

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 подстанции 110/10/6 кВ»

Студент(ка)

В.В. Паскевич

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

О.В. Самолина

(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 данной ВКР бакалавра представлена реконструкция подстанции 110/10/6 кВ «МИС». Реконструкция вызвана значительным увеличением электрической нагрузки Комсомольского района г.о. Тольятти Самарской области из-за подключения новых потребителей к электрической сети необходимости улучшения и замены электрооборудования.

На начальном этапе в работе произведены:

1. прогноз роста нагрузок до 2025 г. на основании планируемых объектов в Комсомольском районе;
2. замена силовых трансформаторов 40 МВА на более мощные;
3. замена высоковольтного электрооборудования на стороне 110 кВ;
4. замена высоковольтного электрооборудования на стороне 10 кВ;
5. расчет токов короткого замыкания.

В итоге был осуществлен выбор оборудования по полученным расчетным данным, применена усовершенствованная схема с выключателями и разъединителями. Окончательный выбор оборудования выполнен на основе технико-экономического обоснования.

Пояснительная записка выполнена на 55 листах формата А4 и дополнена 6 чертежами формата А1.

## Содержание

Введение.....	4
1 Выбор марки, числа и мощности силовых трансформаторов.....	6
2 Выбор электрической схемы подстанции «МИС» .....	16
3 Расчет токов короткого замыкания.....	19
3.1 Расчет токов трехфазного короткого замыкания.....	19
3.2 Расчет токов однофазного короткого замыкания.....	24
4 Выбор электрических аппаратов .....	29
4.1 Выбор оборудования ОРУ – 110 кВ.....	29
4.1.1 Выбор выключателей.....	29
4.1.2 Выбор разъединителей .....	32
4.1.3 Выбор трансформатора тока.....	33
4.1.4 Выбор трансформатора напряжения.....	36
4.2 Выбор оборудования на стороне 10 кВ .....	37
4.2.1 Выбор выключателей.....	38
4.2.2 Выбор трансформатора тока.....	39
4.2.3 Выбор трансформатора напряжения.....	40
4.2.4 Выбор реактора .....	41
5 Релейная защита .....	43
6 Аварии с силовыми трансформаторами .....	44
7 Собственные нужды ПС «МИС».....	49
Заключение	
Список использованных источников	

## **Введение**

Подстанция 110/10/6 «МИС» расположена в г.о. Тольятти, ул. Громовой, 35а (Комсомольский район) и введена в эксплуатацию в 1973 г., на баланс ПК «Горэлектросеть» МУП «ПО КХ г. Тольятти» передана в 2000г.

Подстанция «МИС» обслуживает потребителей, относящиеся к первой и второй категории надежности. Данных потребителей недопустимо отключать от источника питания, т.е. они должны снабжаться электроэнергией бесперебойно.

При конкретном значении напряжения будет обеспечиваться нормальная работа потребителей электроэнергии. К снижению качества приведет отклонение напряжения от определенного значения, к сокращению срока службы электрооборудования, уменьшение его износостойкости и мн.др. Поэтому напряжение должно быть без отклонений.

Такие условия и экономичность всего электроснабжения наиболее полноценно обеспечиваются при автоматическом регулировании напряжения.

На ПС 110/10/6кВ «МИС» силовые трансформаторы 21Т, 22Т типа ТДТН-40000 кВА имеют устройства регулирования напряжения под нагрузкой-УРПН (автоматическое регулирование напряжения с помощью переключения числа витков обмотки ВН трансформатора без его отключения), чтобы не произошло перебоев в электроснабжении потребителей. Электрическая энергия поступает на открытое распределительное устройство напряжением 110 кВ по двухцепной ВЛЭП, затем преобразовывается и распределяется между потребителями в закрытом распределительном устройстве 6 (10)кВ.

В современное время требования к повышению надежности систем электроснабжения привели к пользованию схем с выключателями и разъединителями на высокой стороне без отделителей и короткозамыкателей, потому что при эксплуатации упрощенных схем подстанций появились большие недостатки в работе отделителей и короткозамыкателей открытого исполнения.

Реконструкция подстанции заключается в замене устаревшего электрооборудования на более модернизированное и надёжное.

Реконструкция подстанции позволит увеличить объем электроэнергии, который необходим для нужд населения комсомольского района и обеспечить повышение уровня надежности электроснабжения различных потребителей.

Существуют требования, по которым разрабатывают главную схему ПС:

1. Потребители должны обеспечиваться надежным электроснабжением.
2. Надежная передаваемая мощность через РУ высшего напряжения.
3. Экономически обусловленное значение тока короткого замыкания на стороне НН.
4. Соответствие существенным требованиям противоаварийной автоматики.

## 1 Выбор марки, числа и мощности трансформаторов

На рисунке 1 представлен график, отображающий прогноз роста нагрузки ПС 110/10/6 кВ «МИС» через каждые 5 лет, начиная с 2005 года, в мегавольтамперах. Судя по графику видно, что полная максимальная мощность подстанции к 2025 г. составит  $S_{\max} = 57,8$  МВА. Представленные данные получены от оперативно- диспетчерской службы ЗАО «Квант».

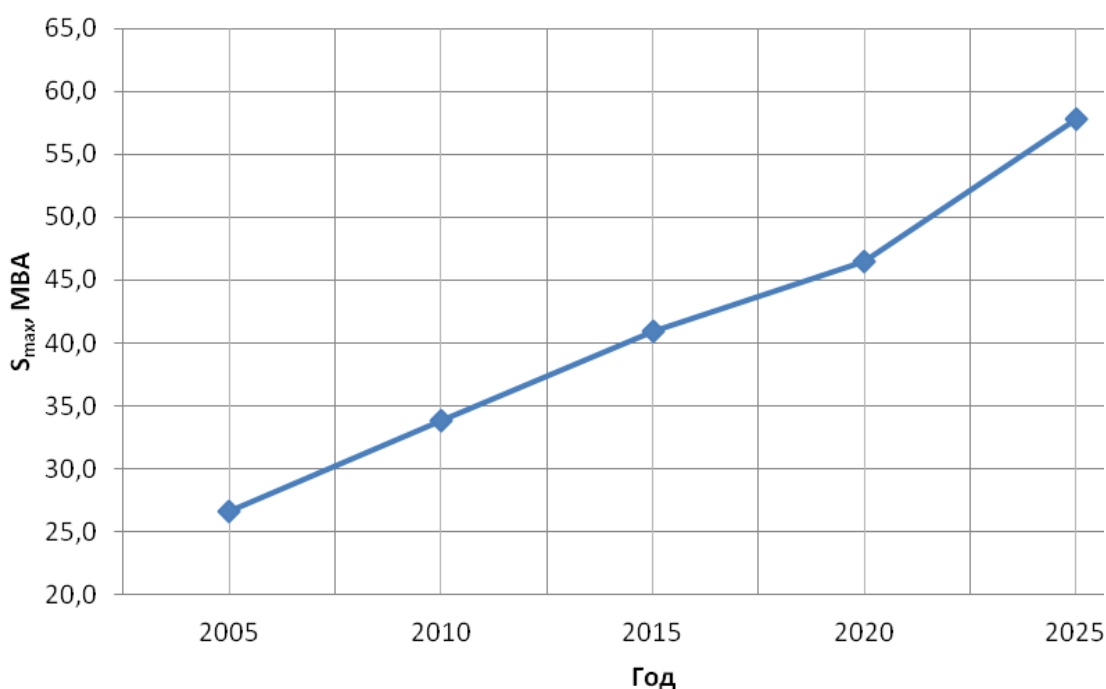


Рисунок 1- График полной мощности ПС 110/10/6 кВ «МИС»

Исходя из графика, можно сделать вывод о том, что ранее установленные трансформаторы ТДТН-40000/110/10 на подстанции «МИС» будут работать с перегрузкой, потому что к 2025 г. ожидается значительный рост электрической нагрузки.

На рисунке 2 можно увидеть фотографию некоторой части подстанции, сделанную 22 марта 2016 года.



Рисунок 2- Фото некоторой части подстанции

Для реконструкции подстанции следует установить два трансформатора, потому что в потреблении электроэнергии участвуют потребители первой и второй категории надежности. Мощность трансформатора  $S_{\text{ТНОМВ}}$  в аварийном режиме вместе с допустимой перегрузкой находится по следующей формуле:

$$S_{\text{номТ}} \geq \frac{S_{\text{max nc}}}{K_3 \cdot (n - 1)}, \quad (1.1)$$

$K_3$  – коэффициент загрузки, при допустимой аварийной перегрузке трансформатора, равный 0,7;

$n$  – число трансформаторов, которые работают на подстанции параллельно.

$$S_{номТ} \geq \frac{57,8}{1,4 \cdot (2 - 1)},$$

$$S_{номТ} \geq 41,3 \text{ МВА}.$$

Трансформаторы необходимо выбирать, исходя из группы соединения обмоток, т.е. трансформаторы должны отвечать следующим условиям:

- препятствие возникновению высших гармоник в электрических сетях;
- выравнивание нагрузки первичной обмотки между фазами при несимметричной нагрузке вторичной обмотки;
- ограничение сопротивления нулевой последовательности цепи КЗ, если питаются четырехпроводные сети.

Для выполнения этих условий одну обмотку трансформаторов стоит соединить в звезду с выведенной нейтралью ( $Y_0$ ), а другую - в треугольник ( $\Delta$ ).

Произведем выбор силовых трансформаторов. В настоящее время на подстанции установлены два трансформатора мощностью 40МВА каждый. Так как в ближайшие 10 лет планируется значительный рост нагрузки на подстанции, то выбираем для дальнейших расчетов трансформаторы с мощностью 63МВА, причем трансформаторы мощностью 25 МВА и более изготавливаются только с расщепленной обмоткой низкого напряжения.

В связи с прогнозируемым ростом электрических нагрузок потребителей, необходимо выбрать для дальнейших расчетов трансформаторы большей мощности.

Выбираем по справочнику трансформаторы следующих марок: ТДЦТН-63000/110/10/6 и ТДТН-63000/110/10/6.

Предприятием, выпускающим данные трансформаторы, является АО «Трансформатор».

1. Рассмотрим вариант, когда на подстанции будут установлены трансформатор типа ТДЦТН-63000/110/10/6 в кол-ве 2шт. Паспортные данные указаны в таблице 1.

Таблица 1- Паспортные данные трансформатора



Тип трансформатора	$S_{ном.Т.},$ МВА	Каталожные данные						
		$U_{ном}$ обмоток,			$u_k,$ %	$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт	$I_x,$ %
		кВ	ВН	СН				
ТДЦТН – 63000/110/10/6	40	115	10,5	6,3	00,5	290	56	,0,7
Цена: 13 800 320 руб.								

