

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части понизительной подстанции
110/35/6 кВ «Красноглинская-1»

Студент(ка)

А.В. Аксенов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.Л. Спиридонов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина _____

« ____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

АННОТАЦИЯ

В квалификационной работе представлен проект реконструкции ПС 110/35/6 кВ «Красноглинская-1». Приведены основные потребители ПС 110/35/6 кВ «Красноглинская-1» и их технические параметры. Рассчитана величина нагрузок электроприемников и используемая мощность от энергосистемы. Рассчитаны токи КЗ.

Рассчитано и выбрано электрооборудование для реконструкции главной понизительной подстанции ПС 110/35/6 «Красноглинская-1»-110/35/6 кВ ПАО "МРСК Волги". Выбрана схема электроснабжения ПС 110 кВ и источник питания ГПП.

Пояснительная записка к квалификационной работе выполнена на 48 листах формата А4. и содержит 4 рисунка, 25 таблиц.

Графическая часть представлена 6 на чертежах формата А1.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1 Характеристика потребителей ПС 110/35/6 кВ «Красноглинская-1» и объекта реконструкции.....	7
1.1 Существующая схема. Необходимость реконструкции и технического перевооружения.....	9
1.2 Основные компоновочные решения	11
2 Расчет электрических нагрузок спортивного комплекса.....	13
2.1 Расчет электрических нагрузок.....	13
3 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов.....	17
3.1 Выбор типа силовых трансформаторов	17
4 Расчет токов короткого замыкания.....	21
4.1 Расчет токов короткого замыкания.....	22
4.2 Расчет ударных токов	26
5 Выбор оборудования электросилового оборудования ПС 110/35/6 кВ «Красноглинская-1»	27
5.1 Выбор оборудования ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ «Красноглинская-1».....	27
5.2. Выбор оборудования ОРУ 35 кВ ПС «Красноглинская-1».....	32
5.3 Выбор оборудования закрытого распределительного устройства 6 кВ подстанции «Красноглинская-1».....	34
6 Расчет уставок микропроцессорной релейной защиты ПС 110 кВ «Красноглинская-1»	41
6.1 Общая характеристика микропроцессорных терминалов защит «Сириус 2М»	41
6.2 Расчет релейной защиты трансформаторов.....	41
Заключение.....	46
Список использованных источников.....	47

Введение

Для России проблема электроснабжения городов и промышленных центров имеет особую значимость, поскольку большая часть ее территории находится в суровых климатических зонах, и требования к надежности систем электроснабжения должны быть очень жесткими. На современном этапе требуется повышение надежности электроснабжения городов в связи с массовой многоэтажной застройкой административных и жилых районов города, возрастающей электрификацией бытовой и коммунальной сфер, ростом разнообразия, единичных мощностей и категорийности электроприемников.

Анализируя современные тенденции электрификации коммунально-бытовых и производственных процессов в городах, следует отметить, что надежность их электроснабжения должна рассматриваться как комплекс, состоящий из таких единичных свойств, как безотказность, живучесть и безопасность.

Основные проблемы электроснабжения городов связаны с живучестью и безопасностью. При этом невозможно обеспечить надежность системы электроснабжения без модернизации электрических сетей и использования на распределительных, главных понизительных подстанциях современного оборудования и новейших систем автоматического управления и микропроцессорный релейной защиты.

Целью данной квалификационной работы является – рационально выбрать на замену устаревшему электросиловое оборудование главной понизительной подстанции с высшим напряжением 110 кВ ПС «Красноглинская-1» 110/35/6 кВ ПАО "МРСК Волги".

Для решения поставленной цели необходимо произвести расчет нагрузки приходящуюся на данную подстанцию с учетом ввода новых потребителей, рассчитать сечение ВЛ-110 кВ проверить загрузку силовых трансформаторов и выбрать оборудование ПС 110 кВ «Красноглинская-1».

1 Характеристика потребителей ПС 110/35/6 кВ «Красноглинская-1» и объекта реконструкции

ПС 110/35/6 кВ «Красноглинская-1» относится к высоковольтным подстанциям системообразующей сети системы электроснабжения г. Самары и является основным источником питания Красноглинского района г.о. Самара.

Основным потребителем от ПС 110 кВ «Красноглинская-1» является пос. Красный Пахарь Красноглинского района г.о. Самара. Особенностью данного района является большая концентрация электрических нагрузок, связанная с активными темпами строительства в данном районе жилых комплексов, а также инфраструктуры к чемпионату мира по футболу 2018 года. В связи с этим доля потребителей первой и второй категории по надежности с перспективой на 2018 год оценивается в 50-70 % общей нагрузки данного района. Это определяет высокие требования к надёжности схемы электроснабжения данного района. Выполнение реконструкции в условиях действующей подстанции осложняется необходимостью непрерывности функционирования подстанции в период ее реконструкции, требованиями обеспечения надежности электроснабжения потребителей на всех этапах реконструкции, а также требованиями условий безопасности при выполнении строительно-монтажных работ.

Питающим центром ПС 110 кВ «Красноглинская-1» является ПС 220 кВ Кировская. Посредством ВЛ 110 кВ Кировская – Красноглинская I,II цепь (ВЛ 110 кВ Красноглинская-3, ВЛ 110 кВ Красноглинская – 4) осуществляется питание непосредственно ПС 110 кВ Красноглинская-1 и ответвительных ПС 110 кВ Береза, Малая Царевщина, Горная, РВС, Козелковская, ДСК-2.

Существующие схема электрических соединений ОРУ 110 кВ двух трансформаторной ПС 110 кВ «Красноглинская-1» 110/35/6 кВ выполнена по схеме «Две рабочие и обходная системы шин».

В ОРУ 110 кВ подключены шесть ВЛ 110 кВ и два трех обмоточных силовых трансформатора Т1-ТДТН-40000/110/35, Т2-ТДТН-40000/110/35.

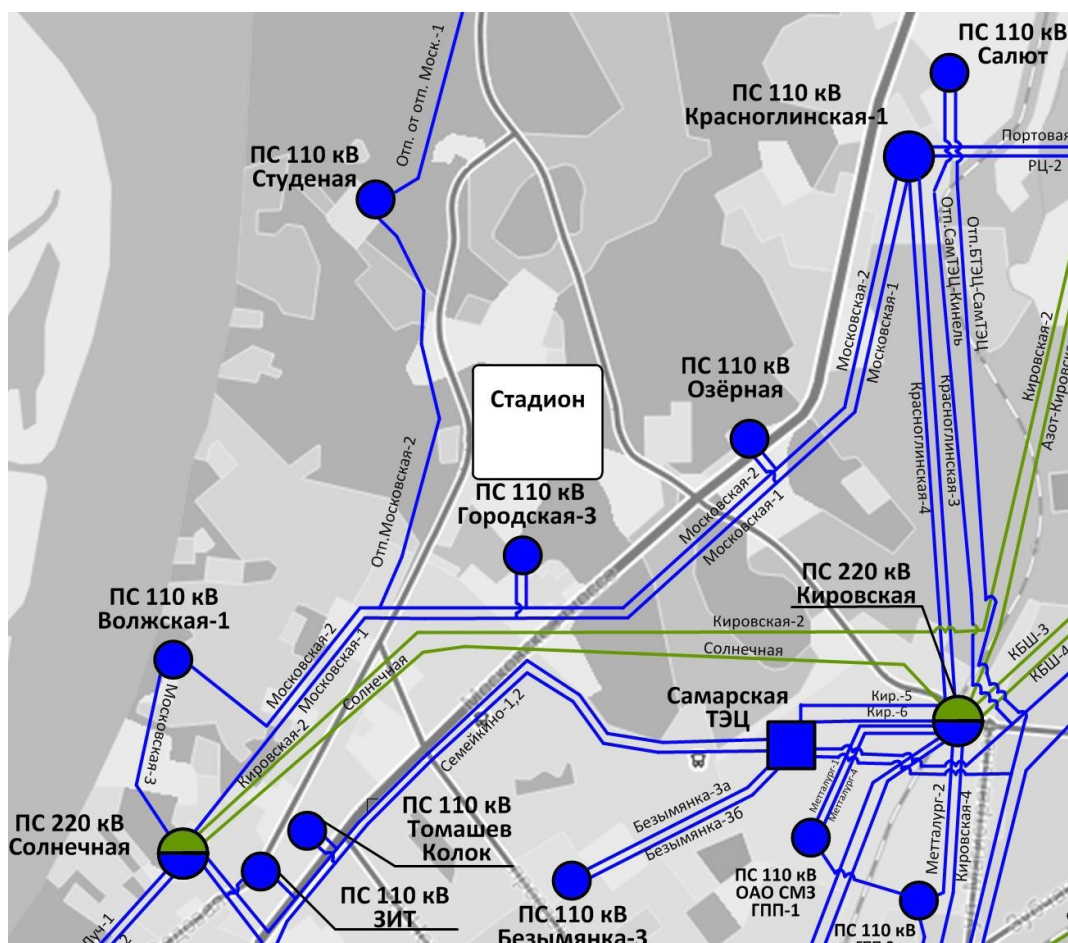


Рисунок 1.1 - Карта – схема существующей сети 110 кВ, прилегающей к ПС 110 кВ «Красноглинская-1»

В ОРУ 110 кВ установлены выключатели МКП-160М, МКП-110М, выносные трансформаторы тока ТФНД-110, разъединители РЛНД-110/600, с ручными приводами на главных и заземляющих ножах, трансформаторы напряжения НКФ-110, разрядники вентильные РВС-110.

