

Аннотация

В квалификационной работе «Реконструкция понизительной подстанции ПС 110/10/6 кВ «МИС»» рассмотрены теоретические и практические решения повышения надежности существующей системы электроснабжения потребителей данной подстанции и обеспечение резервов по мощности для вновь строящихся и планируемых к строительству потребителей, за счет реконструкции существующей понизительной подстанции ПС 110/10/6 кВ «МИС», от которой будет запитаны данные потребители.

На основании анализа графиков и расчётов потребляемой электрической нагрузки рассматриваемых потребителей, выбрано необходимое количество и мощность силовых трансформаторов с учетом планируемых вводов мощностей.

По характеру потребителей питаемых от понизительной подстанции с учетом современных требований к принципиальным электрическим схемам, распределительных устройств подстанций выбрана схема ОРУ 110 кВ, а так же 10 и 6 кВ.

На основании расчётов токов короткого замыкания выбраны вводные, секционные и на отходящих линиях коммутационные аппараты в распределительных устройствах 110 кВ, 10 и 6 кВ.

Рассмотрен вопрос выбора микропроцессорной релейной защиты.

Произведён расчёт и метод строительства контура заземления понизительной подстанции.

Выпускная квалификационная работа бакалавра выполнена на 64 стр., с графической частью выполненной на 6 чертежах формата А1.

Содержание

Введение.....	5
1 Характеристика понизительной подстанции	7
1.1 Существующая электрической часть подстанции «МИС».....	7
1.2 Технические условия реконструкции понизительной подстанции	10
1.3 Необходимые технические решения при реконструкции ПС 110/10/6 кВ «МИС».....	11
2 Электрические нагрузки подстанции 110 кВ «МИС».....	13
3 Выбор силовых трансформаторов.....	16
3.1 Выбор марки и номинальной мощности силовых трансформаторов.....	16
3.2 Техничко-экономический расчет силовых трансформаторов ТДТН- 40000/110/10/6.....	19
4 Расчёт токов короткого замыкания на шинах 110, 10 и 6 кВ понизительной подстанции.....	23
5 Выбор электрических аппаратов ПС 110/10/ кВ МИС	32
5.1 Общие требования при выборе КА	32
5.2 Выбор высоковольтного выключателя ОРУ-110 кВ	33
5.3 Выбор разъединителей 110 кВ.....	37
5.4 Выбор трансформаторов тока 110 кВ	38
5.6 Выбор измерительного трансформатора напряжения	41
5.5 Выбор ОПН для распределительного устройства 110 кВ.....	43
5.6 Выбор оборудования закрытого распределительного устройства 10 кВ.....	43
5.6.1 Выбор выключателей на 10 кВ	45
5.6.3 Выбор трансформатора напряжения 10 кВ	47

5.7 Выбор оборудования закрытого распределительного устройства 6 кВ.....	49
5.7.1 Выбор выключателей на 6 кВ	49
5.7.3 Выбор трансформатора напряжения 6кВ	52
5.8 Выбор ограничителей перенапряжения распределительного устройства 10, 6 кВ	53
6 Расчет допустимых потерь напряжения в сети 10 и 6 кВ	54
7 Выбор релейной защиты и автоматики	56
7.1 Микропроцессорная релейная защита	56
7.2 Расчёт уставок защиты трансформатора с применением устройства Сириус – ТЗ.....	56
8 Расчёт защитного заземления ПС 110 кВ «МИС».....	58
Заключение	62
Список использованных источников	63

Введение

Строительство промышленных предприятий на территории Самарской области является одним из ключевых направлений экономического развития региона. В современных экономических условиях привлечение инвесторов в промышленный сектор Самарской области является приоритетной задачей, решение которой невозможно без создания комфортных условий для ввода новых мощностей.

Одним из способов создания таких условий является развитие электросетевого комплекса в городах, за счет модернизации существующей системы электроснабжения и строительства новых современных подстанций. Ввод новых потребителей не возможен без своевременного строительства новых и модернизации существующих объектов электросетевого комплекса и построения современной системы электроснабжения, отвечающая всем предъявляемым требованиям [3] и современным техническим вызовам [4] в условиях быстроразвивающихся производственных технологий.

Целью данной работы является: повышение надежности существующей системы электроснабжения Комсомольского района г.Тольятти за счет реконструкции существующей понизительной подстанции филиала «ПС 110/10/6 кВ «МИС».