Рассчитаем приведенные потери активной мощности в стали трансформатора на х.х.:

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{ин} \cdot Q_x, \quad (1.2)$$

где  $Q_x = \frac{I_x (\%)}{100} \cdot S_{номТ} = \frac{0,56}{100} \cdot 63000 = 352,8 \text{ квар};$

$$\kappa_{ин} = 0,05 \text{ кВт} / \text{квар} .$$

$$P'_x = 56 + 0,05 \cdot 352,8 = 67,6 \text{ кВт} .$$

Приведенные потери активной мощности к.з. обмоток ВН, СН и НН трехфазного трансформатора находятся как:

$$\begin{aligned} P'_{к.в.} &= P_{к.в.} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.в.}, \\ P'_{к.с.} &= P_{к.с.} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.с.}, \\ P'_{к.н.} &= P_{к.н.} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.н.} \end{aligned} \quad (1.3)$$

где  $P_{к.в.}, P_{к.с.}, P_{к.н.}$  - потери активной мощности к.з. обмоток ВН, СН и НН трансформатора при 100- процентной их загрузке;

$$P_{к.в.} = P_{к.с.} = P_{к.н.} = 0,5 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = 0,5 \cdot 30 = 15 \text{ кВт} .$$

Потери реактивной мощности обмоток ВН, СН и НН трехобмоточного трансформатора в режиме к.з.:

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}(\%)}{100} \cdot S_{номТ}, Q_{к.с} = \frac{U_{к.с}(\%)}{100} \cdot S_{номТ}, Q_{к.н} = \frac{U_{к.н}(\%)}{100} \cdot S_{номТ}, \quad (1.4)$$

где  $U_{к.в}$ ,  $U_{к.с}$ ,  $U_{к.н}$  – напряжения к.з. (%) обмоток ВН, СН и НН трехфазного трехобмоточного трансформатора, которые находятся из формул:

$$\begin{aligned} U_{кв} &= 0,5 \cdot (U_{ВН-НН} + U_{ВН-СН} - U_{СН-НН}) = 0,5 \cdot (17 + 10,5 - 6) = 10,75\%; \\ U_{кс} &= 0,5 \cdot (U_{ВН-СН} + U_{СН-НН} - U_{ВН-НН}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = -0,25 = 0\%; \\ U_{кн} &= 0,5 \cdot (U_{ВН-НН} + U_{СН-НН} - U_{ВН-СН}) = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25\%. \end{aligned} \quad (1.5)$$

$$Q_{к.в} = \frac{10,75}{100} \cdot 63000 = 6,7 \cdot 10^3 \text{ квар};$$

$$Q_{к.с} = \frac{0}{100} \cdot 63000 = 0 \text{ квар};$$

$$Q_{к.н} = \frac{6,25}{100} \cdot 63000 = 3,9 \cdot 10^3 \text{ квар}.$$

$$P'_{к.в} = 15 + 0,05 \cdot 6740 = 352 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.с} = 15 + 0,05 \cdot 0 = 15 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.н} = 15 + 0,05 \cdot 3900 = 210 \text{ кВт}.$$

Для группы трехобмоточных трехфазных трансформаторов потери электроэнергии  $\Delta W_{nc}$  можно рассчитать с помощью метода, которым периодически пользуются инженеры, рассчитывая различные потери электроэнергии в кабеле или трансформаторе. Данный метод применяется в компании ЗАО «Квант».

Нагрузка п/ст «МИС» составляет:

$$S = 57,8 \text{ МВт}$$

Расчетная мощность равна:

$$\begin{aligned}
 P &= S \cdot \cos \varphi, \\
 P &= 53,176 \text{ МВт},
 \end{aligned}
 \tag{1.6}$$

где  $\cos \varphi = 0,92$ .

Провод А-70, длиной 4,11 км, омическое сопротивление которого составляет  $r_0 = 0,45 \text{ Ом/км}$ .

Номинальный ток равен:

$$I_{\text{H}} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi},
 \tag{1.7}$$

$$I_{\text{H}} = 290,19 \text{ А}$$

Определим потери электроэнергии с помощью формулы:

$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot R.
 \tag{1.8}$$

Активное сопротивление линии можно найти по формуле:

$$R = r_0 \cdot l.
 \tag{1.9}$$

Следовательно, потери электроэнергии составят:

$$\Delta P = 467,24 \text{ кВт}.$$

$$\Delta W = \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau, \tag{1.10}$$

где  $\tau=3200$ - время максимальных потерь, определяющееся по кривым в зависимости от  $T_{\text{max}}$  (Г.Е.Хроменко. «Проектирование кабельных сетей и проводок». Москва. «Энергия».1980г. с.50);

$T_{\text{max}}$ - продолжительность использования максимальных нагрузок коммунально-бытовых потребителей, ч/год (Электротехнический справочник. «Производство, передача и распределение электрической энергии» / под ред. В. Г. Герасимова и др. М.: Издательство МЭИ, 2002. с.842).

Для подстанции  $T_{\text{max}}=5000$  ч/год.

Время использования максимальной нагрузки в месяц:

$$t = \tau / 12,
 \tag{1.11}$$

$$t = 267 \text{ ч}.$$

Потери электроэнергии за месяц составят:

$$\Delta W = 124597,3 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Годовые потери электроэнергии составят:

$$\Delta W = 1495167 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Стоимость годовых потерь электрической энергии в трансформаторах составляет:

$$I_3 = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_3, \quad (1.12)$$

$$I_3 = 1495167 \cdot 0,74 = 1106423,58 \text{ руб.}$$

$$\text{где } C_3 = \frac{\alpha}{T_m} + \beta = \frac{270}{6601,6} + 0,7 = 0,74 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч} \quad - \quad \text{стоимость } 1 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

электроэнергии;

$\Delta W_{\text{ПС}}$  – потери электроэнергии в трансформаторах, принимаем равными 1 495 167 кВт · ч .

С помощью метода приведенных затрат: можно определить экономическую целесообразность выбора трансформатора:

$$Z_{\text{пр}} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_0 + I_3, \quad (1.13)$$

где  $E_n$  – номинальный коэффициент эффективности, равен 0,15;

$K$  – капитальные затраты на электрооборудование, равны 13 800,32 тыс.руб.;

$$I_0 = P_{\text{сум}} \cdot K = 13\,800,32 \cdot 0,094 = 1\,297,23 \text{ тыс.руб.} \quad - \quad \text{издержки.}$$

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 13\,800\,320 + 1\,297,23 + 1\,495\,167 = 3\,566,512 \text{ тыс.руб.}$$

2. Рассмотрим следующий вариант, если подстанция будет укомплектована трансформаторами типа ТДТН-63000/110/10/6. Паспортные данные приведены в таблице 2.

Таблица 2- Паспортные данные трансформатора

Тип трансформатора	$S_{ном.Т.}$ МВА	Каталожные данные						
		$U_{ном}$ обмоток,			$u_k$ , %	$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_x$ , кВт	$I_x$ , %
		кВ	ВН	СН				
ТДТН – 63000/110/6	60	115	10,5	6,3	10,5	310	70	0,85
Цена: 12 900 990 руб.								

Приведенные потери активной мощности в стали трансформатора на х.х. равны:

$$P'_x = 70 + 0,05 \cdot 310 = 96,8 \text{ кВт.}$$

Приведенные потери активной мощности к.з. обмоток ВН, СН и НН трёхфазного трансформатора:

$$P_{к.в} = P_{к.с} = P_{к.н} = 0,5 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = 0,5 \cdot 310 = 155 \text{ кВт.}$$

Потери реактивной мощности обмоток ВН, СН и НН трёхобмоточного трансформатора в режиме к.з.:

$$Q_{к.в} = \frac{10,75}{100} \cdot 63000 = 6772,5 \text{ квар};$$

$$Q_{к.с} = \frac{0}{100} \cdot 63000 = 0 \text{ квар};$$

$$Q_{к.н} = \frac{12,5}{100} \cdot 63000 = 3937,5 \text{ квар}.$$

Приведенные потери активной мощности к.з. обмоток ВН, СН и НН трехобмоточного трансформатора:

$$P'_{к.в} = 155 + 0,05 \cdot 6772,5 = 493,625 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.с} = 155 + 0,05 \cdot 0 = 155 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.н} = 155 + 0,05 \cdot 3937,5 = 357,875 \text{ кВт}.$$

Цена годовых потерь электроэнергии в трансформаторах составляет:

$$И_э = 1495167 \cdot 0,74 = 1106423,58 \text{ руб.}$$

Приведенные затраты составляют:

$$И_о = P_{\text{сум}} \cdot K = 12\,900,99 \cdot 0,094 = 1\,212,693 \text{ тыс.руб.} - \text{издержки.}$$

$$З_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 12\,900\,990 + 1\,212,693 + 1\,106\,423,58 = 3042,784 \text{ тыс.руб.}$$

Согласно итоговым данным, приведённые затраты на укомплектование трансформатора марки ТДЦТН-63000/110/10/6 составляет 3 566 512 руб., а на трансформатор ТДТН-63000/110/10/6 составляет 3 042 784 руб.

Затраты на установку трансформатора ТДЦТН-63000/110 выше, чем на ТДТН-63000/110 примерно на 524 тыс.руб., также потери электроэнергии в трансформаторе ТДТН-63000/110 ниже. Следовательно, выгоднее установить ТДТН-40000 кВА. На ПС «МИС» необходимо установить более мощные трансформаторы, так как мощность трансформатора с учетом допустимой

перегрузки в аварийном режиме не превышает номинальную мощность (63 МВА) трансформатора. Также должна учитываться нагрузка, которая увеличивается в течение 10 лет. Нагрузка на ПС «МИС» в связи с увеличением новых потребителей каждым годом растёт поэтому на подстанции необходимо установить более мощные трансформаторы.

Для дальнейших расчетов и установки на реконструируемой подстанции выбираем трансформатор ТДТН-40000/110/10/6 в количестве 2 шт., работающий параллельно.

## 2 Выбор электрической схемы подстанции «МИС»

Обеспечение надежности, перспективы развития, проведение ремонтных работ и безопасности эксплуатации- все это необходимо для различных вопросов и решений по схемам подстанций (ПС).

В зависимости от схемы питания и положения в системе ПС разделяют на следующие группы (рисунок 2.1):

- а) узловая (комбинированная)
- б) проходная (транзитная)
- в) на присоединении (ответвительная)
- г) конечная (тупиковая)

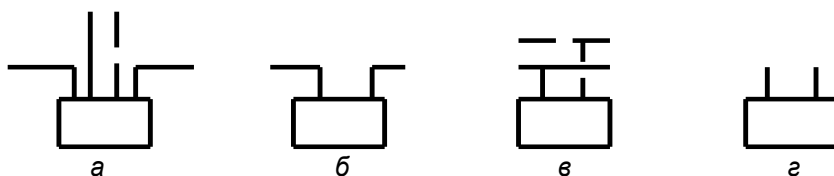


Рисунок 2.1 – Принципиальные схемы, поясняющие положение подстанций в сети высшего напряжения

Тупиковая подстанция – это подстанция, принимающая электрическую энергию от одной электроустановки по одной или нескольким параллельным линиям.

Ответвительная подстанция присоединяется глухой отпайкой к одной или двум подходящим линиям.

Проходная подстанция включается в расщечку одной или двух линий с одним или двухсторонним питанием.