Таблица 1.1 – Характеристика высоковольтных выключателей 110 кВ

Присоединение	Тип выключателя	Т _{откл} , кА	Расчет тока к.з. в 2017г		Расчет тока к.з. в 2018г		Примечание
			Т ⁽³⁾ , кА	Т ⁽¹⁾ , кА	Т ⁽³⁾ , кА	Т ⁽¹⁾ , кА	
Красноглинская-3	МКП-160М	18,4	22,6	17,5	25,1	20,0	Подлежат замене
Московская-1	МКП-160М	18,4	-	-	20,5	16,2	Подлежат замене
Московская-2	МКП-110М	18,4	22,6	16,3	25,1	18,9	Подлежат замене
Красноглинская-4	МКП-110М	18,4	22,6	17,5	25,1	20,0	Подлежат замене
ШСВМ-110	МКП-110М	18,4	22,6	17,5	25,1	20,0	Подлежат замене
ОВ-110	МКП-110М	18,4	22,6	17,5	25,1	20,0	Подлежат замене
110-С1Т	МКП-160М	13,2	22,6	15,2	25,1	20,0	Подлежат замене
110-С2Т	МКП-110М	18,4	22,6	15,8	25,1	20,0	Подлежат замене

Оборудование ОРУ 110 кВ морально и физически устарело и требует полной замены, строительные конструкции находятся в неудовлетворительном состоянии.

1.1 Существующая схема. Необходимость реконструкции и технического перевооружения

Существующие схемы электрических соединений ОРУ 110 кВ по схеме «Две рабочие и обходная системы шин» (схема 110-13Н). В ОРУ 110 кВ подключены шесть ВЛ 110 кВ и два трех обмоточных силовых трансформатора Т1-ТДТН-40000/110/35/6 кВ, Т2-ТДТН-40000/110/35/6 кВ.

Питающим центром ПС 110 кВ «Красноглинская-1» является ПС 220 кВ Кировская. Посредством ВЛ 110 кВ от Кировская – Красноглинская I,II цепь (ВЛ 110 кВ Красноглинская-3, ВЛ 110 кВ Красноглинская – 4) осуществляется питание непосредственно ПС 110 кВ «Красноглинская-1».

Существующая электрическая схема соединений ОРУ-110 кВ обеспечивает такой режим работы, при котором обе системы шин находятся в

работе при соответствующем фиксированном распределении всех присоединений. Линии и силовые трансформаторы присоединены к первой системе шин, другие линии и трансформатор присоединены ко второй системе шин, через шиносоединительный выключатель включен. Такое распределение присоединений увеличивает надежность схемы, так как при КЗ на шинах отключаются, шиносоединительный выключатель отключается только половина присоединений.

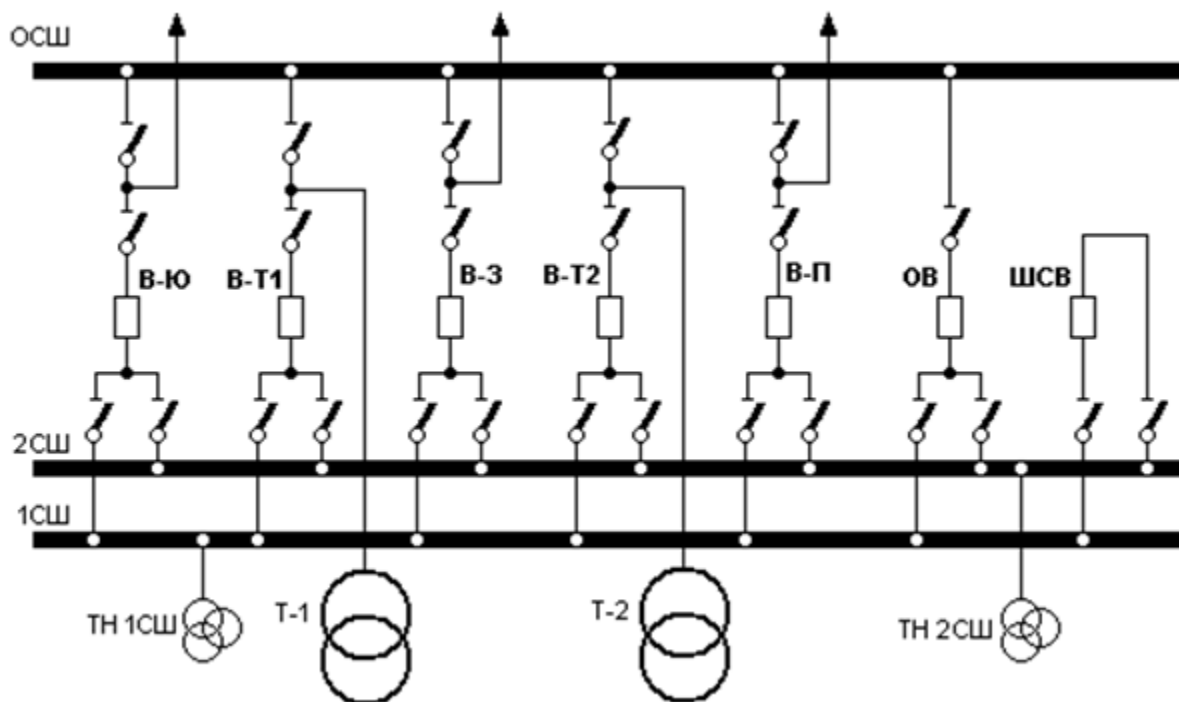


Рисунок 1.2 – Существующая схема ОРУ -110 кВ ПС 110 кВ
«Красноглинская-1»

Если повреждение на шинах устойчивое, то отключившиеся присоединения переводят на исправную систему шин. Перерыв электроснабжения половины присоединений определяется длительностью переключений, что является недостатком.

Данный недостаток устраняется реконструкцией силовых выключателей 110 кВ МКП-160М, МКП-110М на современные элегазовые выключатели с высокими коммутационными характеристиками.

В связи с активными темпами строительства в данном районе жилых комплексов, а также инфраструктуры к чемпионату мира по футболу 2018

года необходимо рассмотреть загрузку существующих силовых трансформаторов.

Оборудование ОРУ 35 кВ и ЗРУ 6 кВ ПС 110 кВ Красноглинская-1 морально и физически устарело и требует полной замены.

В связи с этим в данной квалификационной работе будет рассмотрен вопрос реконструкции электрической части понизительной подстанции 110/35/6 кВ «Красноглинская-1».

1.2 Основные компоновочные решения

Самым главным, при предварительной проработке вариантов, считается повышение надежности работы подстанции и возможность организации строительства в условиях действующей подстанции.

Повышение надежности работы подстанции достигается заменой существующего оборудования на современное оборудование.

При рассмотрении выбора вариантов реконструкции примем следующие:

- ОРУ 110 кВ выполнить на оборудовании открытой установки. Так как строительство КРУЭ 110 кВ, в современной экономической обстановке в России (кризисные явления в комплексе с экономическими санкциями со стороны стран ЕС и США) является не рациональным и делает реализацию данного варианта сложным и дорогостоящим. При этом на последнем заседании Правительства Самарской области было принято решение на снижение капитальных затрат на модернизацию системы внешнего электроснабжения г. Самары и подготовки к ЧМ по футболу в 2018 году на 3,2 млрд. рублей.

- Схему ОРУ 110 кВ принять существующую две рабочие СШ с обходной системой шин с подключением Т1 и Т2 через элегазовые выключатели.

- Предусмотреть ячейки под расширение ОРУ 110, 35кВ и ЗРУ 6 кВ.

Все оборудование, устанавливаемое на подстанции, должно быть устойчивым к токам короткого замыкания и обеспечивать протекание токов нагрузки – шины ОРУ 110 кВ – 25,1 кА/20,1 кА (ток трехфазного КЗ/ток однофазного КЗ).

При проведении реконструкции ОРУ-110 кВ рекомендовать к использованию следующее оборудование:

- выключатели – элегазовые бакового типа;
- трансформаторы тока – встроенные, индуктивные;
- разъединители – горизонтально-поворотного типа с двигательными приводами для главных и заземляющих ножей;
- трансформаторы напряжения – емкостного типа, антирезонансные;
- ограничители перенапряжения нелинейные, со счетчиком срабатываний;
- гибкая ошиновка сборных шин.

Для ОРУ-35 кВ:

- выключатели – вакуумные;
- трансформаторы тока – выносные;
- разъединители – горизонтально-поворотного типа с двигательными приводами для главных и заземляющих ножей;
- трансформаторы напряжения – емкостного типа, антирезонансные;
- ограничители перенапряжения нелинейные, со счетчиком срабатываний.

