{un} \cdot Q_k = 60 + 0,05 \cdot 800 = 100 \text{кВт}$$

(11)

Формула приведённой потери мощности трансформатора гласит:

$$P'_T = P'_x + k_{3.В.}^2 \cdot P'_k = 15,25 + 0,5734^2 \cdot 100 = 48,12 \text{кВт}$$

(12)

Экономическая нагрузка трансформаторов определяется согласно формуле:

$$S_{\text{Э.ПС}} = S_{\text{ном.Т}} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_k}},$$

(13)

$$S_{\text{Э.ПС}} = 10000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{15,25}{100}} = 5,523 \text{МВт}$$

Потери электроэнергии подстанции находится по данной формуле:

$$\Delta W_{\text{ПС}} = \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left( \frac{1}{n} \cdot P'_k \cdot k_k^2 \cdot T_i \right)$$

(14)

Результаты расчетов потерей электроэнергии приведены в таблице 5.

Стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах определяется исходя из формулы:

$$И_{\Delta W_{\text{ПС}}} = C_{\text{э,х}}(T_x) \cdot \Delta W_x + C_{\text{э,х}}(\tau) \cdot \Delta W_{\text{кв}}$$

(15)

$$I_{\Delta W_{IC}} = 0,648 \cdot 25330250 + 0,918 \cdot 37793869 = 511087,8 \text{руб}$$

Таблица 5 – Расчет потерь электроэнергии в силовом трансформаторе

i	$n_i$	$S_{\text{в.}i}, \text{MVA}$	$T_i, \text{ч}$	$\Delta W_{\text{к.в.}i}, \text{кВт} \cdot \text{ч}$	$k_{\text{з.в.}i}$	$\Delta W_{\text{х.}i}, \text{кВт} \cdot \text{ч}$
1	2	11,03	366	22263,94	1,10	11163,00
2	2	10,71	549	31486,28	1,07	16744,50
3	2	10,42	915	49673,70	1,04	27907,50
4	2	10,03	364	18309,36	1,00	11102,00
5	2	9,84	732	35438,17	0,98	22326,00
6	2	9,24	546	23308,08	0,92	16653,00
7	2	9,02	910	37018,98	0,90	27755,00
8	2	9,01	915	37139,90	0,90	27907,50
9	2	9	728	29484,00	0,90	22204,00
10	2	8,61	910	33730,11	0,86	27755,00
11	2	8,41	915	32358,11	0,84	27907,50
12	1	5,52	910	27728,06	0,55	13877,50
				$\sum \Delta W_{\text{к.в.}} = 25330250$		$\sum \Delta W_{\text{кв}} = 37793869$

где  $C_{\text{э.х.}}(T_x) = 0,648 \text{руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$  - стоимость 1 кВт·ч потерь электрической энергии трансформаторов в год;  $C_{\text{э.х.}}(\tau) = 0,918 \text{руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$  – стоимость 1 кВт·ч нагрузочных потерь электрической энергии трансформатора.

Далее следует расчет ежегодных эксплуатационных издержек:

$$I_{\text{э}} = P_{\text{сум}} \cdot 2K_1 \quad (16)$$

где  $P_{\text{сум}} = 0,0094$  и

$$I_{\text{э}} = 0,094 \cdot (2 \cdot 5979000) = 1124052 \text{руб}$$

Формула для расчета приведенных затрат:

$$Z_{np} = E_n \cdot K + I_{\text{э}} + И\Delta W_{nc} \quad (17)$$

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 11958000 + 1124052 + 511087,8 = 3428839,8$$

### 3.2 Технико-экономический расчет трансформатора ТД - 10000/35/6

Параметры ТД-10000/35/6:

$$S_{ном} = 10000 \text{ МВА} ; P_x = 9 \text{ кВт} ; U_k = 8,0\% ; U_{номВН} = 35 \text{ кВ} ; P_k = 60 \text{ кВт} ;$$
$$I_{xx} = 0,25\% ; U_{номНН} = 6,3 \text{ кВ} .$$

Потери реактивной мощности в режиме холостого хода для трансформатора рассчитываются с помощью формулы:

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{ном} = 0,025 \cdot 10000 = 25 \text{ кВар}$$

Коэффициенты загрузки обмоток трансформатора рассчитываются с помощью данной формулы:

$$K_{з.н} = \frac{S_n}{S_{ном}}$$

Приведённые потери мощности в режиме х.х. трансформатора находятся по формуле:

$$P_x' = \Delta P_x + K_{un} \cdot Q_{xx} = 9 + 0,05 \cdot 25 = 10,25 \text{ кВт}$$

где  $\Delta P_x$  - где потери холостого хода трансформатора;

$K_{un}$  - коэффициент изменения потерь, его значение устанавливаем – 0,05 кВт/кВар.

Реактивные потери обмоток трансформатора в режиме к.з. находятся, исходя из формулы:

$$Q_k = \frac{U_{к.н}}{100} = \frac{8}{100} \cdot 10000 = 800 \text{кВар}$$

Приведённые потери обмоток трансформатора в режиме к.з находятся по данной формуле:

$$P'_k = P_x + K_{un} \cdot Q_k = 60 + 0,05 \cdot 800 = 100 \text{кВт}$$

Формула приведённой потери мощности трансформатора гласит:

$$P'_T = P'_x + k_{з.в.}^2 \cdot P'_k = 10,25 + 0,5734^2 \cdot 100 = 43,12 \text{кВт}$$

Экономическая нагрузка трансформаторов определяется согласно формуле:

$$S_{\text{Э.ПС}} = S_{\text{ном.Т}} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_k}},$$

$$S_{\text{Э.ПС}} = 10000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{10,25}{100}} = 4527,7 \text{МВт}$$

Потери электроэнергии подстанции находится по данной формуле:

$$\Delta W_{\text{ПС}} = \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left( \frac{1}{n} \cdot P'_k \cdot k_k^2 \cdot T_i \right)$$

Результаты расчетов потерь электроэнергии приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах 10 МВА

i	$n_i$	$S_{\text{в.и}}, \text{МВА}$	$T_i, \text{ч}$	$\Delta W_{\text{к.в.и}}, \text{кВт} \cdot \text{ч}$	$k_{\text{з.в.и}}$	$\Delta W_{\text{х.и}}, \text{кВт} \cdot \text{ч}$
1	2	11,03	366	22263,94	1,10	7503,00
2	2	10,71	549	31486,28	1,07	11254,50
3	2	10,42	915	49673,70	1,04	18757,50
4	2	10,03	364	18309,36	1,00	7462,00
5	2	9,84	732	35438,17	0,98	15006,00
6	2	9,24	546	23308,08	0,92	11193,00

Продолжение таблицы 6

7	2	9,02	910	37018,98	0,90	18655,00
8	2	9,01	915	37139,90	0,90	18757,50
9	2	9	728	29484,00	0,90	14924,00
10	2	8,61	910	33730,11	0,86	18655,00
11	2	8,41	915	32358,11	0,84	18757,50
12	1	5,52	910	27728,06	0,55	9327,50
				$\sum \Delta W_{кв} = 37793869$		$\sum \Delta W_x = 17025250$

Стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах определяется, исходя из формулы:

$$I_{\Delta W_{ПС}} = C_{\varepsilon,x}(T_x) \cdot \Delta W_x + C_{\varepsilon,x}(\tau) \cdot \Delta W_{кв}$$

$$I_{\Delta W_{ПС}} = 0,648 \cdot 17025250 + 0,918 \cdot 37793869 = 45727142 \text{ руб}$$

где  $C_{\varepsilon,x}(T_x) = 0,648 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}$  - стоимость 1 кВт·ч потерь электрической энергии трансформаторов в год;  $C_{\varepsilon,x}(\tau) = 0,918 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}$  - стоимость 1 кВт·ч нагрузочных потерь электрической энергии трансформатора.