Узловая подстанция – это подстанция, линии (более 2-ух) питающей сети которой приходят от двух или более источников питания.

Выбор главной схемы является важнейшим условием при проектировании электрической части подстанций, потому что он определяет состав всех элементов и наличие связей между ними.

Главная схема электросоединений подстанций зависит от важных условий: типа подстанции, кол-ва и мощности укомплектованных силовых



трансформаторов, категории потребителей электроэнергии по надежности электроснабжения, уровней напряжения, числа питающих ВЛ или КЛ и отходящих присоединений, величин токов к.з., экономичности, безопасности обслуживания, износостойкости и удобства в эксплуатации.

Если к подстанции подходит две ЛЭП напряжением до 110 кВ, применяется схема «мостик», для производственных подстанций – с выключателями в цепях трансформаторов. На напряжение 220 кВ и выше, с мощностью подключаемых трансформаторов 63 МВА и выше применяется схема «четырёхугольник»; до 40 МВА – «мостик».

На высокой стороне подстанции установлено два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий.

На стороне низкого напряжения установлены секционированные шины.

В данном варианте я выбираю схему РУ на стороне ВН с выключателями для тупиковой подстанции. Данная схема изображена на рисунке 3.1.

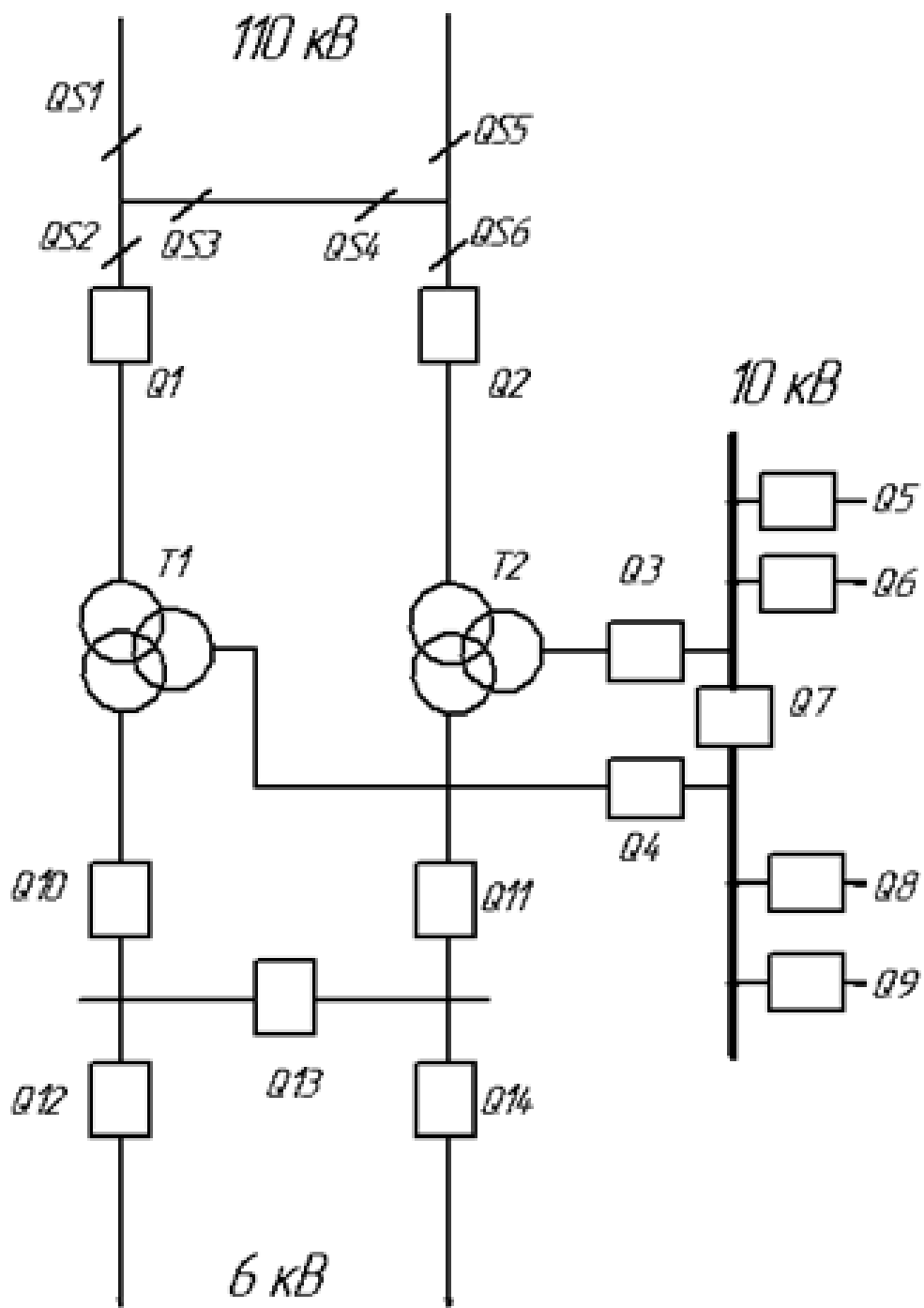


Рисунок 2.1- Схема РУ на стороне ВН с выключателями

### **3 Расчет токов короткого замыкания**

Чтобы выбрать и проверить электрическое оборудование, спроектировать релейную защиту и автоматику, спроектировать заземляющие устройства и т.д., необходимо провести расчет токов короткого замыкания (к.з.).

В этом пункте рассмотрим расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания напряжением выше 1000 В.

Возможно не учитывать следующие пункты при расчетах токов к.з.:

-сдвиг по фазе ЭДС разных синхронных двигателей и изменение их частоты вращения, если продолжительность к.з. составляет  $t \leq 0,5$  с;

-ток намагничивания силовых трансформаторов и автотрансформаторов;

-насыщение магнитных систем электрических двигателей;

-поперечную емкость ВЛЭП напряжением 110-220 кВ, если длина  $l \leq 200$  км, и напряжением 330-500 кВ, если их длина составляет  $l \leq 150$  км;

- влияние активных сопротивлений разных элементов исходной схемы на амплитуду периодической составляющей тока к.з., если активная составляющая результирующего эквивалентного сопротивления расчетной схемы относительно точки к.з. не превышает 30% от индуктивной составляющей результирующего эквивалентного сопротивления.

#### **3.1 Расчет токов трехфазного короткого замыкания**

Расчет токов трехфазного к.з. выполняется следующим образом:

- составляется схема рассматриваемой электрической установки, где намечаются расчетные точки к.з. Такая исходная схема приведена на рисунке 3.1;

- составляется эквивалентная схема замещения после составления расчетной схемы, все сопротивления нумеруются. Такая схема изображена на рисунке 3.2;

- определяются величины сопротивлений всех элементов, входящих в схему замещения в относительных (или именованных) единицах. Расчет сопротивлений ведется в о.е. относительно базисной ступени 110 кВ. Расчетные формулы для определения сопротивлений в относительных единицах приведены в таблице 3.1;

- путем постепенного преобразования относительно расчетной точки к.з. приводят схему замещения к простейшему виду, чтобы каждый источник питания, который характеризуется заданными значениями эквивалентной ЭДС и ударного коэффициента, был связан с точкой к.з. одним результирующим сопротивлением;

- определяют начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з.  $I_{n,o}$ , а затем ударный ток  $i_{y0}$ , периодическую и аperiodическую составляющие тока к.з. для данного момента времени.

Расчетная схема для вычисления тока короткого замыкания приведена на рисунке 3.1:

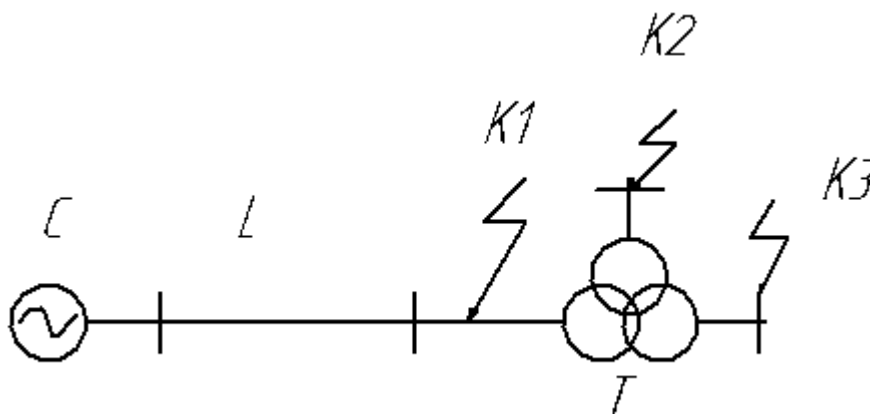


Рисунок 3.1 – Расчетная схема

На основании расчетной схемы составляем схему замещения с обозначением сопротивлением входящих в нее токоприемников (рисунок 4.2).

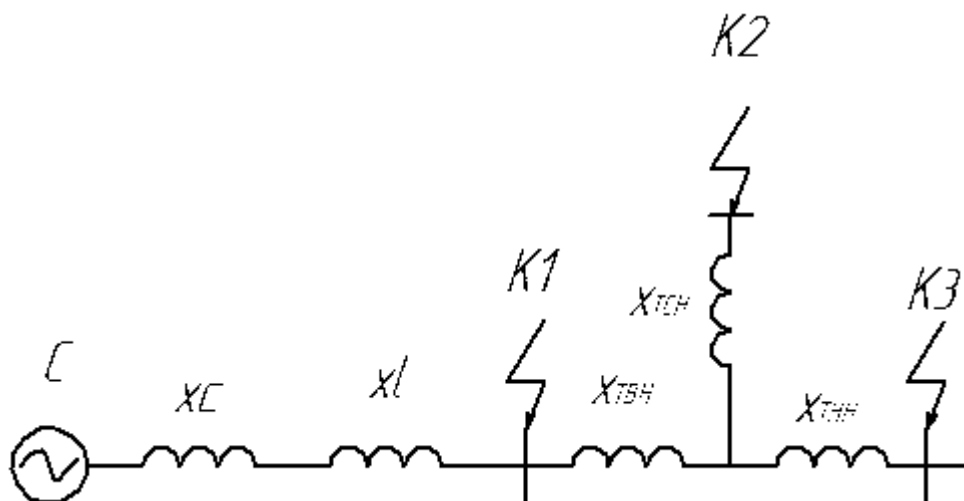


Рисунок 3.2 – Схема замещения

По формулам рассчитаем в о.е. приведенные к базисной мощности значения сопротивлений всех элементов. Формулы и сопротивления элементов приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Расчетные формулы для определения сопротивлений

Наименование элемента	Исходный параметр	Относительные единицы, о.е.
Система	$S_k$ , МВА	$x_C = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_k} = \frac{1000}{2000} = 0,5$
Трансформатор	$U_k$ , % ; $S_{ном}$ , МВА	$x_{TB} = \frac{U_{kB}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном T}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 1,7$ $x_{TC} = \frac{U_{kC}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном T}} = \frac{0}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 0$ $x_{TH} = \frac{U_{kH}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном T}} = \frac{6,25}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 0,99$
Линия электропередачи	$x_{y\delta}$ , Ом/км; $l$ , км	$x_l = x_{y\delta} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2} = \frac{0,4}{2} \cdot 4 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,06$

где  $S_{\sigma} = 1000 \text{ МВА}$  - базисная мощность;

$S_k$  – мощность к.з. системы;

$U_{\sigma}$  – базисное напряжение, кВ;

$x_{y\partial}$  -удельное (погонное) сопротивление линии на км длины;

$l$ – длина линии, км.