При проведении реконструкции ЗРУ - 6 кВ рекомендовать использование модульного здания с ячейками КСО – СВЭЛ-293 укомплектованными вакуумными выключателями.

2 Расчет электрических нагрузок спортивного комплекса

2.1 Расчет электрических нагрузок

В основу расчета положена «Инструкция по проектированию городских электрических сетей» РД 34.20.185-94 [7].

Суть данного метода состоит в следующем:

1. Все электроприемники разбиваются на характерные группы с однородным режимом работы и объединяются по месту подключения.
2. Для каждой характерной группы определяют:
 - а) среднюю активную мощность за наиболее загруженный период суток группы электроприемников одинакового режима работы:

$$P_{cpi} = K_u \cdot \sum P_{номi} \quad (2.1)$$

где $P_{номi}$ – номинальная мощность электроприемников,

K_u – групповой коэффициент использования.

- б) среднюю реактивную мощность за наиболее загруженный период суток для группы электроприемников одинакового режима работы:

$$Q_{cpi} = \sum p_{cp} \cdot tg \varphi, \quad (2.2)$$

где $tg \varphi$ – соответствует групповому коэффициенту мощности.

3. Находят суммарную среднюю нагрузку по месту подключения электроприемников:

$$P_{cp\Sigma} = \sum_k P_{cpi}, \quad (2.3)$$

$$Q_{cp\Sigma} = \sum_k Q_{cpi}, \quad (2.4)$$

4. Определяют средневзвешенный коэффициент использования для рассматриваемой группы электроприемников:

$$K_{иср} = \frac{P_{ср\Sigma}}{\Sigma P_{ном}}, \quad (2.5)$$

5. Определяется эффективное или приведенное число электроприемников в группе $n_{\text{э}}$

$$n_{\text{э}} = \frac{\left(\sum_{i=1}^m n_i \cdot P_{н.эi} \right)}{\sum n_i \cdot P_{н.эi}^2} \quad (2.6)$$

где n_i – приведенное число электроприемников.

$P_{н.эi}$ – номинальная мощность ”приведенного” электроприемника, которая для i -го узла определяется из соотношения $P_{н.эi} = P_{ни} / n_i$.

$P_{ни}$ – суммарная мощность всей группы электроприемников i -го узла.

Если в результате расчета получили, что $n_{\text{э}} > n$, то $n_{\text{э}} = n$.

6. По упорядоченным диаграммам определяют коэффициент максимума:

$$K_m = f(K_{иср}; n_{\text{э}}) \quad (2.7)$$

7. Определяется расчетная нагрузка:

$$P_p = K_m \cdot P_{ср\Sigma} \quad (2.8)$$

$$Q_p = K'_m \cdot Q_{ср\Sigma}, \quad (2.9)$$

где $K'_m = 1.1$, если $n_{\text{э}} \leq 10$; $K'_m = 1$, если $n_{\text{э}} > 10$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (2.10)$$

Данные расчета электрической нагрузки с учетом ввода новых объектов до 2025 года в соответствии с расчетными данными Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Самарской области. Расчет сведен в таблицу 2.2.

Таблица 2.1 - Ввод новых объектов до 2025 года согласно техническим условиям на основании данных Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Самарской области

№ п/п	Потребитель	Год ввода в эксплуатацию	Максимальная мощность, МВт
1	ЗАО (ППСО) АО "Авиакор"	2017	10
2	ООО "Экодолье Самара"	2015-2017	3,9
3	ООО "Танфер"	2016	1,2
4	ООО "Самара-Базис"	2015, 2017	0,912
5	Муниципальное Предприятие города Самары "Самараводоканал"	2016	0,835
6	ООО "Прад"	2016	2,252
7	ООО "Завод приборных подшипников"	2017	5,0
8	ГБУЗ "СОКОД"	2016, 2017	3,145
ИТОГО			28,0

Таблица 2.1 – Расчет электрических нагрузок по данным Министерства энергетики и ЖКХ Самарской области

Наименование потребителя	$\cos\varphi$	Расчетная электрическая нагрузка P_p , кВт, приведенная к шинам 110 кВ ПС 110 кВ	$\operatorname{tg}\varphi$	$Q_{p.l.}$, кВар	S_p , кВА
Коммунально-бытовая нагрузка	0,85	18014	0,65	13501	
Промышленная нагрузка	0,8	27500	0,75	17832	
Ввод новых объектов до 2025 года согласно новым ТУ	0,92	28000	0,43	12040	
Итого по ПС 110 кВ		73514	0,59	43373	77782

3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ПС 110 кВ

3.1 Выбор типа силовых трансформаторов ПС 110 кВ «Красноглинская-1»

При выборе типа силовых трансформаторов на ПС:

Так как все преобладают потребители 1 и 2 категории, выбираются два трансформатора. $S_{T.НОМ}$ определяется с учетом коэффициента участия потребителей первой категории. Определим загрузку трансформаторов с учетом ввод новых потребителей до 2025 года согласно техническим условиям и выбираем 2 силовых трёхобмоточных трансформатора используя формулу:

$$S_{ном.Т} \geq \frac{S_{max.ПС} \cdot K_{1-2}}{K_{пер} \cdot (n - 1)}, \quad (3.1)$$

где K_{1-2} - коэффициент участия в нагрузке потребителей первой и второй категории (0,75...0,85);

$K_{пер}$ - коэффициент перегрузки трансформатора равный 1,4.

$$S_{ном.Т} \geq \frac{77,782 \cdot 0,7}{1,4 \cdot (2 - 1)} \geq 41,670 \text{ (МВА)} \quad (3.2)$$

Исходя из этого видно, что загрузка одного трансформатора типа ТДТН-40000/110/35/6 кВ при вводе новых потребителей составляет 104%, что является недопустимым режимом работы, таким образом, выбираем для дальнейшего рассмотрения выбираем трехобмоточных трансформаторы с мощностью 63 МВА.

Выбирая по справочнику трансформаторы марок:

ТДТН-63000/110/35/6-76У1

Рассмотрим вариант, если подстанция будет укомплектована двумя трансформаторами ТДТН 63000/110

Таблица 3.1 – Паспортные параметры силового трансформатора

Тип	$S_{ном.т.},$ МВА	Каталожные данные						
		$U_{ном}$ обмоток, кВ			$u_k, \%$	$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт	$I_x,$ %
		ВН	СН	НН				
ТДТН – 63000/110	63	115	35	6,3	10,5/17/6,5	290	70	0,85

Стоимость 22 931 т. руб.

Потери реактивной мощности трансформатора в режиме XX:

$$\Delta Q_x = \frac{I_x\%}{100} \cdot S_{ном.т} = \frac{0,85}{100} \cdot 63000 = 535,5 \text{ квар} \quad (3.3)$$

Приведенные потери мощности определяются

Потери активной мощности трансформатора в режиме XX:

$$\Delta P'_x = \Delta P_x + K_{ин} \cdot \Delta Q_x = 70 + 0,05 \cdot 535,5 = 96,775 \text{ кВт}, \quad (3.4)$$

где $K_{ин} = 0,05$ кВт/квар.

Потери активной мощности в режиме КЗ соответствующих обмоток трансформатора при 100% их нагрузке:

$$P_{к.в} = P_{к.с} = P_{к.н} = 0,5 \cdot \Delta P_{кз} = 0,5 \cdot 290 = 145 \text{ кВт} \quad (3.5)$$

Приведенные потери активной в соответствии с формулой (3.4) мощности к.з. соответствующих обмоток трехобмоточного трансформатора

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.в} = 145 + 0,05 \cdot 6615 = 475,75 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.с.} = 145 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.н} = P_{к.н} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.н1} = 145 + 0,05 \cdot 8190 = 554,5 \text{ кВт},$$

$\kappa_{з.в} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}}$, $\kappa_{з.н1} = \frac{S_{н1}}{S_{ном.Т}}$, $\kappa_{з.н2} = \frac{S_{н2}}{S_{ном.Т}}$ – коэффициенты загрузки обмоток трансформатора высшего, среднего и низшего напряжений;

Потери реактивной мощности соответствующих обмоток трехфазного трансформатора в режиме к.з.