Для выполнения данной цели необходимо:

1. Проанализировать характер существующих и будущих потребителей электроэнергии;
2. Проанализировать существующую схему распределительных устройств на соответствие современным требованиям;
3. Проверить загрузку существующих силовых трансформаторов с учетом перспективного ввода мощностей новых потребителей;
4. Рассчитать токи короткого замыкания;

5. Определить и выбрать основные параметры необходимого электрооборудования и устройств, а также выбрать и рассчитать уставки микропроцессорной релейной защиты [3].

1 Характеристика понизительной подстанции

1.1 Существующая электрическая часть подстанции «МИС»

Подстанция 110/10/6 «МИС» является действующей, и введена в эксплуатацию в начале 70-х годов, она служит для питания потребителей различных потребителей Комсомольского района города Тольятти, а также потребителей агропромышленного сектора.

От понизительной подстанции питаются потребители I, II и III категории по надежности по кабельным (КЛ) и воздушным линиям (ВЛ) 10 и 6 кВ. Питание ПС осуществляется от двухцепной ВЛ-110кВ ПС 220/110/10 кВ «Левобережная». диспетчерским наименованием «МИС-1» и «МИС-2».

Подстанция «МИС» в своем составе имеет:

- распределительное устройство открытого исполнения (ОРУ) 110 кВ, которое выполнено по упрощённой схеме двух блоков «линия-трансформатор» с перемычкой на стороне ВЛ 110 кВ. Отключение токов короткого замыкания осуществляется масляными выключателями МКП-110В, которые установлены в цепях трансформаторов и перемычке.

- распределительные устройства закрытого исполнения (ЗРУ) 10 и 6 кВ выполнены ячейками серии К-12, от данных ячеек осуществляется электроснабжение потребителей Комсомольского района города Тольятти, а также потребителей агропромышленного сектора. В 2007г. была произведена замена выкатных элементов с масляными выключателями ВМП-10 на выкатные элементы с вакуумными выключателями ВБЭС-7.

Исходя из требований стандарта Публичного акционерного общества «ФСК ЕЭС» (далее – ПАО «ФСК ЕЭС») СТО 56947007-29.240.30.047-2010, на ПС 110/10/6 кВ «МИС», в существующей электрической схеме распределительного устройства вместо масляных выключателей МКП-110 должны быть установлены элегазовые выключатели [5], таким образом, в

данной работе необходимо рассмотреть вопрос замены существующих масляных выключателей на элегазовые в ОРУ-110 кВ.

Что касается РУ 10 и 6 кВ, они выполнены одинарными системами шин [5], секционирование осуществляется секционными выключателями типа ВБЭС-7. Питание шин осуществляется от трансформаторов через вводные выключатели 10 и 6 кВ типа ВБЭС-7. Необходимо так же учесть, что в нормальной схеме силовые трансформаторы Т1 и Т2 работают отдельно, по условиям величин токов КЗ на шинах 6 кВ.

Так же, в распределительных устройствах 110 кВ установлены разрядники РВС – 110/73 [5], РВС – 110/44 [4] для защиты изоляции нейтралей трансформаторов, а на стороне 6 кВ: РВС – 6/11 [5]. Согласно ПУЭ [1], вместо разрядников должны применяться современные ограничители перенапряжения ОПН, в связи с этим при реконструкции понизительной подстанции необходимо предусмотреть замену данных разрядников на ОПН.

Питание собственных нужд осуществляется на постоянном токе от трансформаторов типа ТМ-160 на напряжении 380/220 В.

Для измерений и обеспечения функционирования информационно-технологической системы и информационно-измерительной системы, в качестве преобразователей значений токов и напряжения применяют трансформаторы тока и трансформаторы напряжения.

В качестве одного из мероприятий по повышению надежности на стороне низкого системы электроснабжения напряжения необходимо рассмотреть применение современных шкафов КРУ, с возможностью быстрой замены выкатной части ячейки при ремонте электрооборудования КРУ, а также за счет использования автоматической системы АВР [1].

Существующее оборудование КРУ-6 кВ морально и физически устарело, поэтому в данной работе будет рассмотрен вопрос замены оборудования ЗРУ – 10 и 6 кВ.