Далее следует расчет ежегодных эксплуатационных издержек:

$$I_{\varepsilon} = P_{\text{сум}} \cdot 2K_1,$$

где  $P_{\text{сум}} = 0,0094$ ;

$$I_{\varepsilon} = 0,094 \cdot (2 \cdot 6124000) = 1151312 \text{ руб}$$

Формула для расчета приведенных затрат:

$$Z_{пр} = 0,15 \cdot 12248000 + 1151312 + 45727142 = 344578342 \text{ руб.}$$

Результаты сравнения двух вариантов силовых трансформаторов показаны в таблице 7.

Таблица 7 – Сравнение двух вариантов силовых трансформаторов

Вариант установки	Затраты, руб.
1. ТДНС-10000/35/6	3 428 839
2. ТД-10000/35/6	3 445 783

Затраты на силовой трансформатор ТДНС-10000/35/6 незначительно меньше затрат на силовой трансформатор ТД-10000/35/6. Выбор мощности трансформатора обусловлен подключением новых потребителей и перспективным развитием Сызранского района, поэтому оптимальным будет выбрать трансформатор номинальной мощностью не более 10000 кВА на силовой трансформатор. Также выбор был обусловлен технической политикой организации, которой принадлежит данная подстанция.

#### **4 Выбор главной электрической схемы подстанции 35/6 кВ «Троицкая»**

Все без исключения свойства, техническую и экономическую характеристику подстанции включает в себя главная электрическая схема подстанции.

При произведении выбора главной электрической схемы, в первую очередь, следует руководствоваться количеством, типом и параметрами основного электрического оборудования и аппаратуры. Также следует произвести подходящую их компоновку в схеме, обеспечить выполнение всех мер по полной защите подстанции от перегрузок, перенапряжений, аварийных ситуаций и т.д. Необходимо обеспечить решение проблем с обслуживанием подстанции и внедрения нового автоматизированного оборудования.

Главная электрическая схема определяет тип проектируемого распределительного устройства. Надлежащую территорию застройки и объем выполняемых задач, устанавливает возможные режимы и её безопасность при эксплуатации.

В связи с появлением новых потребителей, перспективным развитием электросетей Сызранского района и повышением аварийности в связи со старением оборудования, используемого в работе подстанции, было решено произвести реконструкцию данной подстанции.

Электрические схемы подстанции обязаны отвечать данным требованиям:

1. Осуществлять переключающие операции ЛЭП, трансформаторов, автотрансформаторов.
2. Поддерживать уровень надежности функционирования РУ.
3. Осуществлять секционирование сетей электроснабжения и обеспечивать функционирование РУ при заданных значениях.
4. Предотвращать возникновение аварий и гарантировать безопасность при проведении восстановительных работ на отдельных элементах схемы.

ПС 35/6кВ «Троицкая» с трансформаторами 10 МВА представлена на рисунке 3.

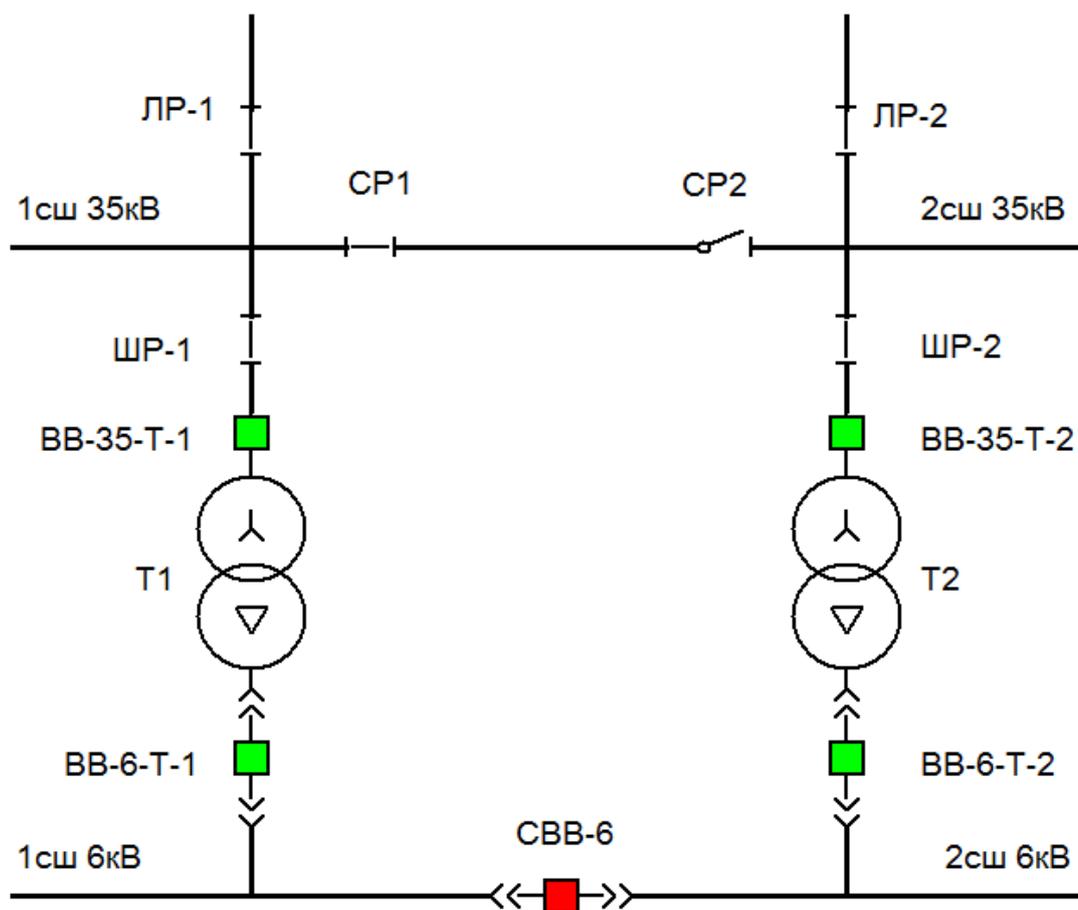


Рисунок 3 – Электрическая схема подстанции

## **5 Расчет токов короткого замыкания на шинах 35 и 6 кВ подстанции 35/6кВ «Троицкая»**

Расчетов токов к.з. необходимо осуществлять при проектировании, реконструкции, техническом переоснащении с целью подбора электрооборудования и устройств защиты.

Расчет токов к.з. для выбора соединяющих линий и кабелей производится по техническим параметрам при возникновении короткого замыкания для определения характеристик срабатывания, определения чувствительности выбранных уставок РЗА.

В данном разделе проводится расчет токов короткого замыкания на шинах 35 и 6 кВ, предусматривается обновление части релейной защиты и автоматики ПС 35/6кВ «Троицкая» на современных микропроцессорных терминалах производства ЗАО «Радиус Автоматика»

Выбор принципов и типов устройств РЗА осуществлен в соответствии добавлением Т-2 и замены Т-1 4000/35/6 на Т-1 10000/35/6.

В работе предусматривается оснащение новыми микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики следующих элементов ПС 35/6 кВ «Троицкая»:

- Силового трансформатора;
- Автоматического регулирования напряжения трансформатора;
- Вводного выключателя 6 кВ;
- Секционного выключателя;
- Линейного выключателя 6 кВ.

Далее изображена схема замещения сети 35/6кВ кВ подстанции «Троицкая».