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{10,5}{100} \cdot 63000 = 6615 \text{ квар},$$

$$Q_{к.с} = 0 \text{ квар},$$

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{13}{100} \cdot 63000 = 8190 \text{ квар}$$

Определим потери мощности в трансформаторах:

$$\begin{aligned} \Delta A_{Ti} &= n \cdot \Delta P_{xx} \cdot t + \frac{1}{n} \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S'_i}{S_{номТ}} \right)^2 \cdot \tau = 2 \cdot 96,775 \cdot 7060 + \frac{1}{2} \cdot 290 \cdot \left(\frac{77782}{126000} \right)^2 \cdot 6054 = \\ &= 1366463 + 178488,3 = 1544951,3 \text{ кВт·ч} \end{aligned}$$

На основании полученных расчетных данных определяется стоимость потерь электроэнергии в трансформаторе на ПС:

$$\begin{aligned} I_{\Delta W_{ПС}} &= C_{эx} T_x \times \Delta W_x + C_{эк}(t) \times \Delta W_k = 0,012 \times 1366463 + 0,015 \times 178488,3 = \\ &= 28740952 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Приведенные затраты :

$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{н}} \times K + И = E_{\text{н}} \times K + И_{\text{э}} + И_{\Delta\text{ВПС}} = 0,15 \times 22,931 \times 10^6 + 0,094 \times 60 \times 10^6 + 2,874 \times 10^6 = 17,514 \times 10^6 \text{ руб.}$$

Принимаем к установке на ПС 110 кВ «Красноглинская-1» трансформаторы мощностью 63 МВА, так как при вводе новых потребителей у трансформаторов мощностью 40 МВА в послеаварийных и ремонтных режимах загрузка оставшегося в работе трансформатора составит более 140%, что превышает допустимые 105%. В таком случае, установка трехобмоточных силовых трансформаторов 63 МВА позволит обеспечить надёжное электроснабжение перспективных потребителей в 2025 г. без погашения нагрузки при выводе в ремонт или аварийном отключении одного трансформатора ПС 110 кВ Красноглинская-1. В связи с этим к установке принимаем устанавливаться 2× ТРДЦН-63000/110/35/6.

4 Расчет токов короткого замыкания

На рисунке 4.1 и 4.2 приведена расчетная схема и схема замещения ПС 110/35/10 кВ «Красноглинская-1» для расчетов токов короткого замыкания.

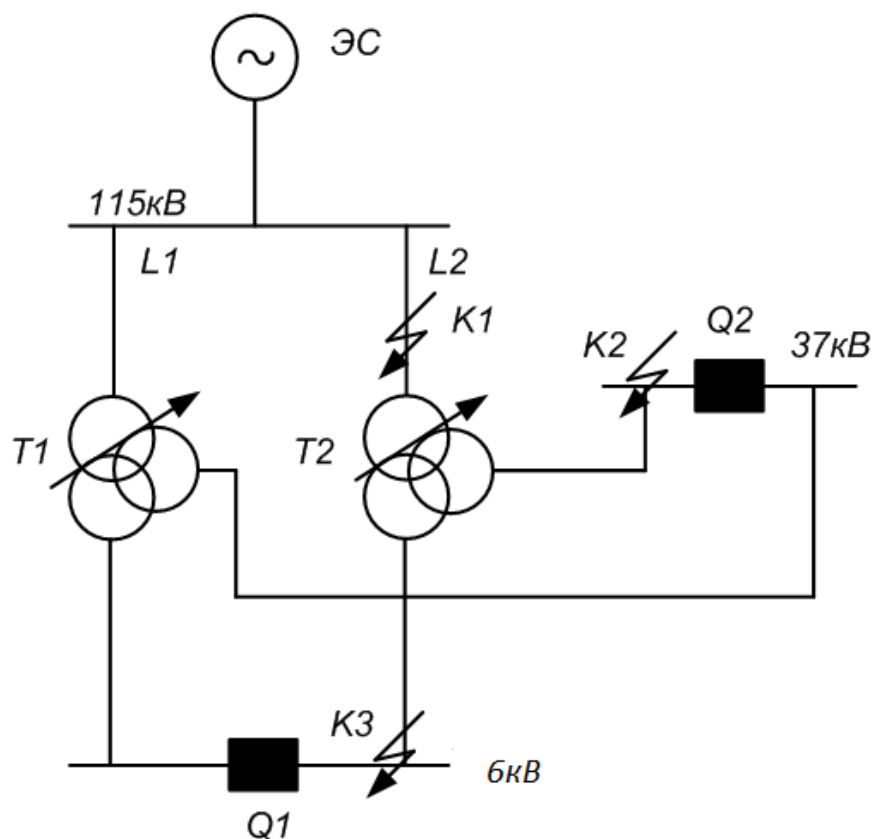


Рисунок 4.1 - Расчетная схема для определения токов короткого замыкания

Известные параметры электросхемы, необходимые для дальнейших вычислений:

Система: $U_H = 110 \text{ кВ}$, $S_B = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $S_{K3} = 5000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$

Линии: $x_{уд1} = 0,42 \text{ Ом} / \text{км}$, $l = 8 \text{ км}, 340 \text{ м}$, $U_H = 110 \text{ кВ}$,

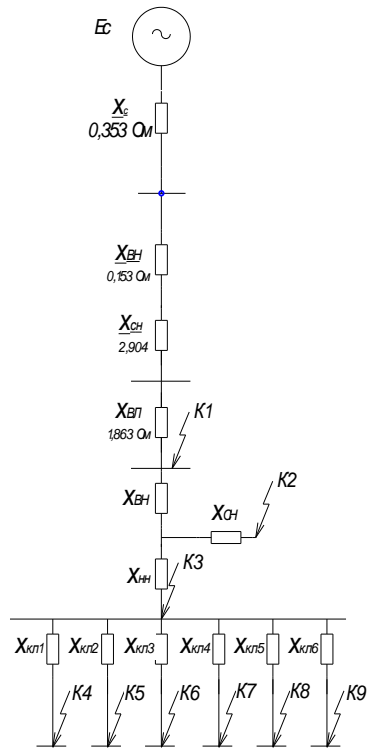


Рисунок 4.2 - Расчетная схема замещения

4.1 Расчет токов короткого замыкания

В основе расчетов положена методика согласно РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» [5].

Сопротивление в расчетной точке для определения ТКЗ, (на шинах низкого напряжения подстанции) определяют по формуле:

$$X_{НН.МІN} = U_{НН}^2 \cdot \left[\frac{X_{С.МАХ}}{U_{СР.ВН} \cdot (1 - \Delta U)} + \frac{U_{СР.ВН} \cdot (1 - \Delta U) \cdot U_{К.МІN}}{100 \cdot S_{Н.ТР}} \right]; \quad (4.1)$$

$$X_{НН.МАХ} = U_{НН}^2 \cdot \left[\frac{X_{С.МІN}}{U_{СР.ВН}^2} + \frac{U_{К.МАХ}}{100 \cdot S_{Т.ТР}} \right], \quad (4.2)$$

где, $U_{НН}$ - номинальное напряжение трансформатора стороны НН 6,3 кВ;

Токи трехфазного ТКЗ на шинах НН подстанции ПС 110/35/10 «Красноглинская-1» определяются по выражению:

$$I_{K.HH.MAX}^{(3)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot X_{HH.MIN}}; \quad (4.3)$$

$$I_{K.HH.MIN}^{(3)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot X_{HH.MAX}}. \quad (4.4)$$

Трехфазные ТКЗ на шинах высокого напряжения подстанции ПС 110/35/10 «Красноглинская-1» определяются по выражению:

$$I_{K.BH.MAX}^{(3)} = I_{K.HH.MAX}^{(3)} \frac{U_{HH}}{U_{CP} \cdot (1 - \Delta U)}; \quad (4.5)$$

$$I_{K.BH.MIN}^{(3)} = I_{K.HH.MIN}^{(3)} \frac{U_{HH}}{U_{BH.MAX}} \quad (4.6)$$

Трехфазные ТКЗ на шинах низкого напряжения подстанции ПС 110/35/10 «Красноглинская-1» определяется:

$$I_{KЗ}^{(3)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (4.7)$$

где U_{na} - напряжение в максимальном или минимальном режиме по таблице 4.1., кВ;

Z- сопротивление до расчетной точки ТКЗ, [Ом].

Определим сопротивление энергосистемы на шинах ОРУ-110 кВ подстанции «Красноглинская-1»:

$$X_{MAXC} = \frac{U_C^2}{S_{KЗ}} = \frac{126^2}{5000} = 3.2 \text{ Ом}; \quad (4.8)$$

$$X_{MINC} = \frac{U_C^2}{S_{KЗ}} = \frac{110^2}{1500} = 8.07 \text{ Ом}; \quad (4.9)$$

Найдем сопротивления трансформатора ТДТН-63000/110/35/6, находящегося на подстанции.