На ПС 110/10/6 кВ «МИС» оперативный ток выполнен постоянным 380/220 В. Питание собственных нужд осуществляется трансформаторов СН типа ТМ-160 на напряжении 380/220 В.

Оборудование существующей релейной защиты и автоматики имеет большой износ, что увеличивает вероятность отказа срабатывания в аварийном режиме. Это неизбежно повлечёт за собой поломку оборудования и нарушение электроснабжения потребителей, что не допустимо, так как подстанция «МИС» питает потребителей первой и второй категории. Исходя из этого, в данной работе необходимо рассмотреть замену данного оборудования на микропроцессорные устройства защиты.

На стороне 6 кВ установлена система автоматической настройки компенсации емкостных токов замыкания на землю (САНК). Работа САНК организована таким образом, чтобы определить ожидаемую уставку сигнала управления, для осуществления дозированного воздействия на УДГР в целях настройки в резонанс контура, образованного суммарными значениями емкостной проводимости сети и индуктивными проводимостями дугогасящего реактора, посредством плавного изменения индуктивности УДГР типа ДГРУ-400/6-У1 под воздействием электрического сигнала управления САНК.

К недостаткам существующей схемы можно отнести следующие:

1. Вентильные разрядники, которые установлены на подстанции морально и физически устарели, и при возникновении перенапряжений может быть повреждено оборудование.

2. Существующая схема распределительного устройства 110 кВ с масляными выключателями МКП -110 не отвечает современным требованиям надежности [4].

3. Физический износ электрооборудования, является причиной высокой аварийности и, соответственно, приводит к снижению надежности системы электроснабжения потребителей подключенных к подстанции 110/10/6 кВ [4].

4. Большой износ существующего оборудования релейной защиты и автоматики, что снижает надежность электроснабжения потребителей данной подстанции.

Таким образом, реконструкция существующей понизительной подстанции ПС 110/10/6 кВ позволит обеспечить новых потребителей электрической энергией (мощности), а так же повысит надежность системы электроснабжения данного района. Технические условия по реконструкции электрической части подстанции ПС 110/10/6 кВ рассмотрим в пункте 1.2 данной работы.

1.2 Технические условия реконструкции понизительной подстанции

Согласно техническим условиям по реконструкции понизительной необходимо рассмотреть следующие этапы реконструкции:

- При реконструкции ОРУ 110 кВ заменить существующее электротехническое оборудование 110 кВ;
- Рассмотреть необходимость замены существующих силовых трансформаторов Т1 и Т2 типа ТДТН-40000 -115/11/6,6.
- При реконструкции РУ 10 и 6 кВ заменить комплектное распределительное устройство на современное с учетом технических требований предъявляемых к электрооборудованию устанавливаемому на понизительных подстанциях.
- Заменить существующую релейную защиту на современную микропроцессорную РЗА.
- Обязательная установка ОПН вместо разрядников в соответствии с ПУЭ.

1.3 Необходимые технические решения при реконструкции ПС 110/10/6 кВ «МИС»

Для обеспечения повышения надежности схемы подстанции в соответствие со Схемой и программой развития электроэнергетики Самарской области на период 2017-2021 годов, а так же в соответствии с п.1.2 данной работы необходимо предусмотреть при реконструкции электрической части ПС 110/10/6кВ «МИС» следующие технические решения:

- электрическую схему распределительного устройства выполнить с выключателями элегазовыми и автоматической перемычкой со стороны линий» в соответствии с СТО 59012820-29.240.30.003-2009.

- в соответствии с СТО 56947007-29.130.10.095-2011 и СТО 59012820-29.240.30.003-2009 предусмотреть установку элегазовых высоковольтных выключателей на стороне 110 кВ, и рекомендовать колонковые элегазовые выключатели с номинальным напряжением 110 кВ;

- устаревшее коммутационное оборудование 110 кВ, 6 кВ должно быть заменено на оборудование соответствующее ГОСТ Р 52726-2007, при этом разъединители должны быть оснащены двигательными приводами на главные и заземляющие ножи;

- ячейки КРУ 6 кВ должны быть заменены на современные [5], при этом необходимо учесть время на доставку данного электрооборудования, и удобство обслуживания ячеек КРУ специалистами завода изготовителя;

- применяемые измерительные трансформаторы напряжения должны соответствовать ГОСТ 1983-01 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия» с учетом проведения мероприятий по защите электрических сетей от резонансных явлений в соответствии с СТО 56947007-29.240.10.191-2014;

- применяемые измерительные трансформаторы тока в ОРУ 110 кВ должны быть встроенными в ввода вновь устанавливаемых силовых трансформаторов, для возможности применения дифференциальной защиты

трансформаторов или отдельно стоящие трансформаторы тока с элегазовой изоляцией, альтернативой могут послужить встроенные трансформаторы тока в ввода элегазовых выключателей.