Короткое замыкание в точке К1. Результирующее сопротивление до точки К1:

$$x_{*рез(\sigma)} = x_{*\sigma,c} + x_{*\sigma,l}, \quad (3.1)$$

$$x_{*рез,\sigma} = 0,5 + 0,06 = 0,56.$$

Базисный ток:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}}, \quad (3.2)$$

$$I_{\sigma} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}.$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з.:

$$I_{n,o} = \frac{E_{*\sigma}''}{x_{*рез(\sigma)}} \cdot I_{\sigma}, \quad (3.3)$$

$$I_{n,o} = \frac{1}{0,56} \cdot 5,02 = 8,96 \text{ кА}.$$

Ударный ток к.з.:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\partial}, \quad (3.4)$$

где  $k_{y\partial}$  - ударный коэффициент.

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 8,96 \cdot 1,8 = 22,8 \text{ кА}.$$

Короткое замыкание в точке К2. Общее сопротивление до точки К2:

$$x_{*рез(\sigma)} = x_{*\sigma,c} + x_{*\sigma,l} + x_{*\sigma,ТВ} + x_{*\sigma,ТС},$$

$$x_{*рез,\sigma} = 0,5 + 0,06 + 1,7 + 0 = 2,26.$$

Базисный ток:

$$I_{\sigma} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 56,02 \text{ кА.}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з.:

$$I_{n,o} = \frac{1}{2,26} \cdot 56,02 = 24,78 \text{ кА.}$$

Ударный ток к.з.:

$$i_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot 24,78 \cdot 1,92 = 67,28 \text{ кА.}$$

Короткое замыкание в точке К3. Общее сопротивление до точки К3:

$$x_{*рез(\sigma)} = x_{*\sigma,c} + x_{*\sigma,l} + x_{*\sigma,ТВ} + x_{*\sigma,ТН},$$

$$x_{*рез,\sigma} = 0,5 + 0,06 + 1,7 + 0,99 = 3,25.$$

Базисный ток:

$$I_{\sigma} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 93,4 \text{ кА.}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з.:

$$I_{n,o} = \frac{1}{3,25} \cdot 93,4 = 28,73 \text{ кА.}$$

Ударный ток к.з.:

$$i_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot 28,73 \cdot 1,92 = 78,01 \text{ кА.}$$

Расчетные данные токов К.З. представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Расчетные данные токов К.З.

№ к.з.	U <sub>н</sub> , кВ	K <sub>уд</sub>	I <sup>(3)</sup> <sub>н,о</sub> , кА	i <sub>уд</sub> , кА
К1	115	1,8	8,96	22,8
К2	10,5	1,92	24,78	67,28
К3	6,3	1,92	28,73	78,01

### 3.2 Расчет токов однофазного короткого замыкания

Чтобы рассчитать несимметричные токи к.з., нужно составить схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательности. На рисунке 3.3 изображена первая схема.

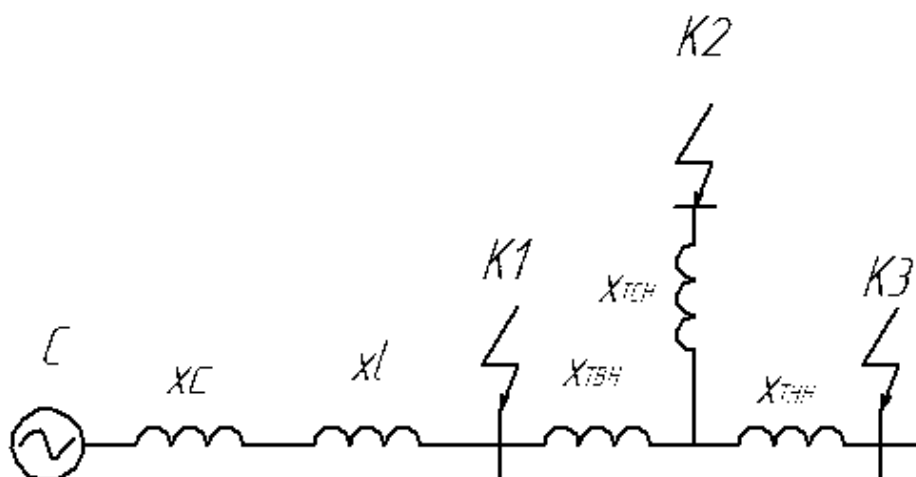


Рисунок 3.3 – Схема замещения прямой последовательности

Схема замещения обратной последовательности (рисунок 3.4) равнозначна схеме, изображенной на предыдущем рисунке.

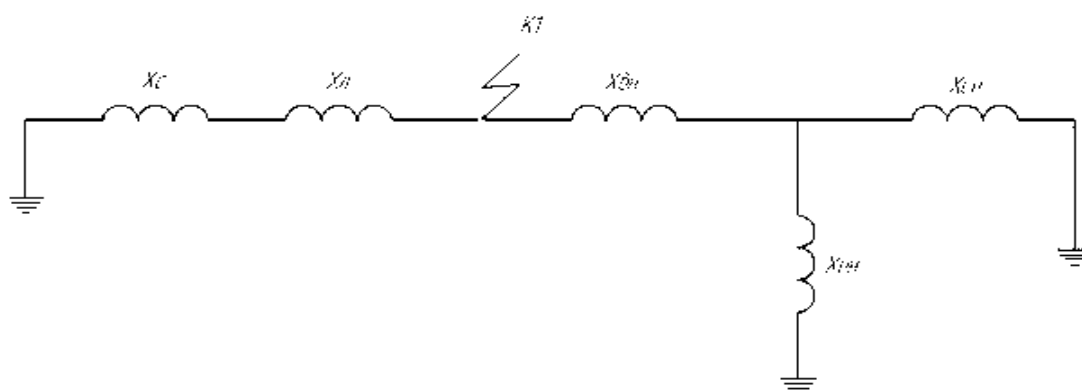


Рисунок 3.4 – Схема замещения нулевой последовательности

Находим сопротивления прямой последовательности:

$$x_{\Sigma 1(K1)} = x_c + x_L = 0,5 + 4,7 \cdot 0,06 = 0,782,$$

$$x_{\Sigma 1(K2)} = x_c + x_L + x_{TB} + x_{TC} = 0,5 + 4,7 \cdot 0,06 + 1,7 + 0 = 2,482,$$

$$x_{\Sigma 1(K3)} = x_c + x_L + x_{TB} + x_{TH} = 0,5 + 4,7 \cdot 1,058 + 1,7 + 0,99 = 3,472.$$



Сопrotивления обратной последовательности:

$$x_{\Sigma 1} = x_{\Sigma 2}$$

$$x_{\Sigma 2(K1)} = x_c + x_l = 0,5 + 4,7 \cdot 0,06 = 0,782,$$

$$x_{\Sigma 2(K2)} = x_c + x_l + x_{TB} + x_{TC} = 0,5 + 4,7 \cdot 0,06 + 1,7 + 0 = 2,482,$$

$$x_{\Sigma 3(K3)} = x_c + x_l + x_{TB} + x_{TH} = 0,5 + 4,7 \cdot 0,06 + 1,7 + 0,99 = 3,472.$$

Сопrotивления нулевой последовательности для точки К1, потому что короткое замыкания в точке К2 и К3 не имеет сопротивления нулевой последовательности.

$$x_1 = x_c + x_l = 0,5 + 4,7 \cdot 0,06 = 0,782,$$

$$x_2 = \frac{1}{\frac{1}{x_{TC}} + \frac{1}{x_{TH}}} = \frac{1}{\frac{1}{0} + \frac{1}{0,99}} = 0,99,$$

$$x_3 = x_2 + x_{TB} = 0,99 + 1,7 = 2,69,$$

$$x_{\Sigma 0(K1)} = \frac{1}{\frac{1}{x_1} + \frac{1}{x_3}} = \frac{1}{\frac{1}{0,782} + \frac{1}{2,69}} = 0,606.$$

Расчеты несимметричных токов к.з. сведены в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Расчет несимметричных токов к.з. для К1

Вид к.з.	$\Delta x^{(n)}$	$m^{(n)}$
Однофазное	$x_{\Sigma 2(K1)} + x_{\Sigma 0} = 0,99 + 0,606 = 1,596$	3
Двухфазное	$x_{\Sigma 2(K1)} = 0,99$	$\sqrt{3}$
Двухфазное на землю	$\frac{x_{\Sigma 2(K1)} \cdot x_{\Sigma 0}}{x_{\Sigma 2(K1)} + x_{\Sigma 0}} = \frac{0,99 \cdot 0,606}{0,99 + 0,606} = 0,376$	$\sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{x_{\Sigma 2(K1)} \cdot x_{\Sigma 0}}{(x_{\Sigma 2(K1)} + x_{\Sigma 0})^2}} =$ $= \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{0,99 \cdot 0,606}{(0,99 + 0,606)^2}} = 1,51$

Ток несимметричного к.з.:

$$I_{\kappa}^{(n)} = m^{(n)} \cdot I_{\kappa 1}^{(n)}, \quad (3.5)$$

где  $n$  – индекс вида к.з.;

$m^{(n)}$  – коэффициент, зависящий от вида к.з.;

$x_{\Sigma 1}$  - результирующее эквивалентное индуктивное сопротивление схемы замещения прямой последовательности относительно точки несимметричного к.з.;

$I_{\kappa}^{(n)}$  - ток прямой последовательности для данного к.з.

Ток прямой последовательности:

$$I_{\kappa}^{(n)} = \frac{E_*''}{x_{\Sigma 1} + \Delta x^{(n)}}, \quad (4.6)$$

где  $\Delta x^{(n)}$  - индуктивное сопротивление, которое определяется видом несимметричного к.з. и параметрами схем замещения обратной и нулевой последовательностей.

Периодическая составляющая тока несимметричного к.з.:

$$I_{n,o}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{E_*''}{x_{\Sigma 1} + \Delta x^{(1)}} I_b, \quad (4.7)$$

Однофазное к.з.:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{1}{0,782 + 1,596} = 0,42,$$

$$I_{\kappa}^{(1)} = 3 \cdot 0,42 = 1,26,$$

$$I_{n,o}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{0,782 + 1,596} \cdot 5,02 = 6,32 \text{ кА}.$$

Двухфазное к.з.:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{1}{0,99 + 0,99} = 0,505,$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 0,505 = 0,874,$$

$$I_{n,o}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{0,99 + 0,99} \cdot 5,02 = 4,39 \text{ кА}.$$

Двухфазное к.з. на землю:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{1}{0,99 + 0,376} = 0,732,$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = 1,48 \cdot 0,732 = 1,083,$$

$$I_{n,o}^{(2)} = 1,48 \cdot \frac{1}{0,99 + 0,376} \cdot 5,02 = 5,44 \text{ кА}.$$

Расчеты несимметричных токов к.з. сведены в таблицу 4.3.