Для первой и второй секции шин 6 кВ:

$$X_{\text{ННЗ.МИН}} = \frac{6,3^2}{110} \cdot \left[\frac{5,864}{115 \cdot (-0,16)} + \frac{115 \cdot (1-0,16) \cdot 9,52}{100 \cdot 63} \right] = 0,519 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{ННЗ.МАХ}} = 6,3^2 \cdot \left[\frac{18,976}{126^2} + \frac{19,59}{100 \cdot 63} \right] = 0,728 \text{ Ом}.$$

Определим напряжение короткого замыкания в максимальном и минимальном режиме на стороне 35 кВ:

$$U_{\text{к.мин}} = 0,5(U_{\text{к.вс.мин}} + U_{\text{к.сн.мин}} - U_{\text{к.сн.ср}}) = 0,5 \cdot 9,52 + 17,04 - 6,5 = 10,03 \%$$

$$U_{\text{к.мах}} = 0,5(U_{\text{к.вс.мах}} + U_{\text{к.сн.мах}} - U_{\text{к.сн.ср}}) = 0,5 \cdot 11,56 + 19,29 - 6,5 = 12,175 \%$$

Определяем сопротивление в точке короткого замыкания для шин 35 кВ:

$$X_{\text{НС.МИН}} = \frac{38,5^2}{110} \cdot \left[\frac{5,864}{115 \cdot (-0,16)} + \frac{115 \cdot (1-0,16) \cdot 10,03}{100 \cdot 63} \right] = 4,082 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{НС.МАХ}} = 38,5^2 \cdot \left[\frac{18,976}{126^2} + \frac{12,175}{100 \cdot 63} \right] = 6,283 \text{ Ом}.$$

Определяем ТКЗ расчетной точке на шинах 6 кВ:

$$I_{\text{К.ННЗ.МАХ}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ННЗ}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{ННЗ.МИН}}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 0,351} = 10,374 \text{ кА};$$

$$I_{K.HH1.MIN}^{(3)} = \frac{U_{HH1}}{\sqrt{3} \cdot X_{HH1.MAX}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 0,67} = 5,435 \text{ кА.}$$

Найденные токи к.з. приводим к стороне высокого напряжения ОРУ-110 кВ

$$I_{K.BH1,2.MAX}^{(3)} = I_{K.HH1.MAX}^{(3)} \frac{U_{HH1}}{U_{CP} \cdot (1 - \Delta U)} = 10,374 \cdot \frac{6,3}{115 \cdot (1 - 0,16)} = 1,328 \text{ кА};$$

$$I_{K.BH1,2.MIN}^{(3)} = I_{K.HH1.MIN}^{(3)} \frac{U_{HH1}}{U_{BH.MAX}} = 5,435 \cdot \frac{6,3}{126} = 0,597 \text{ кА.}$$

Для упрощения расчета ТКЗ в конце присоединений результаты расчета на шинах подстанции сведём в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 - Результаты расчета ТКЗ на шинах ПС “Красноглинская-1”

Полученные значения	Шины 6 кВ		Шины 35 кВ		Шины 110 кВ
	1секция	2секция	1секция	2секция	
$I_{K.MAX}^{(3)}$, кА	10,374	10,374	5,374	5,374	1,457
$I_{K.MIN}^{(3)}$, кА	5,435	5,435	2,435	2,435	0,765
X_{MAX} , Ом	0,351	0,351	4,082	4,082	3,175
X_{MIN} , Ом	0,67	0,67	0,67	0,67	8,067

4.2 Расчет ударных токов

Ударный ток КЗ требуется для выбора коммутационного и измерительного оборудования по динамической стойкости.

Определяется по формуле:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I^{(3)}$$

где K_y - ударный коэффициент, определяется по формуле:

$$K_y = \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) = \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} \right) = 1,6$$

где T_a - время затухания апериодической составляющей тока КЗ, для 110 кВ $T_a = 0,02$ сек, для 6 кВ $T_a = 0,01$:

По полученным расчетным значения токов короткого замыкания выполним выбор оборудования электрической части ПС 110 кВ «Красноглинская-1».

5 Выбор оборудования электросилового оборудования ПС 110/35/6 кВ «Красноглинская-1»

Выбор высоковольтного оборудования осуществляется в соответствии с требованиями СТО 5694700729.130.10.095 – 2011. «Указания по выбору высоковольтного оборудования» п. 3.1 [10].

5.1 Выбор оборудования ОРУ 110 кВ ПС 110/35/6 кВ «Красноглинская-1»

Выбираем баковый элегазовый выключатель серии ВЭБ-110 кВ от производителя ОАО «УЭТМ», так данные выключатели хорошо себя зарекомендовали в течении эксплуатации на многих электроэнергетических предприятиях.

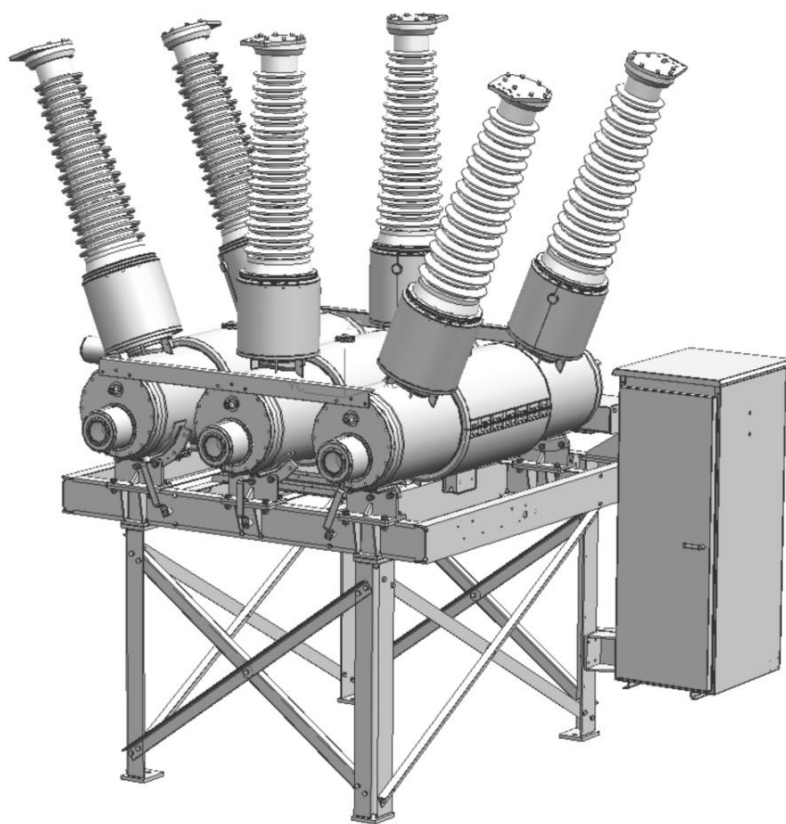


Рисунок 5.1 - Баковый элегазовый выключатель серии ВЭБ-110 кВ

Таблица 5.1 - Технические данные выключателя ВЭБ-110-40/400У1

Наименование параметра	Паспортные значения	Расчетные значения
Номинальное напряжение, кВ	110,0	110,0
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	121,0	121,0
Номинальный ток, А	2000	400
Номинальный ток отключения, кА	40	1,5
Ток электродинамической стойкости кА	102,0	14,5
Полное время отключения, сек	0.045	0.045
Собственное время отключения, сек	0.03	0.03
Ток термической стойкости, кА	40,0	14,5

Данный выключатель удовлетворяет расчетным требованиям.

Разъединитель РНДЗ-110/630 с приводом ПРН-110

Таблица 5.2 - Технические данные разъединителя РНДЗ-110/630

Наименование параметра	Паспортные значения	Расчетные значения
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	121	121
Номинальный ток, А	400	210
Ток электродинамической стойкости, кА	80	14,5
Ток термической стойкости, кА	31,5	14,5

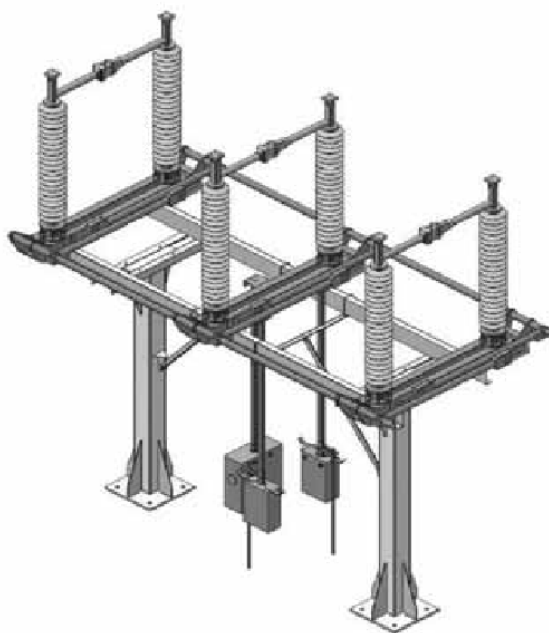


Рисунок 5.2 - Разъединитель марки РНДЗ-110/630

Выбор измерительных трансформаторов тока (ТТ) выполняется в соответствии с требованиями «Типовые технические требования к трансформаторам тока 110 и 220 кВ» [7]. ТТ выбирают по номинальным параметрам в соответствии с п.5. данной работы.

1. Номинальному напряжению:

$$U_{уст} = 110 \leq U_{ном} = 110 \text{ кВ}$$

2. Номинальному длительному току:

$$I_{раб} = 80,3 \leq I_{ном} = 300 \text{ А}$$

3. Тепловому импульсу – на термическую стойкость :

$$B_{\kappa} = I_n^2 \cdot t = 5^2 \cdot 0,065 = 2,625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$K_m^2 \cdot I_{ном}^2 \cdot t_m = 12^2 \cdot 0,3^2 \cdot 3 = 38,88 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где: $K_T = 12$ – термический коэффициент по справочнику ;

t_T – длительность протекания тока термической устойчивости.

$$B_{\kappa} = 2,625 \leq 38,88 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

4. На электродинамическую стойкость :

$$i_y = 31,9 \text{ кА}; I_{эд} = 82 i_y = 31,9 \leq I_{эд} = 82 \text{ кА}$$

5. Вторичной нагрузке :

Таблица 5.3 – Нагрузка ТТ на вторичной обмотке

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам, В · А		
		А	В	С
Амперметр	АМ-А301	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Ц-301/1	0,5	0,5	0,5
Счетчик	СЭТ-4ТМ	3,6	3,6	3,6

Итого:		4,6	4,6	4,1
--------	--	-----	-----	-----

Сопротивление приборов находится по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{4,6}{5^2} = 0,184 \text{ Ом.}$$

Для ТГФМ – 110Б-1-У1 в классе 0,5 $Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом.}$

Допускаемое сопротивление проводника:

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,184 - 0,1 = 0,916 \text{ Ом.}$$

Тогда:

$$q = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}};$$

$$q = \frac{(0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60)}{0,916} = 3,21 \text{ мм.}$$

Кабель контрольный с алюминиевыми жилами - 4мм².