- обязательно предусмотреть все необходимые мероприятия по защите электрических сетей от перенапряжений в соответствии с СТО 56947007 29.240.01.221-2016 и установить ОПН в распределительных устройствах 110 кВ и 6 кВ [1].

Особое внимание уделить реконструкции ЗРУ - 6 кВ, так как существует возможность применения отечественного оборудования, которое производится на территории Самарской области, что дает преимущества на этапе заказ-доставка, а так же обеспечивает удобство обслуживания, проведение монтажных и пуско-наладочных работ при установке ячеек КРУ специалистами завода изготовителя. Поэтому, рекомендуется использовать модульное здание с ячейками *СЭЩ* укомплектованными вакуумными выключателями.

2 Электрические нагрузки подстанции 110 кВ «МИС»

В соответствии с планами перспективного развития и заявками на технологическое подключение в Комсомольском районе, г. Тольятти - таблица 2.1, построим прогнозный годовой график потребления мощности, который представлен на рисунке 2.2.

Таблица 2.1 – План поэтапного ввода мощности до 2021

Район застройки	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Комсомольский район г.Тольятти	1,5	2,5	2,5	5,5	5,5

В соответствии с планами перспективного развития и заявками на технологическое подключение, был проведен расчет режима работы электрической сети 110 кВ зимнего максимума нагрузки 2021 года. Данный расчет отражен в Схеме и программе развития энергосистемы Самарской области до 2021 года. Графическая схема потокораспределения представлена на рисунке 2.1.

Анализ результатов расчета режима работы электрической сети 110 кВ с учетом существующей схемы электрических соединений ПС 110 кВ «МИС» показал, что при зимнем максимуме рабочего дня в 2021 году нагрузка приходящаяся на существующие трансформаторы будет не будет превышать длительно допустимую нагрузку с учетом перегрузочной способности оставшегося в работе трансформатора в случаи аварийного отключения одного из трансформаторов, что не приведет к необходимости ввода графиков временного отключения электроснабжения потребителей данной подстанции, так как основными потребителями данной подстанции являются потребители первой и второй категории, то такой режим работы по надежности соответствует всем необходимым требованиям. Таким образом, нет в необходимости менять существующие трансформаторы на более мощные.