Таблица 3.3 – Расчет несимметричных токов к.з. для К2

Вид к.з.	$\Delta x^{(n)}$	$m^{(n)}$
Однофазное	$x_{\Sigma 2(K2)} + x_{\Sigma 0} = 1,7 + 0 = 1,7$	3
Двухфазное	$x_{\Sigma 2(K2)} = 1,7$	$\sqrt{3}$
Двухфазное на землю	$\frac{x_{\Sigma 2(K2)} \cdot x_{\Sigma 0}}{x_{\Sigma 2(K2)} + x_{\Sigma 0}} = \frac{1,7 \cdot 0}{1,7 + 0} = 0$	$\sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{x_{\Sigma 2(K2)} \cdot x_{\Sigma 0}}{(x_{\Sigma 2(K2)} + x_{\Sigma 0})^2}} =$ $= \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{1,7 \cdot 0}{(1,7 + 0)^2}} = 1,11$

Однофазное к.з.:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{1}{2,482 + 1,7} = 0,24,$$

$$I_{\kappa}^{(1)} = 3 \cdot 0,24 = 1,2$$

$$I_{n,o}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{2,482 + 1,7} \cdot 56,02 = 67,22 \text{ кА}.$$

Двухфазное к.з.:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{1}{2,482 + 1,7} = 0,24,$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 0,24 = 0,415,$$

$$I_{n,o}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{2,482 + 1,7} \cdot 56,02 = 23,25 \text{ кА}.$$

Двухфазное к.з на землю:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{1}{2,482} = 0,403,$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = 1,7 \cdot 0,403 = 0,685,$$

$$I_{n,o}^{(2)} = 1,7 \cdot \frac{1}{2,482} \cdot 56,02 = 38,38 \text{ кА}.$$

Расчеты несимметричных токов к.з. сведены в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Расчет несимметричных токов к.з. для КЗ

Вид к.з.	$\Delta x^{(n)}$	$m^{(n)}$
Однофазное	$x_{\Sigma 2(K3)} + x_{\Sigma 0} = 3,472 + 0 = 3,472$	3
Двухфазное	$x_{\Sigma 2(K3)} = 3,472$	$\sqrt{3}$
Двухфазное на землю	$\frac{x_{\Sigma 2(K3)} \cdot x_{\Sigma 0}}{x_{\Sigma 2(K3)} + x_{\Sigma 0}} = \frac{3,472 \cdot 0}{3,472 + 0} = 0$	$\sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{x_{\Sigma 2(K3)} \cdot x_{\Sigma 0}}{(x_{\Sigma 2(K3)} + x_{\Sigma 0})^2}} =$ $= \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{3,472 \cdot 0}{(3,472 + 0)^2}} = 1,7$

Однофазное к.з.:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{1}{3,472 + 3,472} = 6,944,$$

$$I_{\kappa}^{(1)} = 3 \cdot 6,944 = 20,832,$$

$$I_{n,o}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{3,472 + 3,472} \cdot 93,4 = 1945 \text{ кА}.$$

Двухфазное к.з.:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{1}{3,472 + 3,472} = 6,944,$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 6,944 = 12,03,$$

$$I_{n,o}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{3,472 + 3,472} \cdot 93,4 = 1123,35 \text{ кА}.$$

Двухфазное на землю:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{1}{3,472} = 0,288,$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = 1,7 \cdot 0,288 = 0,49,$$

$$I_{n,o}^{(2)} = 1,7 \cdot \frac{1}{3,472} \cdot 93,4 = 45,7 \text{ кА}.$$

## 4 Выбор электрических аппаратов

Чтобы выбрать аппараты для проектируемой подстанции нужно определить по заданной электрической схеме некоторые расчетные условия: расчетные рабочие токи присоединений и токи к.з.

Расчетные значения сопоставляются в соответствии с номинальными параметрами аппаратов, выбираемых по справочной литературе.

При выборе аппаратов необходимо учитывать род установки, загрязненность среды, габариты, вес, стоимость электрического оборудования, удобство его размещения в РУ и др.

### 4.1 Выбор оборудования ОРУ – 110 кВ

Расчетный ток продолжительного режима с учетом 40 % перегрузки:

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{T.\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} ; \quad (4.1)$$

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 443,33 \text{ A}.$$

#### 4.1.1 Выбор выключателя

Принимаем к рассмотрению высоковольтный выключатель ВГТ-110-40/2500 У1. Элегазовые выключатели обладают такими достоинствами, как простота конструкции и высокая отключающая способность.

Выключатель -110-40/2500 У1 выбирается по следующим параметрам:

1. По номинальному напряжению -  $U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сети ном}}$ ,

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}.$$

2. По номинальному току -  $I_{\text{дл. доп}} \leq I_{\text{ном}}$ ,

$$I_{\text{дл. доп}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot 2} = 1,4 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 2} = 158,3 \text{ A},$$

$$158,3 \text{ A} \leq 2500 \text{ A}.$$

3. По отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения -  $I_{\text{п. } \tau} \leq I_{\text{откл.ном}}$

$$8,96 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}.$$

б) на отключение аperiodической составляющей тока к.з. –

$$i_{\text{а. } \tau} \leq i_{\text{а.ном}} = (\sqrt{2} \cdot \beta / 100) \cdot I_{\text{откл.ном}}, \quad (4.2)$$

где  $i_{\text{а. } \tau}$  – номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени:

$$\tau = t_{\text{рз}} + t_{\text{с.в}} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с},$$

$$i_{\text{а.ном}} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{нор}} / 100) \cdot I_{\text{откл.ном}} = (\sqrt{2} \cdot 0,42 / 100) \cdot 40 = 26,76 \text{ кА},$$

$$i_{\text{а. } \tau} \leq i_{\text{а.ном}},$$

$$22,8 \text{ кА} \leq 26,76 \text{ кА}.$$

4. По предельному сквозному току к.з. – на электродинамическую стойкость:

$$I_{п.о} \leq I_{пр.с.},$$

$$i_{уд.} \leq i_{пр.с.},$$

где  $I_{п.р.с.}$  - действующее значение предельного сквозного тока к.з. (по техническим данным выключателя),  $i_{пр.с.}$  - амплитудное значение предельного сквозного тока к.з. (по техническим данным выключателя);

$$8,96 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА},$$

$$22,8 \text{ кА} \leq 102 \text{ кА}.$$

5. Тепловому импульсу – на термическую стойкость:

$$\beta_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл},$$

$$\beta_k \leq 40^2 \cdot 0,055 = 88 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$\beta_k = I_{п.о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 8,96^2 \cdot (0,055 + 0,05) = 8,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (4.3)$$

$$8,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 88 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Данный выключатель может быть использован на подстанции.



Рисунок 4.1– Общий вид элегазового выключателя ВГТ-110-40/2500 У1

#### 4.1.2 Выбор разъединителей

Принимаем к рассмотрению разъединитель двухколонковый РДЗ-1-110/2000 УХЛ1. РДЗ-1-110/1000 УХЛ1 –разъединитель наружной установки двух колонковый с одним заземляющим ножом, с установкой в зоне умеренного климата, с приводом ПР-05-26 УХЛ1. Данный разъединитель проверяется по следующим параметрам:

Выбор разъединителей производится по:

- номинальному напряжению;
- номинальному току;
- конструкции и роду установки;
- электродинамической устойчивости;
- термической устойчивости.

Параметры разъединителя и расчетные данные сведены в таблицу 4.1



Таблица 4.1 – Выбор разъединителей

Условия выбора	Методика	Паспорт
$U_{ном} \geq U_c$	$U_c = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 158,3 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$i_{дин} \geq i_{yd}$	$i_{yd} = 22,8 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	$B_k = 8,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

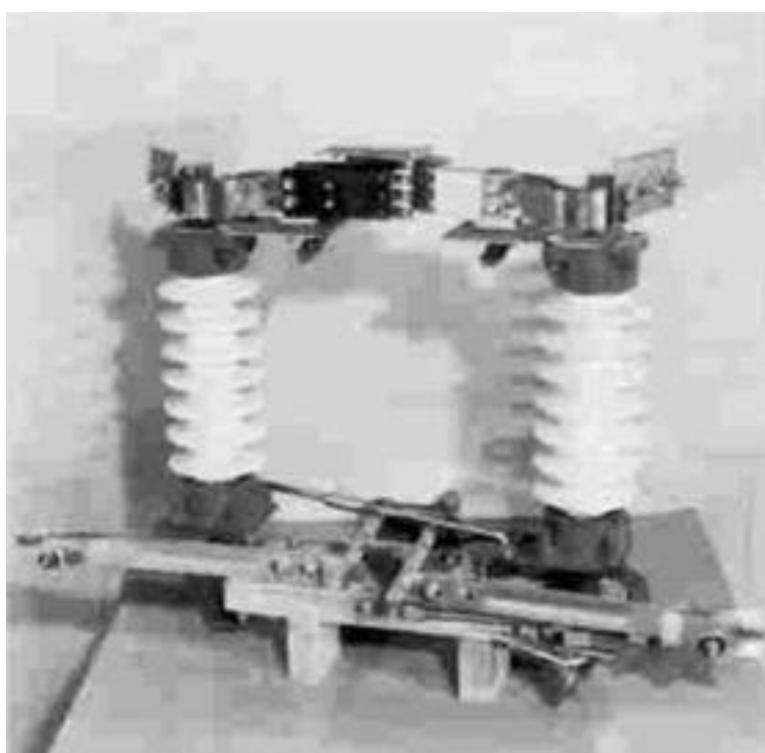


Рисунок 4.2 - Разъединитель марки РДЗ-1-110/2000 УХЛ1

### 4.1.3 Выбор трансформаторов тока

Принимаем к рассмотрению встроенный трансформатор тока. Трансформаторы тока серии ТВТ предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам, устройствам защиты и управления в установках переменного тока промышленной частоты.

Трансформаторы тока размещаются на вводах внутри оболочек силовых трансформаторов или автотрансформаторов.

Кабель контрольный с алюминиевыми жилами -  $4\text{мм}^2$ .

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

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.

Таблица 4.6 – Расчёт трансформатора тока 110 кВ

Расчёт	Паспорт ТГФМ-110Б-1-У1
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 158,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 55 - 600 \text{ А}$
$i_{\text{y0}} = 22,8 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 126 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 8,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} = 2028 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 1,024 \text{ Ом}$	$r_2 = 1,2 \text{ Ом}$

На рисунке 4.3 представлен трансформатор тока ТГФМ-110Б-1-У1.



Рисунок 4.3 - 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.