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60}{4} = 0,74 \text{ Ом.}$$

Вторичная нагрузка ТТ:

$$r_2 = 0,184 + 0,74 + 0,1 = 1,024 \text{ Ом.}$$

Согласно расчетам, выбираем трансформатор тока (ТТ) типа ТГФМ – 110Б-1-У1 (ЗАО Энергомаш, г. Екатеринбург-Уралэлектротяжмаш).

Таблица 5.4 – Расчет трансформатора тока 110 кВ

Расчёт	Паспорт ТГФМ-110Б-1-У1
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 225,18 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 50 - 600 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 38,3 \text{ кА}$	$I_{\text{оин}} = 126 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 20,79 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 2028 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

$$r_2 = 1,024 \text{ Ом}$$

$$r_2 = 1,2 \text{ Ом}$$



Рисунок 5.3 - Трансформатор тока ТГФМ-110Б-1-У1

Также для установки принимается трансформатор тока типа ТВТ – 300/5 встраиваемый в высоковольтные вводы трансформатора со стороны 110 кВ производства ООО ТД «Автоматика» г. Смоленск.

Ограничители типа ОПН-110 кВ предназначены для защиты электрооборудования распределительных электрических сетей переменного тока с изолированной или компенсированной нейтралью от грозовых и коммутационных перенапряжений в соответствии с их вольтамперными характеристиками и пропускной способностью.

Выбираем ограничитель перенапряжения марки ОПН-110/82/10/40 УХЛ1.

5.2. Выбор оборудования ОРУ 35 кВ ПС «Красноглинская-1»

На сегодняшний день широкое распространение получают закрытые распределительные устройства (ЗРУ) 35 кВ блочного типа, они имеют множество преимуществ по сравнению с открытыми распределительными устройствами ОРУ 35 кВ, и стоимость у них приблизительно одинаковая. При реконструкции ПС 110 кВ Красноглинская-1 рассматривалось оборудование ОРУ-35 кВ, реконструкции ОРУ-35 кВ на ЗРУ-35 кВ.

Выбираем выключатели для ОРУ 35 кВ.

Для сравнения выбираем два выключателя, сравнительная характеристика представлена в таблицу 5.5.

Таблица 5.5 - Сравнительная характеристика вакуумных выключателей 35 кВ

№ п/п	Наименование параметра	ВГБП-35-25/1000У1	ВБН-35-20/1000У1
1	Номинальное напряжение, кВ	35	35
2	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5	40,5
3	Номинальный ток, А	1000	1000
4	Номинальный ток отключения, кА	25	20
5	Номинальное относительное содержание апериодической составляющей, %, не более	40	32

Выбираем выключатель ВГБП-35 по условиям более высоких технических характеристик, и более низкой стоимости.

Выбираем разъединитель РГПЗ-35/400 с приводом ПР-3

Выбираем встроенный трансформатора тока на стороне 35 кВ

Таблица 5.6 - Данные приборов

№ п/п	Прибор	Тип	S прибора [В·А]
1	Амперметр	ЭА-0702	0.5
2	Счетчик активной энергии	СЭТ-4ТМ	3,6

3	Счетчик реактивной энергии	СЭТ-4ТМ	3,6
4	Варметр	Н-395	2
5	Ваттметр	Ц-301/1	0,5
	Итого		10,2

Расчет вторичной нагрузки трансформатора тока:

$$r_{\text{приб}} = \frac{10,2}{5^2} = 0,45 \text{ Ом.}$$

где I_2 – вторичный номинальный ток прибора ;

Номинальное полное сопротивление нагрузки:

$$r_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}} = 0,212 + 0,1 + 0,056 = 0,37 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{пр}} = R_2 - R_{\text{приб}} - 0,1 = 0,37 - 0,212 - 0,1 = 0,056 \text{ Ом}$$

$$S_{\text{пров}} = l \cdot \frac{\rho}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,283}{0,056} = 5,1 \text{ мм}^2$$

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

$R_{\text{пр}}$ – сопротивление проводов

Выбираем трансформатор тока ТВТ-35А-УІ-300/5

Выберем трансформатор напряжения 35 кВ

Таблица 5.7 - Данные приборов

Прибор	Тип	Количество	S прибора (В·А)
Ваттметр	Д-142	1	0,5
Варметр	Д-143	1	0,5
Счетчик активной энергии	СЭТ-4ТМ	1	2,5
Счетчик реактивной энергии	СЭТ-4ТМ	1	2,5
Вольтметр межфазный	МВК	1	0,1
Вольтметр	МВК	1	0,1
			$S_{\Sigma \text{пр}} = 6,2 \text{ В} \cdot \text{А}$

5.3 Выбор оборудования закрытого распределительного устройства 6 кВ подстанции «Красноглинская-1»

Выбираем КСО - 293 компании «УЭТМ» исходя из широкого применения различного встраиваемого оборудования, безопасности, высокого срока службы и надежности, а так же удобства и простоты монтажа.

Таблица 5.8 - Технические характеристики КСО - 293

Номин. напряжение, кВ	6; 10
Номин. ток главных цепей, А	2500;
Номин. ток сборных шин, А	3150
Номин. ток отключения выключателя, кА	31,5;40,0
Номин. ток электродинамической стойкости шкафа, кА	128
Ток термической стойкости в течение 3с, кА	31,5; 40
Вид изоляции	Воздушная, комбинированная
Типы выключателей	
Вакуумные	ВВЭ-М-10; ЭВОЛИС
Элегазовые	LF-2; LF-3;
Вид поставки	1-2 ячейки
Дуговая защита	Фототирристор и конечные выключатели - двухступенчатая
Освещение отсеков КРУ	Стационарное освещение отсеков ввода, РШ, выключателя

Подберем оборудование для данного типа ячеек.

В ЗРУ – 6 кВ предлагается установить вакуумные выключатели. Вакуумные выключатели предназначены для работы в распределительных устройствах (КСО). Установке подлежат: на ввода выключатели фирмы “Schneider Electric” типа Evolis24 - 6 - 3150, на секционные выключатели Evolis24 - 6 - 1600, в цепях отходящих линий вакуумные выключатели Evolis24 - 6 - 1000.

Выберем вводные выключатели:

За максимальный рабочий ток принимаем номинальный ток трансформаторов на стороне 6 кВ, но с учетом возможной 40% перегрузки:

$$I_{p.max} = 1,4 \cdot \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} \cdot 0,5 = 1,4 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} \cdot 0,5 = 3082,8 \text{ А}$$

Определим ударный ток :

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 17,3 \cdot 1,82 = 36,26 \text{ кА.}$$

Выбор вводных выключателей по условиям (5.1)-(5.5) сведем в таблицу 5.9.

Таблица 5.9 - Выбор вводных выключателей на стороне 6 кВ

Расчетные параметры	Каталожные данные выключателя	Условия выбора
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} < U_{ном}$
$I_{раб.н} = 3082,8 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{раб.н} < I_{ном}$
$I_{ПО} = 17,3 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ} = 20 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛ}$
$i_y = 36,26 \text{ кА}$	$I_{м.дин} = 40 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{м.дин}$
$B = 17,3^2 \cdot (0,465 + 0,12) = 104,52 \text{ (кА)}^2 \text{ с}$	$B_k = I_T^2 \cdot t_T = 13,1^2 \cdot 3 = 514,83 \text{ (кА)}^2 \text{ с}$	$B \leq B_k$

Выбранный тип выключателя Evolis24 – 6 – 3150 проходит по всем условиям таблицы 5.8. Данный вакуумный выключатель устанавливаем в шкаф КСО-293.

Выберем секционные выключатели:

За максимальный рабочий ток принимаем 70 % номинального тока силового трансформатора:

$$I_{p.max} = 0,7 \cdot \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 0,7 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1541,4 \text{ А}$$

Ударный ток принимаем таким же, как и для вводного выключателя.

Выбор секционных выключателей по условиям (5.1)-(5.5) сведем в таблицу 5.10.

Таблица 5.10 – Технические параметры выключателей на 6 кВ

Расчетные параметры	Каталожные данные выключателя	Условия выбора
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} < U_{ном}$
$I_{раб.н} = 1541,4 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{раб.н} < I_{ном}$
$I_{по} = 17,3 \text{ кА}$	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл}$
$i_y = 36,26 \text{ кА}$	$I_{м\ дин} = 40 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{м\ дин}$
$B = 17,3^2 \cdot (0,465 + 0,12) = 104,52 \text{ (кА)}^2 \text{ с}$	$B_k = I_T^2 \cdot t_T = 13,1^2 \cdot 3 = 514,83 \text{ (кА)}^2 \text{ с}$	$B \leq B_k$

Выбранный тип выключателя Evolis24 – 6 – 1600 проходит по всем условиям таблицы 8.10. Данный вакуумный выключатель устанавливаем в шкаф.