Схема замещения сети 35 кВ

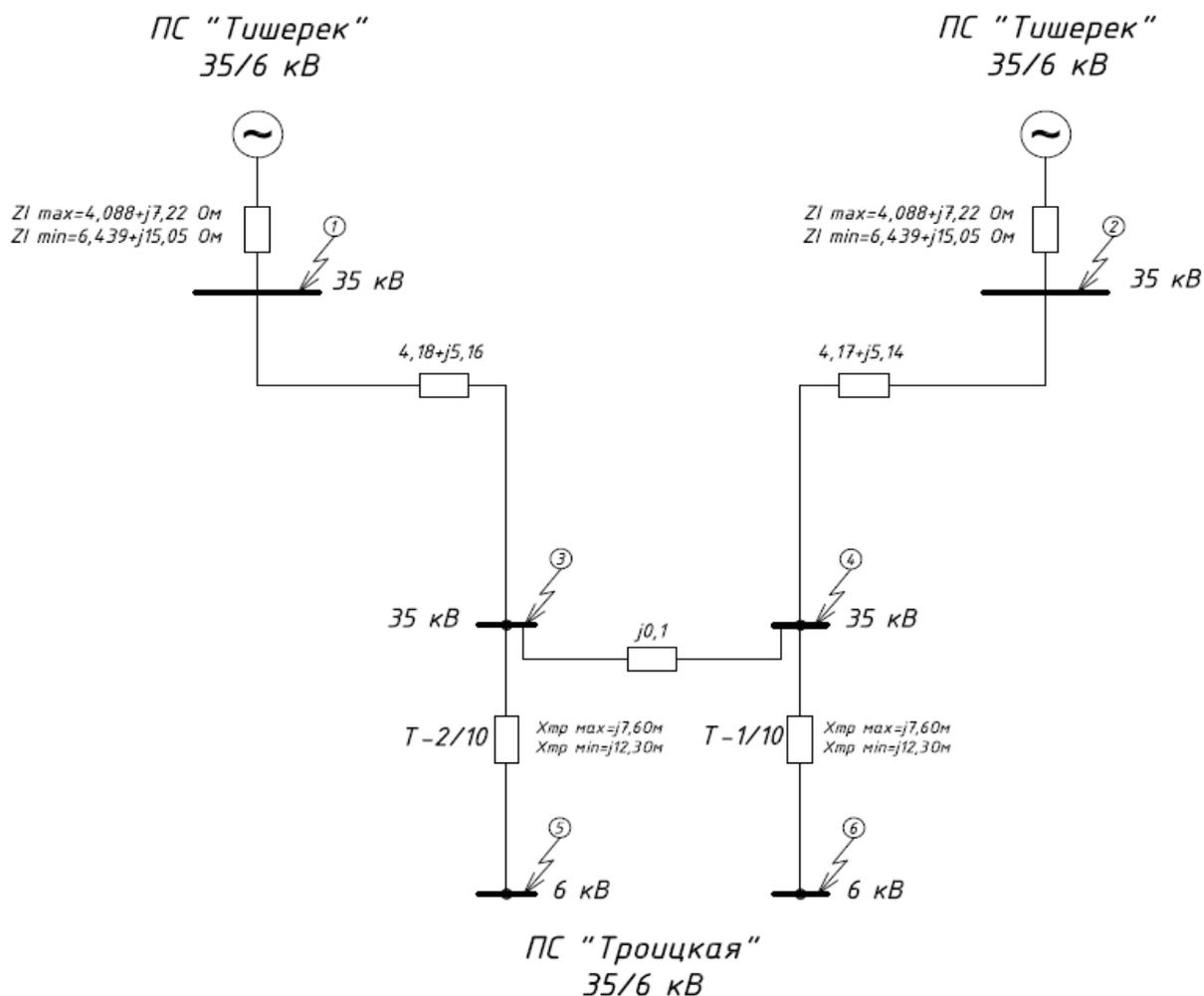


Рисунок 4 – Схема замещения сети 35 кВ

Расчет производится по данным, предоставленным филиалом Жигулевского ПО ПАО «МРСК-Волги» - «Самарские РС».

Данный расчет производится в именованных единицах.

1. Максимальный ток 3-х фазного короткого замыкания на шинах 35кВ ПС «Троицкая» составляет:

$$I_{\max}^{(3)} = \frac{U_x}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(X_c + X_p)^2 + R^2}} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(7,22 + 5,16)^2 + 8,27^2}} = 1,44 \text{ кА} \quad (18)$$

где  $X_c$  – сопротивление системы,  $X_p$  – расчетное сопротивление сети,  $R$  – активное сопротивление.

2. Ток 2-х фазного короткого замыкания составляет:

$$I_{\max}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\max}^{(3)} = 0,86 \cdot 1,44 = 1,24 \text{ кА} \quad (19)$$

3. Минимальный ток 3-х фазного короткого замыкания на шинах 35 кВ ПС «Троицкая» составляет:

$$I_{\min}^{(3)} = \frac{U_x}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(X_c + X_p)^2 + R^2}} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(15,05 + 5,16)^2 + 10,62^2}} = 0,94 \text{ кА} \quad (20)$$

4. Минимальный ток 2-х фазного короткого замыкания составляет:

$$I_{\min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\min}^{(3)} = 0,86 \cdot 0,94 = 0,81 \text{ кА} \quad (21)$$

5. Максимальный ток 3-х фазного короткого замыкания на шинах 6 кВ ПС «Троицкая» составляет:

$$I_{\max}^{(3)} = \frac{U_x}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(X_c + X_{\max})^2 + R^2}} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(12,38 + 7,6)^2 + 8,27^2}} = 0,99 \text{ кА} \quad (22)$$

6. Минимальный ток 3-х фазного замыкания на шинах 6 кВ ПС «Троицкая» составляет:

$$I_{\min}^{(3)} = \frac{U_x}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(X_c + X_p)^2 + R^2}} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(20,21 + 12,3)^2 + 10,62^2}} = 0,63 \text{ кА} \quad (23)$$

7. Максимальный ток 3-х фазного короткого замыкания на шинах 6 кВ ПС «Троицкая» приведенный к стороне 6 кВ:

$$I_{\max(6)}^{(3)} = 5,8 \text{ кА} \quad (24)$$

8. Минимальный ток 3-х фазного короткого замыкания на шинах 6 кВ ПС «Троицкая» приведенный к стороне 6 кВ:

$$I_{\min(6)}^{(3)} = 3,7 \text{ кА} \quad (25)$$

## 6 Выбор оборудования РЗА подстанции 35/6 кВ «Троицкая»

Данный раздел предусматривает выполнение реконструкции части релейной защиты и автоматики ПС 35/6 кВ «Троицкая» на современных микропроцессорных терминалах производства ЗАО «Радиус Автоматика».

Выбор принципов и типов устройств РЗА осуществлен в соответствии с добавлением Т-2 и замены Т-1 4000/35/6 на Т-1 10000/35/6.

В работе предусматривается оснащение новыми микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики следующих элементов ПС 35/6 кВ «Троицкая»:

- Силового трансформатора;
- Автоматического регулирования напряжения трансформатора;
- Вводного выключателя 6 кВ;
- Секционного выключателя;
- Линейного выключателя 6 кВ.

### 6.1 Защита силового трансформатора

Основная защита силового трансформатора на подстанции выполнена на базе «Сириус-Т» (рисунок 5).



Рисунок 5 – Микропроцессор «Сириус-Т»

Функции основных защит трансформатора:

- Двухступенчатая дифференциальная токовая защита;
- Двухступенчатая максимальная токовая защита;
- ГЗТ;
- Защита от перегрузки;
- Контроль состояния трансформатора;
- Управление схемой обдува по двум критериям – ток нагрузки и сигналы от датчиков температуры;
- Выдача сигнала блокировки РПН при повышении тока нагрузки выше допустимого;
- Исполнение входного сигнала УРОВ при отказах нижестоящих выключателей;
- Исполнение входного сигнала «Отключение» при срабатывании дуговой защиты низшего напряжения.
- Резервная защита силовых трансформаторов выполнена на базе микропроцессорных терминалов «Сириус-УВ».

В резервных защитах трансформатора реализованы следующие функции:

- Двухступенчатая максимальная токовая защита от междуфазных КЗ с независимой выдержкой времени;
- Формирование сигнала УРОВ при отказах своего выключателя;
- Исполнение входного сигнала УРОВ с контролем по току при отказах нижестоящих выключателей;
- Автоматическое регулирование напряжение трансформатора.