#### **4.1.4 Выбор трансформатора напряжения**

Измерительные трансформаторы напряжения (ТН) предназначены для преобразования напряжения до значения, удобного для измерения. Трансформаторы, предназначенные для присоединения счётчиков, должны отвечать классу точности 0,5. Для присоединения щитовых измерительных приборов используют трансформаторы классов 1,0 и 3,0; для релейной защиты – 0,5, 1,0 и 3,0.

Нагрузка подключённых приборов по формуле:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \times \cos \varphi_{\text{приб}})^2 + (\sum S_{\text{приб}} \times \sin \varphi_{\text{приб}})^2} = \sqrt{P^2_{\text{приб}} + Q^2_{\text{приб}}} . \quad (4.4)$$

В таблице 4.7 представлены измерительные приборы с потребляемой мощностью.

Таблица 4.7 – Вторичная нагрузка ТН 110кВ

Наименование прибора	Мощность, потребляемая одной катушкой, В·А	$\cos\varphi$	Потребляемая мощность		
			Вт	В·А	В·А
1	2	3	4	5	6
Вольтметр Э-762	9	1	9	9	9
Ваттметр Ц-301/1	10	1	10	10	10
Счетчик СЭТ4-ТМ	1,5	0,53	0,8	0,8	1,5
Итого по ТН:	-	-	19,8	19,8	19,8

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения составляет  $S_{2\Sigma} = 19,8 \text{ В}\cdot\text{А}$ .

Для ЗРУ 110 кВ выбираем трансформатор напряжения типа НКФ-110-83, который представлен на рисунке 4.4..

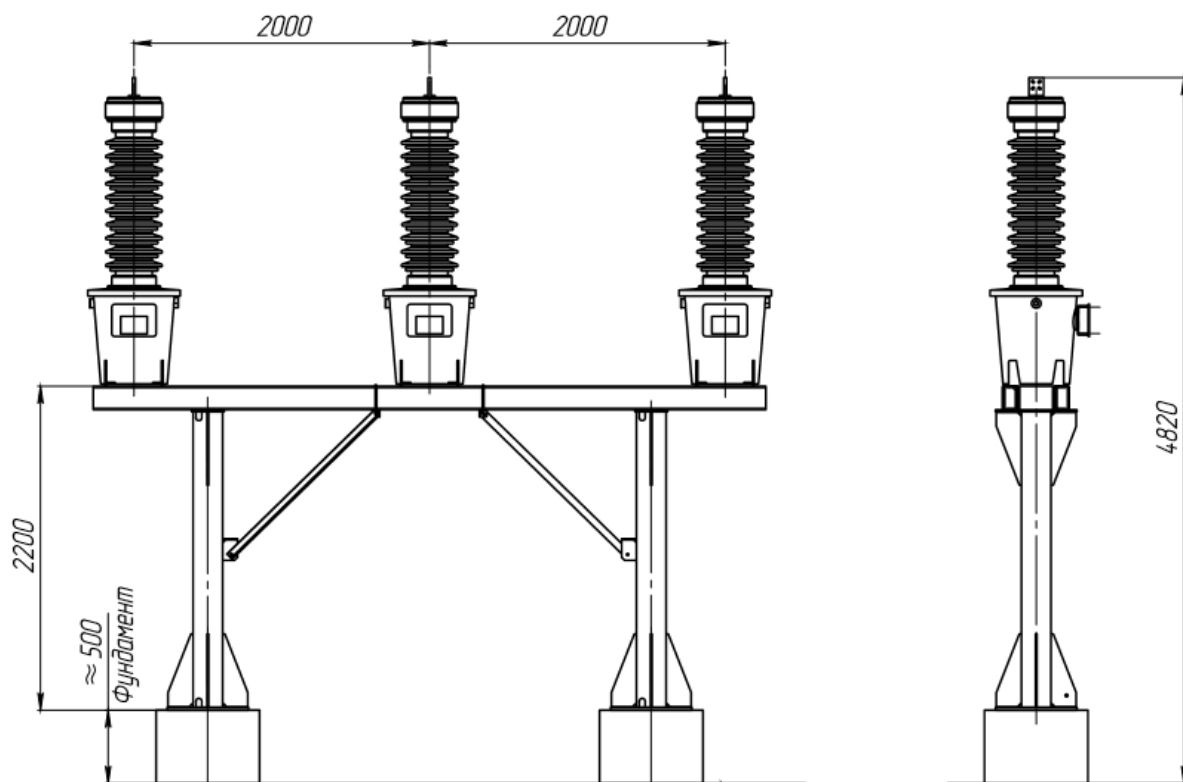


Рисунок 4.4 - Трансформатор напряжения НКФ-110-83

## 4.2 Выбор оборудования на стороне 10 кВ

Распределительное устройство 10 кВ выполнено в виде комплектного распределительного устройства, с выкатными тележками и масляными выключателями марки ВМП. КРУ – 10 кВ размещен на территории закрытого распределительного устройства.

При реконструкции КРУ – 10 кВ старое оборудование необходимо заменить полностью на новое КРУ-10 кВ с электромагнитными выключателями.

Достоинствами КРУ СЭЩ-70 являются:

- в КРУ устанавливаются лучшие по параметрам «цена-качество», комплектующие;
- не высокая стоимость по сравнению с иностранными производителями;
- многофункциональная система мониторинга ИНФО-СЭЩ, которая показывает реальное состояние аппаратов в шкафу;

- удобное сервисное обслуживание.

Применение электромагнитных выключателей дает множество преимуществ:

- резкое снижение эксплуатационных затрат;
- пожаробезопасность и возможность работы в агрессивных средах при правильной эксплуатации;
- широкий диапазон рабочих температур, в котором возможна эксплуатация дугогасительной камеры;
- повышенная сейсмостойкость, т.е. противостояние ударным и вибрационным усилиям;
- бесшумность, чистота, удобство обслуживания, обусловленные отсутствием выброса масла, газов при отключении К.З.;
- отсутствие загрязнений окружающей среды;
- высокая надёжность и безопасность эксплуатации.

К недостаткам относится повышенный уровень коммутационных перенапряжений, что требуют применения специальных технических средств.

Токи с учетом 40 % перегрузки:

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 2} = 1,4 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 1819 \text{ A.} \quad (4.5)$$

#### 4.2.1 Выбор выключателей

Выключатель выбирается по таким же параметрам, что и выключатель на высокой стороне. К установке выбирается электромагнитный выключатель марки ВЭ-10-3600-20-УЗ(ТЗ). Все каталожные и расчетные данные представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Электромагнитный выключатель 10 кВ

Расчет	Паспорт
--------	---------

$U_{ном} = 10кВ$	$U_{сет.ном} = 10кВ$
------------------	----------------------

Продолжение таблицы 4.8

$I_{max} = 2546 A$	$I_{ном} = 3600 A$
$I_{п,о}^3 = 24,78 кА$	$I_{откл.ном} = 38 кА$
$i_{а,τ} = 67,28кА$	$i_{а,ном} = 80кА$
$I_{дин} = 24,78кА$	$I_{п,о} = 80 кА$
$B_k = 64,5 кА^2 \cdot с$	$B_{кном} = 3148кА^2 \cdot с$

#### 4.2.2 Выбор трансформатора тока

Принимается к рассмотрению трансформатор тока ТОЛ-10-М.

Трансформаторы тока ТОЛ-10-М служат для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики и сигнализации в электрических цепях переменного тока промышленной частоты 50 Гц. Класс точности: 0,2S. Расчетные и паспортные данные представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9– Расчетные и паспортные данные

ТОЛ-10-М	
Расчет	Паспорт
$U_{ном} = 10кВ$	$U_{сет.ном} = 10кВ$
$I_{max} = 2546 A$	$I_{ном} = 3000A$
$i_{yд} = 67,28 кА$	$i_{yд} \leq K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном}$ $i_{yд} \leq 50 \cdot \sqrt{2} \cdot 3 \leq 212 кА$
$B_k = 6806 кА^2 \cdot с$	$B_{кном} = 11907 кА^2 \cdot с$

### 4.2.3 Выбор трансформатора напряжения

Из предлагаемого перечня трансформаторов напряжения (ТН) к установке принимается трансформатор напряжения НАМИ – 10 кВ.

Контроль на стороне 10 кВ осуществляется с помощью следующих контрольно-измерительных приборов: вольтметр, вольтметр-фазный, фазометр, частотомер. Данные контрольно-измерительных приборов представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Контрольно-измерительные приборы во вторичной цепи ТН

Прибор	Типы приборов	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число катушек	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							$P, Вт$	$Q, вар$
Вольтметр	Э – 351	2	1	1	0	1	2	---
Ваттметр	Ц-301/1	2	1	1	0	1	2	---
Счетчик активной энергии	СЭТ-4ТМ	2	2	0,39	0,925	1	1,52	3,7
Счетчик реактивной энергии	СЭТ-4ТМ	2	2	0,39	0,925	1	1,52	3,7
Итого							7,04	7,4

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} = \sqrt{7,04^2 + 7,4^2} = 9,92 \text{ В} \cdot \text{А}.$$



Выбранный трансформатор напряжения НАМИ – СЭЩ – 10 кВ имеет номинальную мощность в классе точности 0,5, который необходим для присоединения счетчиков 75 В·А. Таким образом:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном},$$

$$9,92 \leq 75.$$

Из произведенных расчетов сделан вывод о возможности установки трансформатора напряжения марки НАМИ – СЭЩ – 10 кВ, так как технические параметры трансформатора напряжения удовлетворяют всем условиям проверки.

#### 4.2.4 Выбор реактора

Выбираем по напряжению сети:

$$U_{ном} \leq U_{сети\ ном}$$

$$10\text{ кВ} \leq 10\text{ кВ}.$$

Ограничители перенапряжений (ОПН-110, ОПНп-110) предназначены для защиты электрооборудования сетей с изолированной нейтралью напряжения 110 кВ переменного тока промышленной частоты 50 Гц от атмосферных и внеплановых коммутационных перенапряжений.

Согласно нормам и практике эксплуатации сетей с изолированной нейтралью 6-35 кВ токи однофазного замыкания на землю, обусловленные емкостной проводимостью сетей, рекомендуется компенсировать с помощью ДГК.

Компенсация емкостного тока замыкания на землю дугогасительными реакторами должно применяться при емкостных токах, превышающие значения, представленные в таблице 4.11.

Таблица 4.11- Числовые значения емкостных токов

Номинальное напряжение сети, кВ	6	10
Емкостной ток замыкания на землю, А	30	20

Работа сетей 6-35 кВ без компенсации емкостного тока при его значениях, превышающих указанные выше. Не допускается.

Для компенсации емкостных токов замыкания на землю в сетях должны применяться заземляющие дугогасящие реакторы с ручным или автоматическим регулированием.

Измерение емкостных токов, токов дугогасящих реакторов, токов замыкания на землю должно производиться при вводе в эксплуатацию, далее 1 раз в 6 лет.

На ПС «МИС», питающей предприятия и жилой фонд Комсомольского района, расчетные емкостные токи однофазного короткого замыкания на секциях 10кВ составляют 39,3А, 39,2А; на секциях 6кВ- 36,3А, 41,6А, что значительно превосходит рекомендуемые нормы.