Выберем ТСН и схемы их питания на подстанции «Красноглинская-1».

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они питаются от сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов. На двух трансформаторных подстанциях 35-750 кВ устанавливаются два ТСН, мощность которых выбирается в соответствии с нагрузкой, с учетом допустимой перегрузки при выполнении ремонтных работ и отказа одного из трансформаторов.

Расчетная мощность потребителей собственных нужд подстанции определяется по выражению, кВА:

$$S_{расч} = k_c \cdot S_{уст}, \quad (5.9)$$

где k_c - коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки, принимается равным 0,85.

Полная установленная мощность СН, кВА:

$$S_{уст} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} = \sqrt{321^2 + 9,9^2} = 379,1 \text{ кВА}$$

Определим расчетную мощность:

$$S_{\text{расч}} = 0,85 \cdot 379,1 = 322,24 \text{ кВА.}$$

Мощность трансформатора определяется:

$$S_T = \frac{S_{\text{расч}}}{k_{\text{ав}} \cdot (n - 1)}, \quad (5.10)$$

где $S_{\text{расч}}$ – суммарная расчетная мощность потребителей СН, кВА;

$k_{\text{ав}}$ - коэффициент аварийной перегрузки, $k_{\text{ав}} = 1,4$;

n - количество трансформаторов.

$$S_T = \frac{S_{\text{расч}}}{1,4} = \frac{322,24}{1,4} = 230,17 \text{ кВА.}$$

Выбираем трансформатор типа ТМЗ-250/10.

Для защиты ТСН используем предохранители.

Найдем номинальный ток трансформатора на высокой стороне:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 14,43 \text{ А.}$$

Максимальный ток для предохранителя будет являться ток на 40-50% больше номинального, из-за тока намагничивания:

$$I_{\text{НАХ}} = I_{\text{НОМ}} \cdot 1,5 = 17,3 \cdot 1,5 = 21,64 \text{ А}$$

Напряжение установки: $U = 6 \text{ кВ}$.

Выбираем предохранитель типа ПК102 – 6 – 31,5 – 31,5У3.

$$I_{\text{max}} = 21,64 \text{ А} < I_{\text{НОМ}} = 31,5 \text{ А};$$

$$I_{\text{по}} = 17,3 \text{ кА} < I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА.}$$

Выбираем и проверяем трансформатор тока: ТОЛ – 10 ОАО «УТЭМ» г. Екатеринбург. Все каталожные и расчетные величины сведены в таблице 5.11. Трансформатор тока ТОЛС –10 кВ обеспечивает передачу сигнала измерительной информации измерительным приборам.

Таблица 5.11 – Расчетные и каталожные данные трансформатора тока ТОЛС 6 кВ.

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} < U_{ном}$
$I_{max} = 486,7 \text{ А}$	$I_n = 600 \text{ А}$	$I_{раб.н} < I_{ном}$
$i_y = 40,95 \text{ кА}$	$I_{мдин} = 81 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{мдин}$
$B_k = 104,52 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \times K_T = 2976,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$B \leq B_k$

Данные с КИП представлены в таблице 5.12.

Таблица 5.12 - Данные контрольно-измерительных приборов КСО ЗРУ-6 кВ

№ п/п	Прибор	Тип	S прибора [В·А]
1	Амперметр	ЭА-0702	0,5
2	Счетчик активной энергии	СЭТ-4ТМ	3,6
3	Счетчик реактивной энергии	СЭТ-4ТМ	3,6
4	Варметр	Н-395	2
5	Ваттметр	Ц-301/1	0,5
	Итого		10,2

Проверку по допустимой нагрузке производим для наиболее загруженного трансформатора.

Сопротивление приборов :

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{1,1}{25} = 0,044 \text{ Ом.}$$

Номинальная вторичная нагрузка в классе точности для ТОЛС-6 кВ
 $0,5Z_2 = 0,4 \text{ Ом}$.

Принимаем ТОЛС-6-3 УЗ.

Сопротивление контактов принимаем $r_k = 0,05$ (т.к. подключается только три прибора).

Определяем допустимое сопротивление проводов:

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k = 0,4 - 0,044 - 0,05 = 0,306 \text{ Ом}.$$

Трансформаторы напряжения (ТН).

Из предлагаемого перечня трансформаторов напряжения (ТН) к установке принимается трансформатор напряжения НАМИ – 10 кВ ОАО «УТЭМ» г. Екатеринбург.

Контроль на стороне 10 кВ осуществляется с помощью следующих контрольно-измерительных приборов: вольтметр, вольтметр фазный, фазометр, частотомер. Данные контрольно-измерительных приборов представлены в таблице 5.13.

Выбор трансформаторов напряжения сводим в таблицу 5.13.

Таблица 5.13 - Выбор трансформаторов напряжения ЗРУ – 6 кВ

Прибор	Типы приборов	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число катушек	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Число приборов	Суммарная мощность приборов	
							$P, \text{ Вт}$	$Q, \text{ вар}$
Вольтметр	Э – 351	2,0	1	1	0	1	2	---
Ваттметр	Ц-301/1	2,0	1	1	0	1	2	---
Счетчик активной энергии	СЭТ-4ТМ	2	2	0,38	0,925	1	1,52	3,7
Счетчик реактивной энергии	СЭТ-4ТМ	2	2	0,38	0,925	1	1,52	3,7
Итого							7,04	7,4

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cos \varphi)^2 + (\sum S_{приб} \sin \varphi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} = \sqrt{7,04^2 + 7,4^2} = 9,91 \text{ В} \cdot \text{А} \cdot \text{ВА}$$

Выбранный трансформатор напряжения НАМИТ – 6 кВ имеет номинальную мощность в классе точности 0,5, необходимом для присоединения счетчиков, $75 \text{ В} \cdot \text{А}$.

Выбираем трансформатор типа НАМИТ-6 $S_{2\text{ном}}=75 \text{ ВА}$ класс точности 0,5.

6 Выбор релейной защиты и автоматики ПС 110 кВ «Красноглинская-1»

6.1 Общая характеристика микропроцессорных терминалов защит «Сириус 2М»

Микропроцессорное устройство защита «Сириус 2М» изготавливается компанией ЗАО «РАДИУС Автоматика» (г. Москва), и выполняет функции токовой защиты (в том числе дифференциальной) для автотрансформаторов

Функции данного устройства таковы:

- трехступенчатая максимально-токовая - защита (МТЗ) с независимой выдержкой времени;
- двухступенчатая дифференциальная защита. Первая ступень - чувствительная дифференциальная защита (ДТ) с функцией торможения, вторая ступень - дифференциальная отсечка (ДО).

Питание устройства «Сириус 2М» может осуществляться как от источника постоянного, так и от источника переменного оперативного тока.

Все имеющиеся данные в устройстве передаются диспетчеру и могут обрабатываться по месту или дистанционно.

6.2 Расчёт уставок защиты трансформатора с применением устройства Сириус 2М

Параметры терминала Сириус 2М для защиты силового трансформатора, со схемой Y/ Y /Δ:

- на ВН – звезда с нулем;
- на СН - звезда
- на НН – треугольник.

Значения токов КЗ (максимальный/минимальный режим) на стороне 110 кВ (точка К1), на шинах 35 кВ (точка К2) шинах 6 кВ (точка К3) представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Значения токов КЗ

Величина напряжения	Режим ЭЭС	Ток КЗ
Сторона 110 кВ	Максимальный	$I_{K1MAX}^{(3)BH} = 4827 \text{ A}$
	Минимальный	$I_{K1MIN}^{(3)BH} = 2357 \text{ A}$
Сторона 35 кВ	Максимальный	$I_{K2MAX}^{(3)CH} = 7827 \text{ A}$
	Минимальный	$I_{K2MIN}^{(3)CH} = 5357 \text{ A}$
Сторона 6 кВ	Максимальный	$I_{K2MAX}^{(3)HH} = 24840 \text{ A}$
	Минимальный	$I_{K2MIN}^{(3)HH} = 21323 \text{ A}$

Значения токов короткого замыкания в КЗ, приведенные к стороне ВН определяются по выражению:

$$I_{K2}^{(3)BH} = \frac{I_{K2}^{(3)HH}}{k_T}, \quad (6.1)$$

где $I_{K2}^{(3)HH}$ - ток 3х-фазного КЗ на стороне 6 кВ;

k_T - коэффициент трансформации СТ.

Ток короткого замыкания в максимальном режиме электроэнергетической системы:

$$I_{K2MAX}^{(3)BH} = \frac{24840}{115 / 6,3} = 1361 \text{ A}.$$

Ток КЗ в минимальном режиме электроэнергетической системы:

$$I_{K2MIN}^{(3)BH} = \frac{21323}{115 / 6,3} = 1168 \text{ A.}$$

Выполнена дифференциальная защита трансформаторов, и отстроили от тока не баланса.