В терминале «Сириус-2-РН» реализованы следующие функции:

- Регулирование коэффициента передачи силового трансформатора путем переключения отводов его первичной обмотки с помощью РПН;
- Обеспечение необходимых блокировок, запрещающих регулирование;
- Контроль отработки команд устройством РПН.

## 6.2 Защита выключателя ввода 6 кВ

Микропроцессорный терминал «Сириус-2В» обеспечивает защиту выключателя 6 кВ (рисунок 6).



Рисунок 6 – Терминал «Сириус-2В»

РЗА ввода 6 кВ включает:

- Трехступенчатую МТЗ от междуфазных повреждений с контролем трех фазных токов (любая степень может иметь комбинированный пуск по напряжению, первые две могут быть выполнены направленными);
- Формирование сигнала АВР на включение секционного выключателя;
- Защиту минимального напряжения;
- Контроль исправности трансформатора напряжения;
- Логическую защиту шин;
- Исполнение входного сигнала УРОВ при отказах нижестоящих выключателей;
- Формирование сигнала УРОВ.

Дополнительно в МП устройстве реализована функция осциллографирования при срабатывании защит и регистрации событий при поступлении сигналов на устройство или срабатывании защит.

### 6.3 Защита секционного выключателя 6 кВ.

Защита, управление и автоматика выключателя реализована на базе микропроцессорного терминала «Сириус-2» (рисунок 7)



Рисунок 7 – Терминал «Сириус-2»

РЗА секционного выключателя 6 кВ включает:

- Трехступенчатую МТЗ от междуфазных повреждений с контролем трех фазных токов;
- Логическую защиту шин;
- Выдача сигнала пуска МТЗ для организации логической защиты шин;
- АВР;
- Исполнение входного сигнала УРОВ при отказах нижестоящих выключателей;
- Формирование сигнала УРОВ.

#### 6.4 Защита отходящего присоединения 6 кВ

Защита, управление и автоматика выключателя отходящей линии 6 кВ реализованы на базе микропроцессора терминала «Сириус-2Л» (рисунок 8).



Рисунок 8 – Терминал «Сириус-2Л»

РЗА линейного выключателя 6 кВ включает:

- Трехступенчатую МТЗ от междуфазных повреждений с контролем трех фазных токов;
- Защита от замыканий на землю по сумме высших гармоник;
- Выдача сигнала пуска МТЗ для организации логической защиты шин;
- Одно - или двухкратное АПВ;
- Формирование сигнала УРОВ;
- Исполнение внешних сигналов АЧР;
- Исполнение внешних сигналов ЧАПВ

#### 6.5 Защита трансформаторов напряжения 6 кВ

Функция АЧР-6 кВ реализована на базе микропроцессорного терминала «Сириус-АЧР» (рисунок 9) , который предусматривает:





Рисунок 10 – Терминал «Овод-МД»

## 6.7 Расчет токов короткого замыкания и релейной защиты фидеров

Данный метод расчета токов короткого замыкания и релейной защиты сужает диапазон изменения значений максимального и минимального токов короткого замыкания за счет более точного определения короткого замыкания фидера на промежуточных ответвлениях, соответствующих реальному диапазону изменения рабочего напряжения в сетях 35/6 кВ, что в итоге позволяет увеличить чувствительность релейной защиты фидеров примерно на 10%.

Расчет производится каждый раз с шин 6 кВ до точки короткого замыкания.

### 6.7.1 Расчет релейной защиты фидера 6 кВ №1 подстанции 35/6 кВ «Троицкая»

Схема замещения для расчета токов короткого замыкания для фидера № 2 6 кВ дается на рисунке 11.

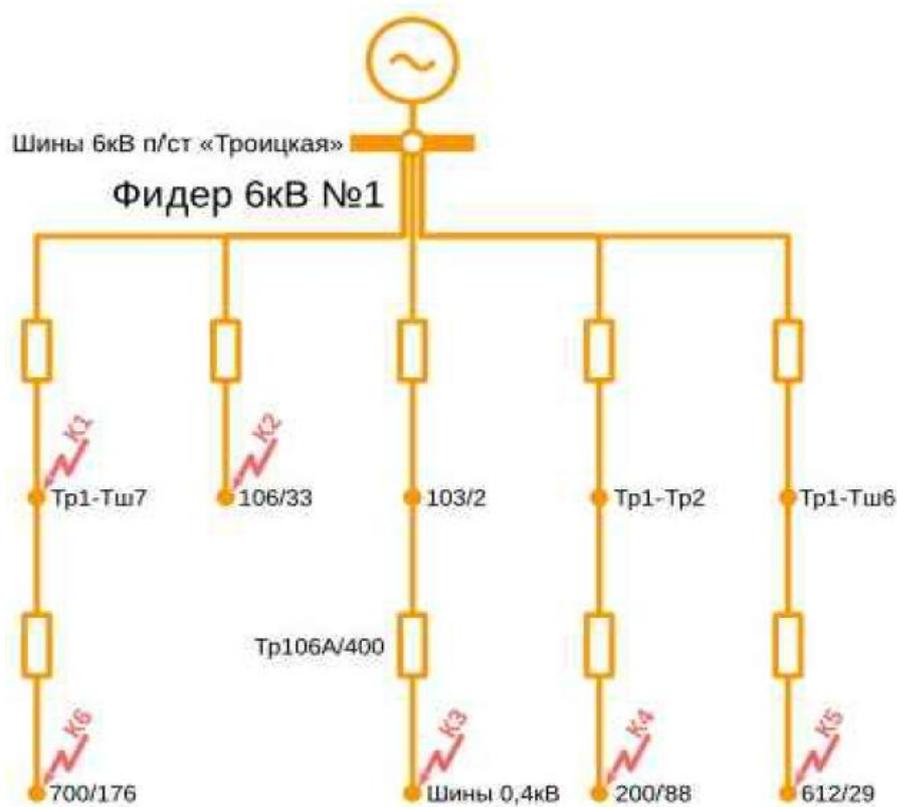


Рисунок 11 – Схема замещения фидера 6кВ №1

Сопротивление линии до Тр1-Тр2

Провод А-35  $L = 2,88$  км

Удельные сопротивления:  $r_{1уд} = 0,910$  Ом/км;  $x_{1уд} = 0,400$  Ом/км

Сопротивление участка:  $r_{1уд} = 0,910 \cdot 2,88 = 2,621$  Ом;  $x_1 = 0,400 \cdot 2,88 = 1,152$  Ом

Сопротивление линии до Тр1\_Тш6

Провод А-35  $l = 9,66$  км

Удельные сопротивления:  $r_{1уд} = 0,910$  Ом/км;  $x_{1уд} = 0,400$  Ом/км

Сопротивление участка:  $r_{1уд} = 0,910 \cdot 9,66 = 8,791$  Ом;  $x_1 = 0,400 \cdot 9,66 = 3,864$  Ом

Сопротивление линии до (.)К1 – Тр1-Тш7

Провод А-35  $l = 9,54$  км

Удельные сопротивления:  $r_{1уд} = 0,910$  Ом/км;  $x_{1уд} = 0,400$  Ом/км

Сопротивление участка:  $r_{1уд} = 0,910 \cdot 9,54 = 8,681$  Ом;  $x_1 = 0,400 \cdot 9,54 = 3,816$  Ом

Сопrotивление линии до (.)К2 – оп.106/33

Провод А-35  $l=11,40$  км

Удельные сопротивления:  $r_{1уд}=0,910$  Ом/км;  $x_{1уд}=0,400$  Ом/км

Сопrotивление участка:  $r_{1уд}=0,910 \cdot 11,40=10,374$  Ом;  $x_1=0,400 \cdot 11,40=4,560$  Ом

Сопrotивление линии до (.)К3 – оп.103/2

Провод А-35  $l=11,34$  км

Удельные сопротивления:  $r_{1уд}=0,910$  Ом/км;  $x_{1уд}=0,400$  Ом/км

Сопrotивление участка:  $r_{1уд}=0,910 \cdot 11,34=10,320$  Ом;  $x_1=0,400 \cdot 11,34=4,536$  Ом