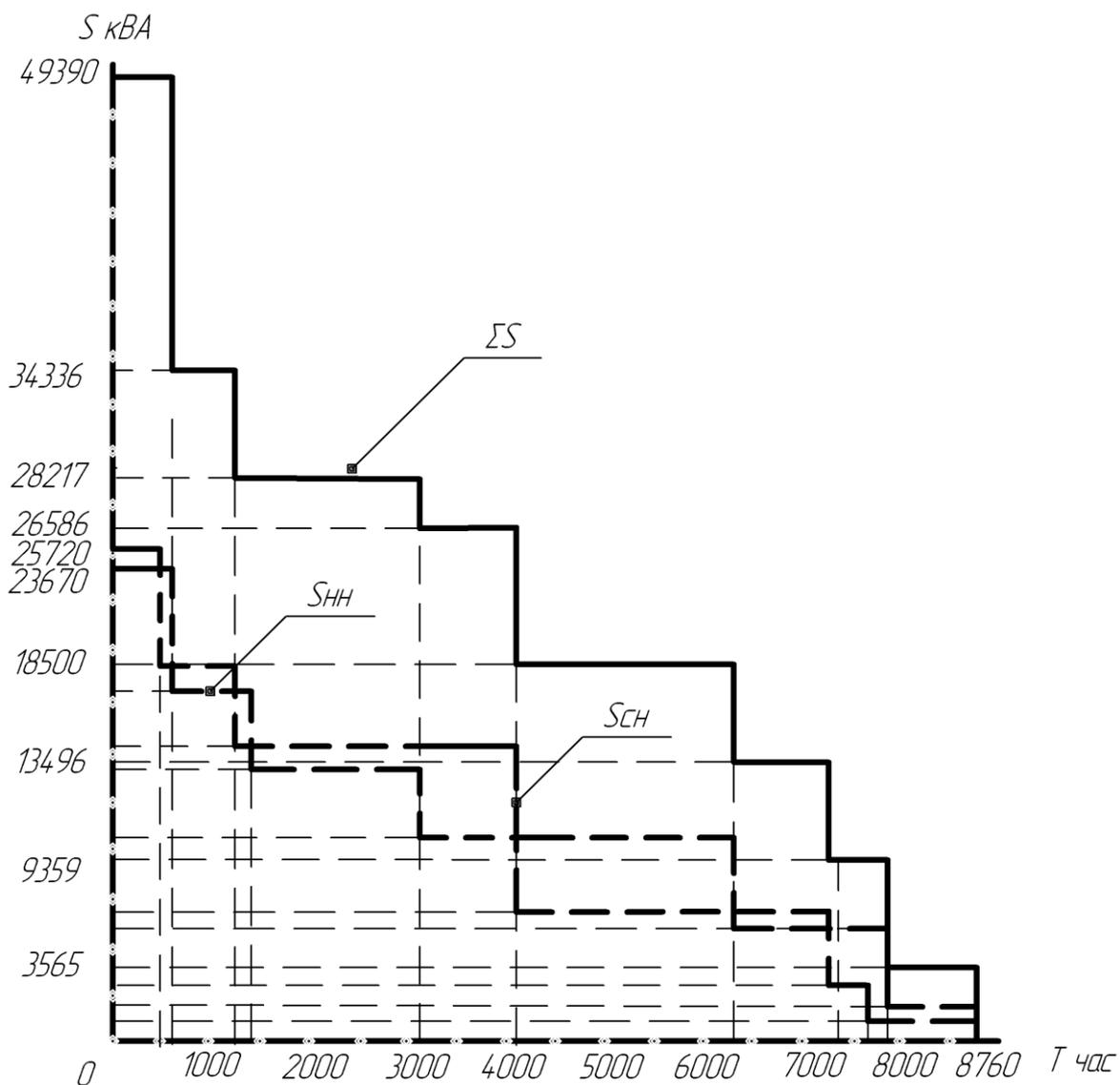


Рисунок 2.2 – Годовой график потребления мощности в 2021 году в день зимнего максимума.

На основании выше изложенного проведем расчет технико-экономических показателей и проверку загрузки по мощности силовых трансформаторов для ПС 110/10/6 кВ МИС, данный расчет приведем в п.3 данной квалификационной работе.

3 Выбор силовых трансформаторов

3.1 Выбор марки и номинальной мощности силовых трансформаторов

На основании построенного графика потребления мощности рассмотренного в п.2 определим мощность силовых трансформаторов [3].

Суммарная максимальная расчетная нагрузка приходящая на подстанцию в день зимнего максимума в 2021 году [4]:

$$S_{\max} = 49,7 \text{ МВА.}$$

Так как потребители ПС 110/10/6 кВ МИС с учетом вновь вводимых относятся к первой и второй категории, следовательно, мощность одного трансформатора должна определяться с учетом перегрузочной способности одного трансформатора на 40% от номинальной мощности в момент аварийного отключения другого трансформатора [4], МВА:

$$S_{\text{ном.Т}} = 0,7 \cdot S_{\max} \tag{3.1}$$

$$S_{\text{ном.Т}} = 0,7 \cdot 49,4 = 34,7 \text{ МВА.}$$

Исходя из расчёта делаем вывод что, в связи с ожидаемым ростом электрических нагрузок ПС 110 кВ «МИС» установленные силовые трансформаторы Т-1 и Т-2 ТДТН-40000/110/10/6 при аварийном отключении одного оставшийся в работе Т-1 или Т-2 будет работать с допустимой перегрузкой. Исходя из унифицированной стандартной шкалы мощностей силовых трансформаторов, которые производятся на территории Российской Федерации, ближайшие по мощности силовые трансформаторы являются трансформаторы типа ТДТН–32000/110/10/6, ТДТН –40000/110/10/6 и ТДТН-63000/110/10/6. Вопрос заказа специального силового трансформатора

мощностью 35 МВА в данной работе не будет рассматриваться. Так как, предполагает специальный технический и экономический расчет, который может быть рассмотрен в отдельной работе курса «Электрические машины».