6.3 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора Сириус 2Т

Дифференциальная защита реализовывается на основе терминала типа Сириус 2Т. Методика выбора уставок представлено ниже:

- На стороне ВН – 110 кВ, коэффициент выравнивания:

$$K_{B1} = \frac{I_{НОМ.ТТ.ВН}}{\sqrt{3} \cdot I_{НОМ.ТР.ВН}}, \quad (6.2)$$

$$K_{B1} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 160,8} = 1,078, \quad K_{B1} = 1,08.$$

На стороне НН – коэффициент выравнивания:

$$K_{B2} = \frac{I_{НОМ.ТТ.НН}}{I_{НОМ.ТР.НН}}, \quad (6.3)$$

$$K_{B2} = \frac{3000}{2936,05} = 1,022, \quad K_{B2} = 1,02.$$

Уставки по току находятся:

$$I_{УСТ.ВН}^{ДТ} = \frac{5 \cdot 1,0}{1,08} = 4,63 \text{ A.}$$

$$I_{УСТ.ВН}^{ДТ} = 4,6А.$$

$$I_{УСТ.НН}^{ДТ} = \frac{5 \cdot 1,0}{1,02} = 4,91А.$$

$$I_{УСТ.НН}^{ДТ} = 4,9А.$$

Ток срабатывания:

$$I_{СЗ.ВН}^{ДТ} = \frac{4,6 \cdot 300 / 5}{\sqrt{3}} = 159,54 А.$$

$$I_{СЗ.ВН}^{ДТ} = \frac{I_{УСТ.ВН}^{ДТ} \cdot K_{ТТ.ВН}}{K_{СХ.ВН}}, \quad (6.4)$$

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{КЗ.\text{min}}^{(2)}}{I_{СР.ТО}}, \quad (6.5)$$

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ}^{(3)}; \quad (6.6)$$

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1168 = 1010 А;$$

$$k_{\times} = \frac{1010}{159,64} = 6,33 > 2.$$

Уставка по вторичному току срабатывания:

$$I_{УСТ.ВН}^{ДО} = \frac{5 \cdot I_{\bullet СР}^{ДО}}{K_{B_1}}; \quad (6.7)$$

$$I_{УСТ.ВН}^{ДО} = \frac{5 \cdot 6,0}{1,08} = 27,78 А. \quad I_{УСТ.ВН}^{ДО} = 28 А.$$

$$I_{уст.нн}^{до} = \frac{5 \cdot I_{ср}^{до}}{K_{B_2}}; \quad (6.8)$$

$$I_{уст.нн}^{до} = \frac{5 \cdot 6,0}{1,02} = 29,41 \text{ A. } I_{уст.нн}^{до} = 30 \text{ A.}$$

Степень отсечки дифференциальной:

$$I_{сз.вн}^{до} = \frac{28 \cdot 300 / 5}{\sqrt{3}} = 971,09 \text{ A.}$$

Чтобы найти ток двухфазного короткого замыкания, используем ранее вычисленное значение тока трёхфазного короткого замыкания:

$$I_{K_{1\min}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2357 = 2041 \text{ A};$$

$$k_{\varphi} = \frac{2041}{971,09} = 2,11 \geq 1,5.$$

Первая ступень отсечки терминала Сириус 2Т удовлетворяет требованиям.

Заключение

В данной квалификационной работе выполнена реконструкция электрической части ПС 110/35/6 кВ «Красноглинская-1».

ПС 110/35/6 кВ «Красноглинская-1» является основным источником питания Красноглинского района г.о. Самара, в связи с активными темпами строительства в данном районе жилых комплексов, а так же инфраструктуры к чемпионату мира по футболу 2018, проверена нагрузочная способность существующих трансформаторов с учетом подключения новых потребителей до 2025 года. По результатам расчетов, было установлено, что только при замене силовые трансформаторов ТДТН-40000/110 на трехобмоточные трансформаторы установленной мощностью 63 МВА будет обеспечено надёжное электроснабжение перспективных потребителей в 2025 г. без погашения нагрузки при выводе в ремонт или аварийном отключении одного из трансформаторов ПС 110 кВ Красноглинская-1.

При рассмотрении реконструкции ПС 110 кВ Красноглинская-1 было рассмотрено:

- 1 Расчетные нагрузки города с перспективой до 2025 года
- 2 Расчет токов короткого замыкания и выбрано оборудование ГПП;
- 3 Выбрано современное оборудование ОРУ 110 кВ, ОРУ 35 кВ и ЗРУ 6 кВ;
- 4 Расчет уставок релейной защиты.

Выбранное оборудование ОРУ 110 кВ, ОРУ 35 кВ, ЗРУ 6 кВ и схема ПС 110 кВ Красноглинская-1 соответствует всем требованиям предъявляемые к современному исполнению системы электроснабжения городов и технологических комплексов.

Список использованных источников

- 1 ГОСТ 12.1.038 «Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов»
- 2 ГОСТ 14209-97 «Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов»
- 3 НПБ 105-03 «Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности»
- 4 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Энергоатомиздат, 2009.
- 5 Правила устройства электроустановок. 7-е издание. СПб.: Энерготомиздат, 2007.
- 6 Барыбин, Ю.Г., Справочник по проектированию электроснабжения/Ю.Г. Барыбин, Л.Е.Федорова, М.Г. Зименкова, А.Г. Смирнова / – М.: 2010
- 7 Вахнина, В. В. Электроснабжение промышленных предприятий и городов : учеб.- метод. пособие для практ. занятий и курсового проектирования спец. 140211 "Электроснабжение" и 140610 "Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений" / В. В. Вахнина, А. Н. Черненко; ТГУ; каф. "Электроснабжение и электротехника". - ТГУ. - Тольятти : ТГУ, 2007. - 53 с.
- 8 Вахнина, В. В. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий : учеб.пособие для вузов / В. В. Вахнина; ТГУ ; Электротехн. фак. ; каф. "Электроснабжение и электротехника". - Изд. 2-е, стер. ; Гриф УМО ; ТГУ. - Тольятти : ТГУ, 2011.
- 9 Вахнина, В. В. Электроснабжение промышленных предприятий и городов : учеб.- метод. пособие для практ. занятий и курсового проектирования спец. 140211 "Электроснабжение" и 140610 "Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и

учреждений" / В. В. Вахнина, А. Н. Черненко; ТГУ; каф. "Электроснабжение и электротехника". - ТГУ. - Тольятти : ТГУ, 2007.

10 Грунин, С.К. Расчет электрических нагрузок, выбор главных схем и оборудования промышленных предприятий: Учеб.пособие, 2008-104 с.

11 Железко, Ю. С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях : руководство для практических расчетов/Ю.С.Железко, А. В. Артемьев, О. В. Савченко. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2009.

12 Железко, Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: руководство для практ. расчетов / Ю. С. Железко. - М. : ЭНАС, 2009.

13 Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т.: учеб.-произв. изд. Т.4 / Е.Ф. Макаров; под ред. И.Т. Горюнова [и др.]. - М.: Папирус Про, 2009.

14 Опалева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: Учебное пособие/Г.Н. Опалева - М.: ФОРУМ-М, 2008. - 480 с. (Высшее образование)

15 Правила устройства электроустановок, Минэнерго, Москва, Энергоатомиздат, 2010 – 527 с.

16 Рекомендации по выбору и применению ОПН для оптимальной защиты электрооборудования. г.Великие Луки 2008.

17 Степкина, Ю. В. Электрооборудование станций и подстанций предприятий : учеб.пособие / Ю. В. Степкина, В. В. Вахнина; ТГУ; Электротехн. фак.; каф. "Электроснабжение и электротехника". - Гриф УМО; ТГУ. - Тольятти: ТГУ, 2009.

18 Федорова А.А. и Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети/ А.А. Федорова, Г.В. Сербиновского. – 2-е изд. перераб. и доп. М.: «Энергия»,2009 –576 с.

19 Шлыков С. В. Потребители электрической энергии : учеб.пособие

/ С. В. Шлыков, В. А. Шаповалов, Н. А. Шаповалова; ТГУ ; Электротехн. фак.
; каф. "Электроснабжение и электротехника". - ТГУ. - Тольятти : ТГУ, 2011.

20 McDonald, J. D. Electric Power Substations Engineering / J. D. McDonald [и др.]. – Майями: CRC Press Taylor & Francis Group, 2012. – 593с

21 Hewitson, Leslie G. Practical System Protection (Practical Professional Books) / L. G. Hewitson. – Newnes, 2005. – 290 с.

22 Gers, J. M. Protection of Electricity Distribution Networks, 3rd Edition (Energy Engineering) / J. M. Gers, E. D. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2011. – 368 с.

23 Lakervi, E. Electricity Distribution Network Design, 2nd Edition (Energy Engineering) / E. Lakervi, E. J. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2005. – 338 с.

24 Bayliss, C. Transmission and Distribution Electrical Engineering / C. Bayliss, B. Hardly. – Newnes, 2012. – 1180 с.