Параметры трансформатора КТП Тр106А/400 РКЗ=5.5кВТ;  $U_k=4,5\%$

Сопrotивление трансформатора:  $r_{mp}=5,5/103 \cdot 6,32/0,42=1,364$  Ом

$z_{mp}=4,5/100 \cdot 6,32/0,4=4,465$  Ом       $x_{mp}=\sqrt{4,465^2 - 1,364^2}=4,251$  Ом

Сопrotивление линии до (.)К4 – оп.200/88

Провод АС-35  $l=2,88+7,12=10,00$  км

Удельные сопротивления:  $r_{1уд}=0,910$  Ом/км;  $x_{1уд}=0,400$  Ом/км

Сопrotивление участка:  $r_1=0,910 \cdot 10,00=9,100$  Ом;  $x_1=0,400 \cdot 10,00=4,000$  Ом

Сопrotивление линии до (.)К5 – оп.612/29

Провод А-35  $l=9,66+10,50=20,16$  км

Удельные сопротивления:  $r_{1уд}=0,910$  Ом/км;  $x_{1уд}=0,400$  Ом/км

Сопrotивление участка:  $r_1=0,910 \cdot 20,16=18,346$  Ом;  $x_1=0,400 \cdot 20,16=8,064$  Ом

Провод АС-50  $l=1,31$  км

Удельные сопротивления:  $r_{1уд}=0,630$  Ом/км;  $x_{1уд}=0,400$  Ом/км

Сопrotивление участка:  $r_1=0,630 \cdot 1,31=0,825$  Ом;  $x_1=0,400 \cdot 1,31=0,524$  Ом

Сопrotивление линии до (.)К6 – оп.700/176

Провод АС-35  $l=9,54+2,22=11,76$  км

Удельные сопротивления:  $r_{уд}=0,910$  Ом/км;  $x_{уд}=0,400$  Ом/км

Сопротивление участка:  $r_l=0,910 \cdot 11,76=10,702$  Ом;  $x_l=0,400 \cdot 11,76=4,704$  Ом

Параметры системы (шины 6 кВ ПС Троицкая»)

В максимальном режиме:  $r_{1сис}=0,251$  Ом;  $x_{1сис}=0,578$  Ом

В минимальном режиме:  $r_{1сис}=0,319$  Ом;  $x_{1сис}=0,941$  Ом

Расчет токов короткого замыкания сведён в таблицу 4.

Таблица 8 – Расчет токов короткого замыкания Ф-1

Место 3-ф КЗ	(.) К1	(.) К2	(.) К3	(.) К4	(.) К5	(.) К6
$\sum r_1$	8,8681	10,374	11,684	9,100	18,346	10,702
$\sum x_1$	3,816	4,560	8,787	0,400	8,064	4,704
$r_{1сис.max}$	8,932	10,625	12,935	9,351	18,597	10,953
$x_{1сис.max}$	4,394	5,138	10,365	0,978	8,642	5,282
$r_{1сис.min}$	9,000	10,693	13,003	9,419	18,665	110,21
$x_{1сис.min}$	4,757	5,501	10,728	1,341	9,005	5,645
$\sum z_{k.max} = \sqrt{r^2 + x^2}$	9,954	11,802	16,576	9,402	20,507	12,160
$\sum z_{k.min} = \sqrt{r^2 + x^2}$	10,180	12,025	16,857	9,514	20,724	12,383
$I_{K3max} = U_n / (\sqrt{3} \cdot z_k)$ кА	0,365	0,308	0,219	0,387	0,177	0,299
$I_{K3min} = U_n / (\sqrt{3} \cdot z_k)$ кА	0,357	0,302	0,216	0,382	0,176	0,294

## 6.7.2 Расчет релейной защиты фидера 6 кВ №2 подстанции 35/6 кВ «Троицкая»

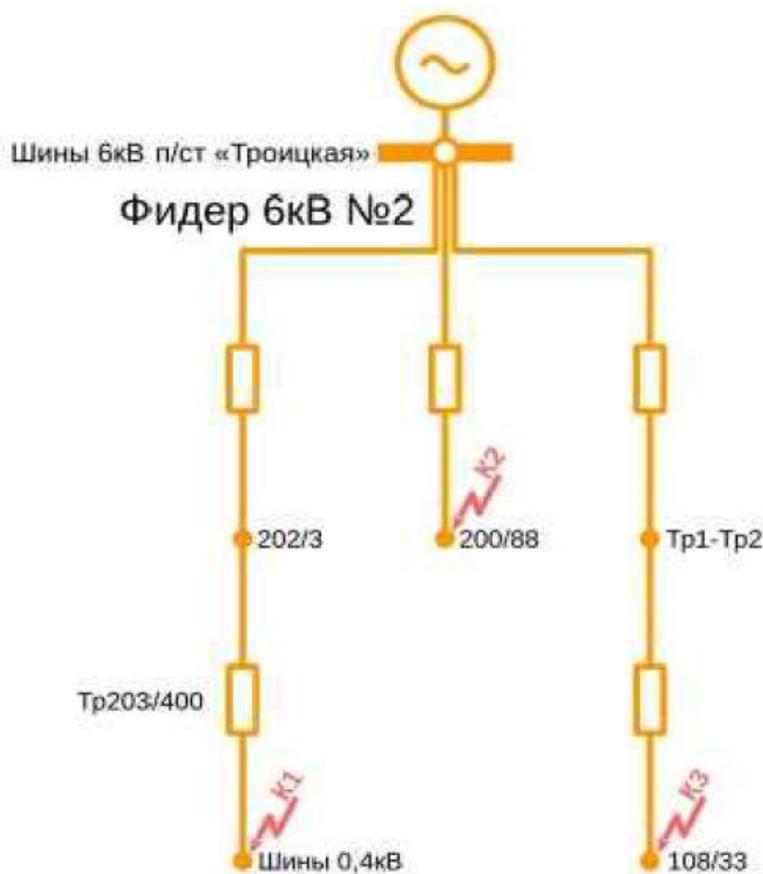


Рисунок 12 – Замещения фидера 6кВ №2

Сопротивление линии до Tr1\_Tr2

Провод А-35  $l=2,04$  км

Удельные сопротивления:  $r_{1уд}=0,910$  Ом/км;  $x_{1уд}=0,400$  Ом/км

Сопротивление участка:  $r_{1уд}=0,910 \cdot 2,04=1,856$  Ом;  $x_1=0,400 \cdot 2,04=0,816$  Ом

Сопротивление линии до (.)К-1 – оп.202/3

Провод А-35  $l=1,38$  км

Удельные сопротивления:  $r_{1уд}=0,910$  Ом/км;  $x_{1уд}=0,400$  Ом/км

Сопротивление участка:  $r_{1уд}=0,910 \cdot 1,38=1,256$  Ом;  $x_1=0,400 \cdot 1,38=0,552$  Ом

Параметры трансформатора КТП Tr203/400 РКЗ=5,5кВт;  $u_k=4,5\%$

Сопротивление трансформатора:  $r_{mp}=5,5/103 \cdot 6,32/0,42=1,34$  Ом;

$z_{mp}=4,5/100 \cdot 6,32/0,4=4,465$  Ом       $x_{mp}=\sqrt{4,465^2 - 1,3642^2}=4,251$  Ом

Сопротивление линии до (.)К2 – оп.200/88

Провод А-35  $l = 5,08$  км

Удельные сопротивления:  $r_{1уд} = 0,910$  Ом/км;  $x_{1уд} = 0,400$  Ом/км

Сопротивление участка:  $r_{1уд} = 0,910 \cdot 5,08 = 4,623$  Ом;  $x_1 = 0,400 \cdot 5,08 = 2,032$  Ом