Установлены на ПС «МИС» два ДГР на стороне 6кВ(по одному на каждую секцию) с автоматическим регулированием.

Работа системы САНК основана на измерении сигналов напряжения и тока не промышленной частоты в контуре нулевой последовательности (КНПС), образованном суммарными значениями емкостной проводимости сети и дугогасящим реактором.

## 5 Релейная защита

На ПС осуществляется защита все основных элементов схемы: трансформаторов, линий, шин и т.д. Защита линий осуществляется в зависимости от схемы питания, числа линий, конструкций исполнения и т.д.

Для одиночных линий используется:

- защита от замыкания на землю;
- МТЗ с выдержкой времени;
- токовая отсечка.

На трансформаторах номинальной мощностью более 63 МВА устанавливаются следующие виды защит:

- дифференциальная защита от повреждений в силовом трансформаторе и на его выводах;
- газовая защита от повреждений внутри бака;
- максимальная токовая защита (МТЗ) с блокировкой по минимальному напряжению, токовая защита обратной последовательности, дистанционная защита от коротких замыканий во внешней сети.

Вид установленной защиты зависит от мощности силового трансформатора и величины токов короткого замыкания.

Защита шин определяется схемой их коммутации и требованиями, предъявляемыми к распределению электрической энергии по линиям.

На ПС «ПИС» установлено устройство БЭМП РУ-ОЛ предназначено для выполнения полезных функций РЗиА, управления и сигнализации ВЛ и КЛ электропередач, понижающих трансформаторов и т.д. напряжением 6000...35000 В.

Устройства устанавливаются в КРУ, релейных отсеках КСО, на панелях, в релейных шкафах, расположенных в релейных помещениях. Устройства применяются на подстанциях с переменным, выпрямленным переменным, постоянным оперативным током.

## 6 Аварии с силовыми трансформаторами

Осмотр трансформатора должен производиться не реже одного раза в смену. При изменении условий охлаждения или резкого изменения температуры окружающего воздуха, осмотр и контроль уровня масла следует вести более часто. Если при осмотре замечена неисправность трансформатора, например, течь масла или недостаточный его уровень в расширителе, больший чем обычно нагрев, ненормальный гул, трещины на изоляторах и пр., следует немедленно поставить в известность диспетчера ОДС. Дежурный диспетчер ставит в известность главного инженера, начальника ОДС, которые решают вопрос об оставлении трансформатора в работе или выводе его в ремонт.

Наиболее частым нарушением номинального режима работы трансформатора является его перегрузка.

В таблице 6.1 представлены аварийные перегрузки трансформатора на ПС «МИС».

Таблица 6.1- Допустимые аварийные перегрузки трансформатора

Нагрузка в долях номинальной по току	1,3	1,4	1,5	1,6	1,75	2,0
Допустимая длительность в мин. для маслонаполненных трансформаторов	120	90	70	45	20	10

По исчислении указанного срока трансформатор должен быть разгружен.

В случае автоматического отключения трансформатора действием защит от внутренних повреждений, трансформатор можно включать в работу только после осмотра, испытаний, анализа газа, масла и устранения выявленных нарушений.

При срабатывании газового реле на сигнал должен быть произведен наружный осмотр трансформатора, отобран газ из реле для анализа и проверки на горючесть. Для обеспечения безопасности персонала при отборе газа из газового реле и выявления причины его срабатывания должны быть произведены разгрузка и отключение трансформатора. Время выполнения мероприятий по разгрузке и отключению трансформатора должно быть минимальным. Если газ в реле не горючий, отсутствуют признаки повреждения трансформатора, а его отключение вызвало недоотпуска электроэнергии, трансформатор должен быть немедленно включен в работу до выяснения причин срабатывания газового реле на сигнал.

В случае повышения температуры масла в трансформаторе выше  $60^{\circ}\text{C}$  или непрерывного роста при неизменной нагрузке ниже номинальной, следует предположить, что произошло внутреннее повреждение, нагрев железа, на которые не реагируют защиты. Трансформатор, температура масла которого возрастает при неизменных условиях охлаждения и нагрузке, и достигла  $80^{\circ}\text{C}$ , должен быть отключен от сети.

При возникновении пожара трансформатора следует отключить его всеми выключателями. Одновременно, если масло горит на крышке, следует одним из вентилях опустить его ниже уровня поврежденного бака.

В 2012 году был создан тематический график противоаварийных совмещенных с противопожарными тренировок с оперативным персоналом службы подстанций ЗАО «Квант» на 2013 год. Такой график можно увидеть в таблице 6.2.

Таблица 6.2- Тематический график противоаварийных совмещённых с противопожарными тренировками с оперативным персоналом службы подстанций ЗАО «Квант»

№	Темы противоаварийных и противопожарных тренировок	1 кв.	2 кв.	3 кв.	4 кв.
1	Схема ПС «МИС» в нормальном режиме. В результате внутреннего короткого замыкания в баке трансформатора Т-1 ДГР-1 I секции 6кВ, произошёл выброс масла около бака трансформатора и его возгорание. Принятие необходимых организационных мероприятий при ликвидации пожара и действия персонала по выполнению оперативных переключений для допуска пожарных на объект и для восстановления схемы питания собственных нужд ПС «МИС».	X			
2	Схема ПС «МИС» в нормальном режиме. В работе «21Т» и «22Т» от своих линий 110 кВ. На ОРУ-110 кВ во время грозы произошло разрушение разрядника РВС-110 «22Т» фазы «А», работа диф.защиты трансформатора «22Т», возгорание сухой травы. Принятие необходимых организационных мероприятий при ликвидации очага возгорания и действия персонала по выполнению оперативных переключений.		X		
3	Схема ПС «МИС» в нормальном режиме. В работе «21Т» и «22Т» от своих линий 110 кВ. При работе газовой защиты «21Т» произошёл выброс масла через мембрану выхлопной трубы и его возгорание. Принятие необходимых организационных мероприятий при ликвидации очага возгорания и действия персонала по выполнению оперативных переключений для допуска пожарных на объект и для восстановления схемы питания потребителей ПС «МИС».			X	

4	<p>Схема ПС «МИС» в нормальном режиме. В работе «21Т» и «22Т» от своих линий 110 кВ. В результате резкого понижения температуры произошло понижение уровня масла в баке МВ-110 «К-4». При отключении МВ-110 «К-4» произошло разрушение ввода 110кв фазы «А» и возгорание трансформаторного масла около бака выключателя. Принятие необходимых организационных мероприятий при ликвидации очага возгорания и действия персонала по выполнению оперативных переключений для допуска пожарных на объект и для восстановления схемы питания потребителей ПС «МИС».</p>				Х
---	--	--	--	--	---

В 2019 году будут выполнены работы по техническому диагностированию силовых трансформаторов ЗАО «КВАНТ» подстанции «МИС» персоналом ООО «ДИАРОСТ».

Целью работы является выявление объективного технического состояния оборудования и принятия обоснованного решения по дальнейшей эксплуатации. В ходе работ необходимо провести тепловизионный контроль - тепловизионное обследование под рабочим напряжением термографической системой TESTO-875 (измерения выполнены на открытом воздухе при С и<sup>о</sup>температуре воздуха 20 влажности 50%).

Общая оценка технического состояния трансформаторов приведена в общем заключении.

На рисунках 7.1, 7.2, 7.3 изображены термограммы трансформатора. Фотографии сделаны с различных ракурсов камеры. Судя по ним, можно сказать, что техническое состояние трансформатора – НОРМА, эксплуатация трансформатора может длиться без ограничений.