Сопротивление линии до (.)К3 – оп.108/33

Провод А-35  $l = 2,04 + 9,72 = 11,76$  км

Удельные сопротивления:  $r_{1уд} = 0,910$  Ом/км;  $x_{1уд} = 0,400$  Ом/км

Сопротивление участка:  $r_{1уд} = 0,910 \cdot 11,76 = 10,702$  Ом;  $x_1 = 0,400 \cdot 11,76 = 4,704$  Ом

Параметры системы (шины 6 кВ ПС Троицкая»)

В максимальном режиме:  $r_{1сис} = 0,251$  Ом;  $x_{1сис} = 0,578$  Ом

В минимальном режиме:  $r_{1сис} = 0,319$  Ом;  $x_{1сис} = 0,941$  Ом

Таблица 9 – Расчет токов короткого замыкания Ф-2

Место 3-ф КЗ	(.) К1	(.) К2	(.) К3
$\sum r_1$	2,620	4,623	10,702
$\sum x_1$	4,803	2,032	4,704
$r_{1сис.max}$	3,871	4,874	10,953
$x_{1сис.max}$	6,381	2,610	5,282
$r_{1сис.min}$	3,939	4,942	11,021
$x_{1сис.min}$	6,744	2,973	5,645
$\sum z_{k.max} = \sqrt{r^2 + x^2}$	7,463	5,529	12,160
$\sum z_{k.min} = \sqrt{r^2 + x^2}$	7,810	5,767	12,383
$I_{КЗmax} = U_H / (\sqrt{3} \cdot z_k)$	0,487кА	0,658кА	0,299кА
$I_{КЗmin} = U_H / (\sqrt{3} \cdot z_k)$	0,466кА	0,631кА	0,294кА

### 6.7.3 Расчет релейной защиты фидера 6 кВ №4 подстанции 35/6 кВ «Троицкая»



Рисунок 13 – Схема замещения фидера 6 кВ №4

Сопротивление линии до (.)К1- оп.400/30

Провод А-50  $l=1,8$  км

Удельные сопротивления:  $r_{1уд}=0,630$  Ом/км;  $x_{1уд}=0,400$  Ом/км

Сопротивление участка:  $r_{1уд}=0,630 \cdot 1,8=1,134$  Ом;  $x_{1уд}=0,400 \cdot 1,8=0,720$  Ом

Сопротивление линии до (.)К2 – Тр402/400

Параметры трансформатора КТП Тр402/400 РКЗ=5,5кВт;  $u_k=4,5\%$

Сопротивление трансформатора:  $r_{mp}=5,5/103 \cdot 6,32/0,42=1,34$  Ом;

$z_{mp}=4,5/100 \cdot 6,32/0,4=4,465$  Ом       $x_{mp}=\sqrt{4,465^2 - 1,3642^2}=4,251$  Ом

Параметры системы (шины 6 кВ ПС Троицкая»)

В максимальном режиме:  $r_{1\text{сис}}=0,251 \text{ Ом}$ ;  $x_{1\text{сис}}=0,578 \text{ Ом}$

В минимальном режиме:  $r_{1\text{сис}}=0,319 \text{ Ом}$ ;  $x_{1\text{сис}}=0,941 \text{ Ом}$

Таблица 10 – Расчет токов короткого замыкания Ф-4

Место 3-ф КЗ	(.) К1	(.) К2
$\sum r_1$	1,134	1,364
$\sum x_1$	0,720	4,251
$r_{1\text{сис.max}}$	1,385	1,615
$x_{1\text{сис.max}}$	1,298	4,829
$r_{1\text{сис.min}}$	1,453	1,683
$x_{1\text{сис.min}}$	1,661	5,192
$\sum z_{k.\text{max}} = \sqrt{r^2 + x^2}$	1,898	5,092
$\sum z_{k.\text{min}} = \sqrt{r^2 + x^2}$	2,207	5,458
$I_{K3\text{max}} = U_H / (\sqrt{3} \cdot z_k)$	1,916кА	0,714кА
$I_{K3\text{min}} = U_H / (\sqrt{3} \cdot z_k)$	1,648кА	0,666кА

### 6.7.4 Расчет релейной защиты фидера 6 кВ №7 подстанции 35/6 кВ «Троицкая»



Рисунок 14 – Схема замещения фидера 6 кВ №7

Сопротивление линии до (.)К1- оп.707/99

Провод А-50  $l=7,20$  км

Удельные сопротивления:  $r_{1уд}=0,630$  Ом/км;  $x_{1уд}=0,400$  Ом/км

Сопротивление участка:  $r_{1уд}=0,630 \cdot 7,20=4,536$  Ом;  $x_1=0,400 \cdot 7,2=2,880$  Ом

Параметры трансформатора КТП Тр701/400 РКЗ=5,5кВт;  $u_k=4,5\%$

сопротивление трансформатора:  $r_{mp}=5,5/103 \cdot 6,32/0,42=1,364$  Ом;

$z_{mp}=4,5/100 \cdot 6,32/0,4=4,465$  Ом       $x_{mp}=\sqrt{4,465^2 - 1,364^2}=4,251$  Ом

Сопротивление линии до (.)К2- оп.700/194

Провод А-50  $l=11,64$  км

Удельные сопротивления:  $r_{1уд}=0,630$  Ом/км;  $x_{1уд}=0,400$  Ом/км

Сопrotивление участка:  $r_{1уд}=0,630 \cdot 11,64=7,333 \text{ Ом}$ ;  $x_{1уд}=0,400 \cdot 11,64=4,656 \text{ Ом}$

Параметры системы (шины 6 кВ ПС «Троицкая»)

В максимальном режиме:  $r_{1сис}=0,251 \text{ Ом}$ ;  $x_{1сис}=0,578 \text{ Ом}$

В минимальном режиме:  $r_{1сис}=0,319 \text{ Ом}$ ;  $x_{1сис}=0,941 \text{ Ом}$

Таблица 10 – Расчет токов короткого замыкания Ф-4

Место 3-ф КЗ	(.) К1	(.) К2
$\sum r_1$	5,900	7,333
$\sum x_1$	7,131	4,656
$r_{1сис.max}$	6,151	7,584
$x_{1сис.max}$	7,709	5,234
$r_{1сис.min}$	6,219	7,652
$x_{1сис.min}$	8,072	5,597
$\sum z_{k.max} = \sqrt{r^2 + x^2}$	9,862	9,215
$\sum z_{k.min} = \sqrt{r^2 + x^2}$	10,190	9,480
$I_{КЗmax} = U_n / (\sqrt{3} \cdot z_k)$	0,369кА	0,395кА
$I_{КЗmin} = U_n / (\sqrt{3} \cdot z_k)$	0,357кА	0,384кА

### 6.8 Расчет дифференциальной защиты Т-1, Т-2 S-10 МВА подстанции 35/6 кВ «Троицкая» на микропроцессорной защите «Сириус-Т»

**Дифференциальная защита** – это такой вид релейной защиты, который выражен высшей степенью селективности и быстродействием. Используется с целью осуществления защиты всех видов трансформаторов, различного рода генераторов, двигателей, ВЛ и различных секций шин.

Расчет дифференциальной токовой защиты, дифференциальной токовой отсечки – ДЗТ-1, чувствительной дифференциальной защиты – ДЗТ-2 целесообразно выполнять с помощью таблиц.

Таблица 11 – Расчет дифференциальной токовой защиты, дифференциальной токовой отсечки, чувствительной дифференциальной защиты

Тип Трансформатора	ТДНС-10/36,75 ± 8x1,5%/6,6 Y/Δ-11		
Название	Определение и формула нахождения	Параметры для сторон	
		ВН 36,75кВ	НН 6,6кВ
<b>Дифференциальная токовая защита</b>			
Первич. ток на стороне тр-ра при $S_{ном}, A$	$I_H = \frac{S_H}{U_H \cdot \sqrt{3}}$	$\frac{10}{\sqrt{3} \cdot 36,75} = 157$	$\frac{10}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 875$
К-нт трансформации ТТ	$K_{ТТ}$	300/5	1500/5
Схема соединения ТТ	$k_{cx}$	1	1
Втор. Токи в плечах защит при $S_{ном}, A$	$i_{НВ} = \frac{I_n}{K_{ТТ}} \cdot k_{cx}$	$\frac{157}{300/5} = 2,62$	$\frac{875}{1500/5} = 2,92$
Принятые значения, А	$I_{Н.ВН} - I_{Н.НН}$	2,62	2,92
Размах РПН, %	Размах РПН	12	-
Группа сборки ТТ на стороне ВН	0 / 1 / 5 / 6 / 7 / 11	11	-
Группа сборки ТТ на стороне НН	0 / 1 / 5 / 6 / 7 / 11	-	0
<b>Дифференциальная отсечка – ДЗТ-1</b>			
Макс. ток внешнего КЗ на стороне НН, приведенный к стороне ВН	$I_{КЗвнешн. макс}$	990А	

Продолжение таблицы 11

Расчетный макс. ток внешнего к.з., приведен. К номин. току тр-ра, о.е.	$I_{KЗвнешн.макс}^* = \frac{I_{KЗвнешн.макс}}{I_{ном.тр}}$	990/157=6,3=7,0
Ток небаланса	$I_{нб} = k_{отс} \cdot k_{нб}^{(1)} \cdot I_{KЗвнешн.макс}$	1,2·0,7·6,3=5,3
Выбор уставки срабатывания	$I_{диф} / I_{ном} \geq I_{нб}$	7,0 ≥ 5,3
Принятое значение уставки	$I_{диф} / I_{ном}$	7,0
<b>Чувствительная дифференциальная защита – ДЗТ-2</b>		
Принятое значение базовой уставки срабатывания	$I_{Д1} / I_{ном}$	$0,3 \cdot I_{ном} = 0,3 \cdot 157 = 47,1$
Коэффициент снижения тормозного тока	$k_{снт} = 1 - 0,5 \cdot (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав})$	$0,5 \cdot (1 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,04) = 0,82$
Расчетный коэффициент торможения в процентах	$k_{ТОРМ} = 100 \cdot I_{диф} / I_{ТОРМ}$ $100 \cdot k_{отс} \cdot (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) / k_{снт}$	$100 \cdot 1,2 \cdot (1 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,04) / 0,82 = 52,7$
Принятое значение уставки коэффициента торможения	$k_{ТОРМ}, \%$	53
Принятое значение уставки второй точки излома	$I_{Т2} / I_{ном}$	314
Принятое значение уставки блокировки по второй гармонике	$I_{ДГ2} / I_{ДГ1}$	0,15
<b>Небаланс плеч ДЗТ – ДЗТ-3</b>		
Небаланс плеч	$I_{диф} / I_{ном}$	0,1 т.е. $I_{сз} = \frac{0,1 \cdot 157}{300/5} = 0,26A$

Уставки дифференциальной защиты трансформатора на микропроцессорной защите «Сириус-Т» выставлены согласно рекомендаций производителя для двухобмоточных трансформаторов мощностью 10 МВА.

### 6.9 Расчет уставок защит вводов 6кВ Т-1, Т-2 S-10 МВА на МПУ «Сириус-2В»

Таблица 12 – Расчет уставок защит вводов 6кВ

Защита	Параметр срабатывания	Условие выбора	Расчет	Значение
МТЗ-2	$I_{ном.расч.}$	Номинальный ток расчетной мощности	$I_{н.сек} = \frac{0,7 \cdot S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{0,7 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 612A$	612
	$I_{C3}$	По условию отстройки от тока нагрузки секции	$I_{C3} \geq \frac{k_H \cdot k_{сеп}}{k_g} \cdot I_{н.сек} = \frac{1,1 \cdot 1,3}{0,92} \cdot 612 = 952A$	1000
		$i_{cp} = I_{C3} \cdot k_{CX} / n_{TT}$	$i_{cp} = 1000 \cdot 1 / 200 = 5,0A$	5,0
	По чувствительности	$k_{\chi} = \frac{I_{K3min}^{(2)}}{I_{C3}} = \frac{3661 \cdot \sqrt{3} / 2}{1000} = 3,17 > 1,5$	×	
$t_{C3}$	На отключение	$t_{C3} \geq t_{C3\Phi,6} + \Delta t = 1,0 + 0,2 = 1,2$	1,2	

Исходя из таблицы 12, приняты следующие значения:

$$I_{C3} = 1000A, i_{cp} = 5A, t_{C3} = 1,1c, n_{TT} = 1000/5, k_{cx} = 1$$

### 6.10 Расчет уставок защит СВВ-6кВ на МПУ «Сириус-21С»

Расчет уставок защит СВВ-6кВ на МПУ «Сириус-21С» представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Расчет уставок защит СВВ-6кВ

Защита	Параметр срабатывания	Условие выбора	Расчет	Значение
МТЗ-2	$I_{ном.расч.}$	Номинальный ток расчетной мощности	$I_{н.сек} = \frac{0,7 \cdot S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{0,7 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 612A$	612
	$I_{C3}$	По условию отстройки от тока нагрузки секции	$I_{C3} \geq \frac{k_H \cdot k_{сэл} \cdot I_{н.сек}}{k_\theta} = \frac{1,1 \cdot 1,3}{0,92} \cdot 612 = 952A$	1000
		$i_{cp} = I_{C3} \cdot k_{CX} / n_{TT}$	$i_{cp} = 1000 \cdot 1 / 200 = 5,0A$	5,0
		По чувствительности	$k_q = \frac{I_{K3min}^{(2)}}{I_{C3}} = \frac{3661 \cdot \sqrt{3} / 2}{1000} = 3,17 > 1,5$	×
$t_{C3}$	На отключение	$t_{C3} \geq t_{C3\phi-6} + \Delta t = 1,0 + 0,2 = 1,2$	1,2	

Исходя из таблицы 13, приняты следующие значения:

$$I_{C3} = 1000A, i_{cp} = 5A, t_{C3} = 1,1c, n_{TT} = 1000/5, k_{cx} = 1$$

### 6.11 Расчет уставок защит вводов 35кВ Т-1,Т-2 S-10 МВА на МПУ «Сириус-УВ»

Расчет уставок защит вводов 35кВ Т-1,Т-2 S-10 МВА на МПУ «Сириус-УВ» представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Расчет уставок защит вводов 35 кВ

Защита	Параметр срабатывания	Условие выбора	Расчет	Значение
МТЗ-2	$I_{ном.расч.}$	Номинальный ток расчетной мощности	$I_{н.мп} = \frac{1,4 \cdot S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{1,4 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 37} = 218A$	218
	$I_{C3}$	По условию отстройки от тока нагрузки секции	$I_{C3} \geq \frac{k_H \cdot k_{сзн}}{k_g} \cdot I_{н.мп} = \frac{1,1 \cdot 1,3}{0,92} \cdot 218 = 339A$	360
		По согласованию с МТЗ ВВ-6кВ	$I_{C3} \geq k_{н.с.} \cdot I_{C3ВВ-6} \cdot n_T = 1,1 \cdot 1900 \cdot 6,3 / 37 = 324A$	360
		$I / I_{номТТ}$	$360 / 300 = 1,2$	1,2
		По чувствительности	$k_{ч} = \frac{I_{К3\min}^{(2)}}{I_{C3}} = \frac{624 \cdot \sqrt{3} / 2}{360} = 1,5$	×
		$t_{C3}$	На отключение	$t_{C3} \geq t_{CВВ-6} + \Delta t = 1,4 + 0,2 = 1,6$

Исходя из таблицы 14, приняты следующие значения:

$$I_{C3} = 360A, i_{cp} = 6A, t_{C3} = 1,6с, n_{ТТ} = 300/5, k_{сх} = 1, I / I_{ном.нн} = 1,2$$