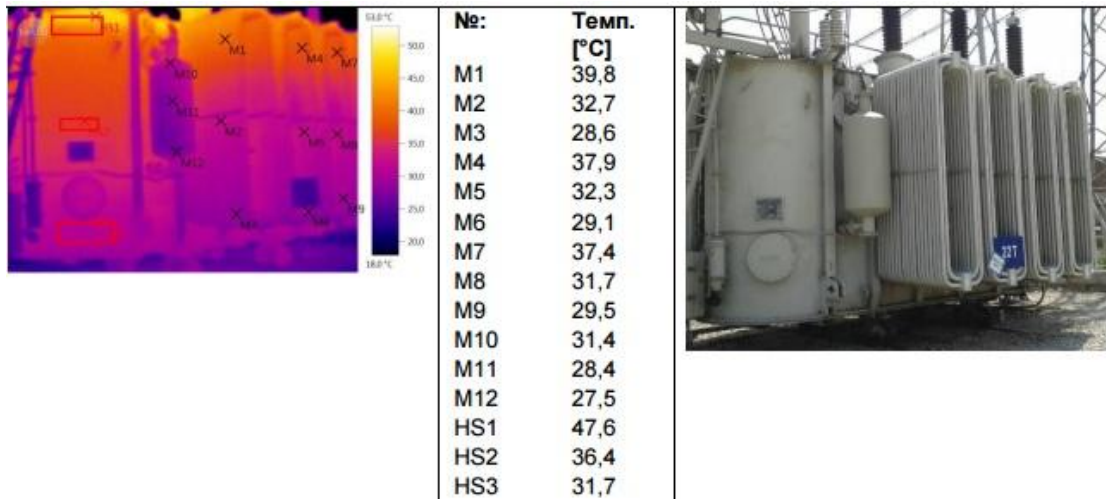


Рисунок 7.1- Трансформатор (вид со стороны ВН), работа охладителей

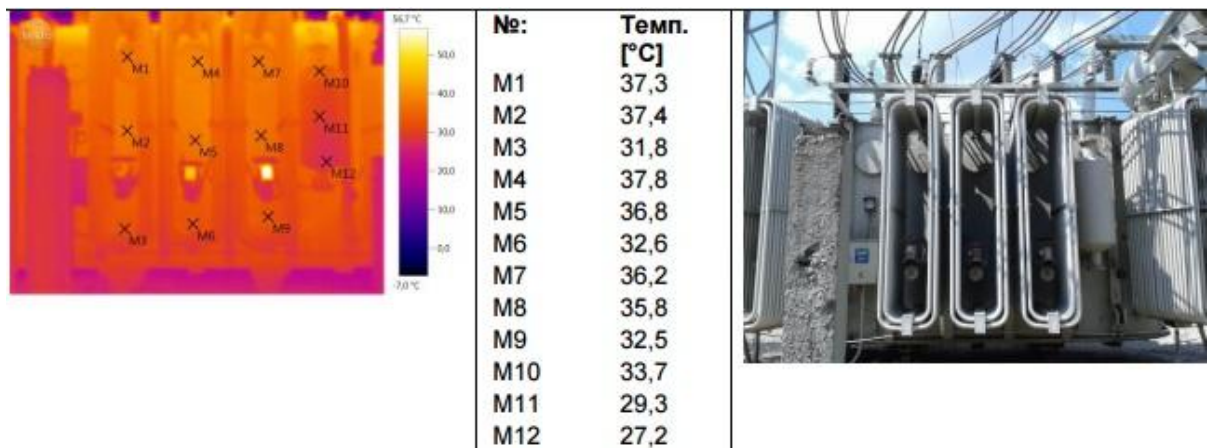


Рисунок 7.2- Трансформатор (вид со стороны НН). Работа фильтра

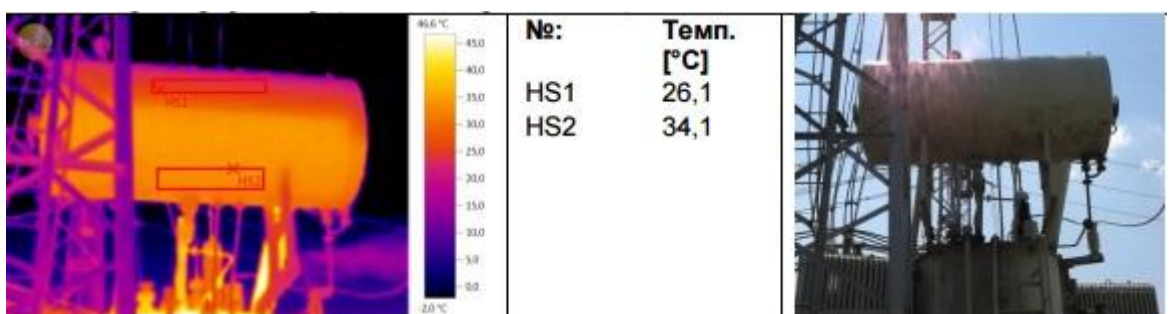


Рисунок 7.3- Расширительный бак



## 7 Собственные нужды подстанции

Трансформатор собственных нужд (ТСН) - это силовой понижающий трансформатор, питающий электроприемники собственных нужд подстанции.

Питание потребителей собственных нужд (с.н.) производится от 2-ух трансформаторов.

К потребителям с.н. ПС относятся оперативные цепи, охлаждение силовых трансформаторов, компрессоров, подогрев выключателей, шкафов КРУ, зарядное устройство,освещение,отопление и т.д.

На 2-трансформаторных подстанциях 35-750 кВ устанавливаются 2 трансформатора с.н., на простейших и 1-трансформаторных ПС —1 трансформатор.

На ПС «МИС» с оперативным переменным током трансформаторы с.н. Т1, Т2 присоединяются отпайкой к вводу главных трансформаторов на стороне 6кВ.При полном отсутствии подачи напряжения на шинах 6-10 кВ это нужно для управления выключателями НН.

Чтобы определить мощность трансформатора с.н., необходимо сложить мощность потребителей с.н. и учесть коэффициент загрузки.

В таблице 7.1 представлен выбор трансформаторов с.н. с учетом состава и мощности потребителей с.н. ПС «МИС».

Таблица 9.1 – Выбор трансформатора с.н.

№	Наименование потребителей	Общая потребляемая мощность $P_{с.н.}$ , кВт, при установленной мощности трансформаторов ПС «МИС
		2x63 МВА
1	Электродвигатели охлаждения трансформаторов	8
2	Отопление	30

3	Подогрев релейного шкафа	5
4	Подогрев шкафов КРУ	4
5	Обогрев приводов и выключателей	26,7
6	Освещение	25
7	Маслохозяйство	130
8	Эксплуатационные, ремонтные нагрузки	53
	Итого	281,7кВт
	С учетом коэффициента загрузки $K_z=0,7$	
	Всего	197,2 кВт

При установке 2 трансформаторов мощность рассчитывается по полной суммарной мощности потребителей собственных нужд:

$$S_{TCH} = k_3 \cdot \sum P_{icc} = 0,7 \cdot 281,7 = 197,2 \text{ кВт}.$$

На основании расчетных данных таблицы 7.1 для ПС «МИС» выберем трансформаторов н.в. в количестве 2 шт., мощностью 250кВА каждый.

## Заключение

Нормальная работа потребителей электроэнергии обеспечивается при определенном напряжении. Отклонение в ту или иную сторону приведет к снижению качества, сокращению срока службы электротехнического оборудования, повышению его повреждаемости и т.д. В результате этого необходимо поддерживать напряжение у потребителя на заданном уровне.

В данной ВКР бакалавра показана необходимость замены устаревшего электрооборудования более модернизированным для того, чтобы повысить качество электроэнергии и сделать передачу электрической энергии надежнее.

После проведения реконструкции присоединенная мощность п/ст «МИС» увеличится с 80 МВА до 126 МВА в связи со значительным повышением нагрузки. Подстанция будет удовлетворять современным требованиям по надежности. Следует отметить, что в настоящее время п/ст «МИС» является одной из старейших подстанций Комсомольского района г.о. Тольятти.

После проделанных расчетов к установке выбрано следующее электрическое оборудование:

- на стороне 110 кВ: колонковый элегазовый выключатель марки ВГТ-110-40/2500 У1; разъединители двухколонковые РДЗ-1-110/2000 УХЛ1; трансформаторы тока ТГФМ-110Б-1-У1; трансформаторы напряжения НКФ – 110-83;

- на стороне 10 кВ: были выбраны ячейки КРУ типа КРУ – СЭЩ –70 для установки в ЗРУ – 10 кВ со следующим оборудованием: электромагнитный выключатель ВЭ-10-3600-20-УЗ(ТЗ); трансформатор тока ТОЛ-10-М; трансформатор напряжения НАМИ–10 кВ; токоограничивающий реактор РБНГ-10-2500.

На стороне 6 кВ нет необходимости в замене электрооборудования, т.к. замена существующих аппаратов на более новые была произведена в 2009 г. и они прослужат долгое время.

Для надежной работы трансформаторов и исключения внеплановых ремонтных ситуаций, необходима оперативная ликвидация аварии, т.е.отделение поврежденного оборудования от энергосистемы, а также производство операций, имеющих цель:

- 1) предотвращение развития аварии;
- 2) устранение опасности для обслуживающего персонала и оборудования, не затронутого аварией;
- 3) восстановление в кратчайший срок питания потребителей и нормального качества электроэнергии(частота и напряжение);
- 4) создание надежной послеаварийной схемы;
- 5) выявление состояния отключившегося во время аварии оборудования и возможность включения его в работу.

При реконструкции данного проекта будет усовершенствована система электроснабжения Комсомольского района в г.о. Тольятти. Это обеспечит бесперебойное и надежное электроснабжение существующих потребителей и даст возможность для снабжения электроэнергией вновь строящихся объектов.

## Список использованных источников

- 1 Вахнина, В.В. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учеб.-метод. пособие для практических занятий и курсового проектирования / В.В. Вахнина, А.Н. Черненко. – Тольятти: ТГУ, 2007
- 2 Рожин, А.Н. Внутрицеховое электроснабжение: Учеб. пособие./ А.Н. Рожин, Н.С. Башкаева. – Киров: ВГУ, 2006.– 259 с.
- 3 Вахнина, В.В. Проектирование систем электроснабжения машиностроительных предприятий: Учеб. пособие./ В.В. Вахнина, В.Л. Горячева, Ю.В. Стёпкина. - Тольятти: ТГУ, 2004.– 67 с.
- 4 Вахнина, В.В. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий: учеб. пособие / В.В. Вахнина. – Тольятти: ТГУ, 2006. – 69 с.
- 5 Вахнина, В.В. Проектирование осветительных установок: Учеб. Пособие./ В.В. Вахнина, О.В. Самолина, А.Н. Черненко. - Тольятти: ТГУ, 2008.– 90 с.
- 6 Вахнина, В.В. Проектирование систем электроснабжения цеха предприятия/ В.В. Вахнина, А.Н. Черненко. – Тольятти: ТГУ, 2008. – 79 с.
- 7 Герасимов, В.Г. Производство, передача и распределение электрической энергии / Электротехнический справочник / В.Г. Герасимов – М.: Изд-во МЭИ, 2002.
- 8 Красник, В.В. Управление электрохозяйством предприятий: Производственно-практическое пособие./ Красник В.В. – Москва, 2004. С 187.
- 9 Лыкин, А.В. Электрические системы и сети / А.В. Лыкин – М.: Логос, 2006.
- 10 Фомина, В.Н. Экономика электроэнергетики. Учебник для ВУЗов / В.Н. Фомина – ИПК госслужбы; 2005 г.
- 11 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. с изм. И доп. – М.:Госэнергонадзор, 2007.
- 12 Зайцев, Н.Л. Экономика промышленного предприятия / Н.Л.

Зайцев. Учебное пособие. – М.: ИНФРА-М, 2001. – 265 с.

13 Ульянова, В.Е. Охрана труда : учеб. пособие / В. Е. Ульянова, Д. Р. Хамидуллова ; ТГУ. - ТГУ. - Тольятти : ТГУ, 2007. - 159 с.

14 Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ Т IV / Е.Ф. Макаров. И.Т. Горюнов, А.А. Любимов – М.: Папирус Про, 2005. – 640 с.

15 Крупович, В.И. Справочник по проектированию электроснабжения / В.И. Крупович, Ю.Г. Барыбин, М.Л. Самовер. – М.: Энергия, 1980. – 456 с.

16 Кудрин Б.И., Прокопчик В.В. Электроснабжение промышленных предприятий. Минск.: Высшая школа, 1988. 357 с.

17 Данилина, Н.Е. Электробезопасность на производстве : учеб. пособие / Н. Е. Данилина ; ТГУ; каф. "Электроснабжение промышленных предприятий". - ТГУ. - Тольятти : ТГУ, 2007. - 145 с.

18 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок: ПОТ Р М-016-2001 (с изм. 2003 г), РД 153-34.0-03.150-00. - М. : ИНФРА-М, 2005. - 153 с.

22 Edvard Csanyi, 7 Guidelines To Select Correctly Rated Circuit Breaker, Electrical Engineering Portal, DEC 04 2015, <http://electrical-engineering-portal.com/7-guidelines-to-select-correctly-rated-circuit-breaker>

23 Edvard Csanyi, Methods Of Securing LV Circuit Breakers, Electrical Engineering Portal, AUG 11 2014, <http://electrical-engineering-portal.com/methods-of-securing-lv-circuit-breakers>.

24 Edvard Csanyi, Why it's important to know which type of power factor correction to use, Electrical Engineering Portal, MAR 09 2015, <http://electrical-engineering-portal.com/why-its-important-to-know-which-type-of-power-factor-correction-to-use>.

25 Edvard Csanyi, Installations where use of TN-C-S system is prohibited, Electrical Engineering Portal, NOV 06 2015, <http://electrical-engineering-portal.com/installations-where-use-of-tn-c-s-system-is-prohibited>

26 Edvard Csanyi, Few Aspects of Copper versus Aluminium, Electrical Engineering Portal, MAY 27 2015, <http://electrical-engineering-portal.com/few-aspects-of-copper-versus-aluminium>.

27 <http://www.elec.ru/market/va51-31-1-380v-25a-14937783280.html>  
[http://www.enbaza.ru/katalog/vis\\_ob/avt\\_otkl3/va21293h](http://www.enbaza.ru/katalog/vis_ob/avt_otkl3/va21293h)