## 6.12 Расчет уставок защит вводов 6кВ Т-1, Т-2 S-10 МВА на МПУ «Сириус-Т»

Таблица 15 – Расчет уставок защит вводов 6 кВ

Защита	Параметр срабатывания	Условие выбора	Расчет	Значение
МТЗ НН	$I_{ном.расч.}$	Номинальный ток расчетной мощности	$I_{н.пр} = \frac{1,4 \cdot S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{1,4 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 1225A$	1225
	$I_{C3}$	По условию отстройки от тока нагрузки	$I_{C3} \geq \frac{k_H \cdot k_{сэл}}{k_6} \cdot I_{н.пр} = \frac{1,1 \cdot 1,3}{0,92} \cdot 1225 = 1904A$	1905
		По согласованию с МТЗ СВВ-6кВ	$I_{C3} \geq k_{н.с.} \cdot (I_{C3СВВ-6} + I_{н.сек}) = 1,1 \cdot 1612 = 1773A$	1905
		$I / I_{номНН}$	$1905 / 1500 = 1,7$	1,7
		По чувствительности	$k_\chi = \frac{I_{К3\min}^{(2)}}{I_{C3}} = \frac{3661 \cdot \sqrt{3} / 2}{1900} = 1,67 \geq 1,5$	×
$t_{C3}$	На отключение	$t_{C3} \geq t_{C3СВВ-6} + \Delta t = 1,2 + 0,2 = 1,4$	1,4	

Продолжение таблицы 15

МТЗ ВН-1	$I_{ном.расч.}$	Номинальный ток расчетной мощности	$I_{н.мп} = \frac{1,4 \cdot S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{1,4 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 37} = 218A$	218
	$I_{C3}$	По условию отстройки от тока нагрузки секции	$I_{C3} \geq \frac{k_H \cdot k_{сзн}}{k_\theta} \cdot I_{н.мп} = \frac{1,1 \cdot 1,3}{0,92} \cdot 218 = 339A$	360
		По согласованию с МТЗ-НН-6кВ	$I_{C3} \geq k_{н.с} \cdot I_{C3BB-6} \cdot n_T = 1,1 \cdot 1900 \cdot 6,3/37 = 324A$	360
		$I / I_{номТТ}$	360/300=1,2	1,2
		По чувствительности	$k_\chi = \frac{I_{КЗ\min}^{(2)}}{I_{C3}} = \frac{624 \cdot \sqrt{3} / 2}{360} = 1,5$	×
		$t_{C3}$	На отключение	$t_{C3} \geq t_{CBB-6} + \Delta t = 1,4 + 0,2 = 1,6$
Защита от перегруза на стороне 35 кВ	$I_{C3}$	По отстройке от номинального тока	$I_{C3} \geq \frac{k_H \cdot k_{сзн}}{k_\theta} \cdot I_{н.мп} = \frac{1,1 \cdot 1,3}{0,92} \cdot 218 = 339A$	180
		$I_{ВН} / I_{номВН}$	180/300	0,6
	$t_{C3}$	На сигнал	-	9,0

Продолжение таблицы 15

Обдув Д	$I_{C3}$	Включение обдува при $S=5MB \cdot A$	$I_{C3} = \frac{k_n}{k_g} \cdot I_{н.тр} = \frac{1,05}{0,92} \cdot 157 = 179A$	78
		$I_{BH} / I_{номBH}$	78/300	0,26
	$t_{C3}$	На включение	-	9,0
УРОВ ВН	$I_{C3}$	70% $I_{н.тр}$	$I_{C3} = 0,7 \cdot I_{н.тр} / 1,1 = 0,7 \cdot 157 / 1,1 = 100A$	99
		$I_{BH} / I_{номBH}$	99/300	0,33
	$t_{C3}$	На отключение	-	0,2
Блок.	$I_{C3}$	$2 \cdot I_{н.тр}$	$2 \cdot 157 = 314A$	314

## Заключение

Данная ВКР представляет собой завершённую работу, в которой указаны расчёты и мероприятия по реконструкции действующей подстанции 35/6 кВ «Троицкая».

На основе характеристик и состояния основного оборудования, месячных, годовых графиков нагрузок подстанции был выполнен расчёт количества, мощности и типа заменяемых трансформаторов, выбрана главная электрическая схема подстанции, получены показания токов короткого замыкания на шинах 36/6 кВ, подробно осуществлён подбор оборудования средств релейной защиты и аварийной автоматики, произведён расчёт токов короткого замыкания отдельно по каждому фидеру ПС «Троицкая», также выбраны уставки релейной защиты.

## Список используемых источников

1. Нормы технологического проектирования ПС переменного тока высшим напряжением 35-750 кВ, 2009.
2. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 7-е издание, переработанное и дополненное, с изменениями. – М.: Министерство энергетики РФ, 2003.
3. Радкевич, В.Н. Электроснабжение промышленных предприятий / В.Н. Радкевич, В.Б. Козловская, И.В. Колосова // Учеб. пособие. – Минск : ИВЦ Минфина, 2015.
4. Янукович, Г.И. Электроснабжение сельского хозяйства / Г.И. Янукович // Курсовое и дипломное проектирование: учеб. пособие: 3-е изд., доп. и исправ. – Минск: ИВЦ Минфина, 2016.
5. Кабышев, А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения / А.В. Кабышев, С.Г. Обухов // Справочные материалы по электрооборудованию: Учеб. пособие. – Томск: Томский политехнический университет, 2015.
6. Киреева Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий / Э.А. Киреева // учебное пособие - Кнорус: Бакалавр, 2013.
7. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий / Б.И. Кудрин. – М.: Интермет Инжиниринг, 2012.
8. Хорольский, В.Я. Эксплуатация систем электроснабжения / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. – Москва, Форум, Инфра-М, 2013.
9. Марквардт, К.Г. Электроснабжение электрифицированных железных дорог / К.Г. Марквардт. – Санкт-Петербург, 2012.
10. Околович, М.Н. Проектирование электрических станций / М.Н. Околович. – М.: Энергоатомиздат, 2005.
11. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. В.Г.Герасимова и др. – М.: МЭИ, 2002.

12. Юндин, М.А. Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению сельского хозяйства / М.А. Юндин, А.М. Королев – Санкт-Петербург, Лань, 2011.
13. Хорольский, В.Я. Надежность электроснабжения / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. – Санкт-Петербург, Форум, Инфра-М, 2013.
14. Алиев, И.И. Кабельные изделия / И.И. Алиев - Справочник. М.: ИП РадиоСОФТ, 2001.
15. Дубинский, Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением выше 1000В / Г.Н. Дубинский, Л.Г. Левин. – Москва, Солон-Пресс, 2014.
16. Салтыков, В.М. Проектирование электрической части подстанций в энергосистемах / В.М. Салтыков // Учеб. Пособие. - Тольятти: ТГУ, 2002.
17. Kudelcik, J. The Resistance of Breakdown in Transformer Oil, Advances in Electrical and Electronic Engineering / J. Kudelcik [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://advances.utc.sk/index.php/AEEE/article/view/117/100>.
18. Singh, P.K. Neural Network based Modeling and Simulation of Transformer Inrush Current, 2012, I.J. Intelligent Systems and Applications / P.K. Singh, D.K Chaturvedi [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.mecs-press.org/ijisa/ijisa-v4-n5/v4n51.html>.
19. Sulphur Hexafluoride (SF<sub>6</sub>) Circuit Breakers -Construction, Working, Advantages and Disadvantages [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.studyelectrical.com/2014/07/sulphurhexaflouride-sf6-circuit-breaker-construction-working-advantages.html>.
20. Current Transformers Windings and Rated Insulation Levels [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.studyelectrical.com/2014/06/current-transformers-primary-secondary-windings-ct.html>.
21. Working Principle of Earth Leakage Circuit Breaker ELCB /Voltage and Current ELCB.RCCB [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.electrical4u.com/working-principle-of-earth-leakage-circuit-breaker-elcb-voltage-current-elcb-rccb/>.