Так как оптимальная загрузка силовых трансформаторов двух трансформаторной подстанции находится в пределах от 0,5 до 0,7 [4], то проверим коэффициент загрузки k_3^H для трех трансформаторов ТДТН–32000/110/10/6, ТДТН-40000/110/10/6 и ТДТН-63000/110/10/6.

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме должен удовлетворять следующему условию:

$$0,5 \leq k_3^H \leq 0,7 \quad (3.2)$$

Для ТДТН–32000/110/10/6:

$$k_3^H = \frac{S_{max}}{n \cdot S_T} = \frac{49,7}{2 \cdot 32} = 0,77$$

где, S_{max} – максимальная мощность в день зимнего максимума в 2021 году, МВА;

S_T – установленная мощность одного трансформатора, МВА;

n – количество трансформаторов, шт.

Для ТДТН–40000/110/10/6:

$$k_3^H = \frac{S_{max}}{n \cdot S_T} = \frac{49,4}{2 \cdot 40} = 0,61$$

Для ТДТН–63000/110/6:

$$k_3^H = \frac{S_{max}}{n \cdot S_T} = \frac{49,4}{2 \cdot 63} = 0,39$$

Таким образом, из расчетов видно, что оптимально будут загружены существующие силовые трансформаторы марки ТДТН-40000/110/10/6, что исключает необходимость в рассмотрении к установке альтернативных вариантов трансформаторов марки ТДТН-32000/110/10/6 и ТДТН-63000/110/10/6 в дальнейшем оставляем трансформатор ТДТН - 40000/110/10/6.

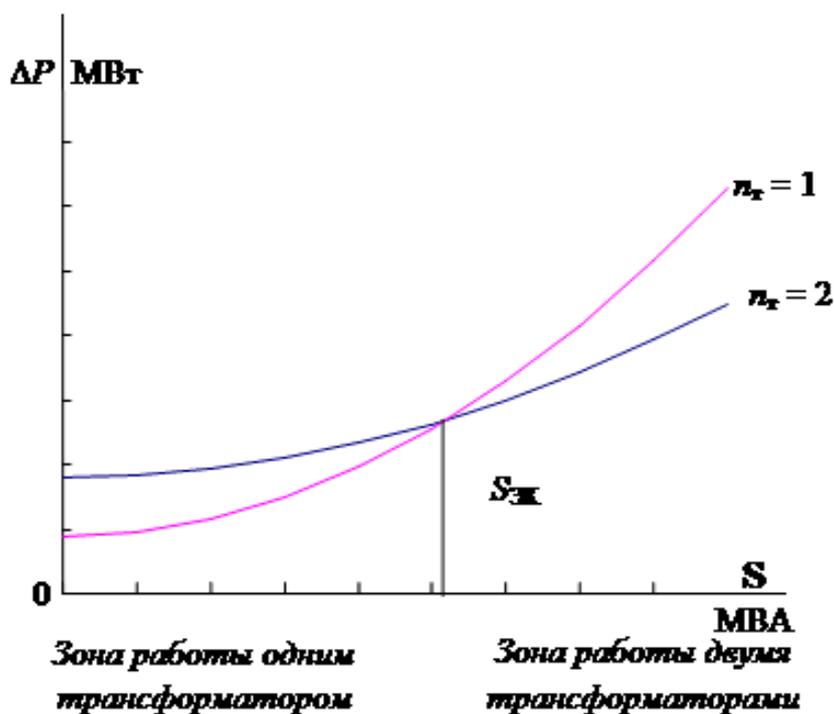


Рисунок 3.1 – Зависимость потерь в трансформаторе от количества трансформаторов и от коэффициента загрузки k_3^H

Так же хотелось бы отметить, что использование существующего силового трансформатора типа ТДТН установленной мощностью 40 МВА при реконструкции ПС 110/10/6 кВ исключает необходимость в не эффективных капитальных затратах на установку новых трансформаторов, что существенно повышает экономическую эффективности проведения предложенной реконструкции и снижает капитальные и приведенные затраты.

3.2 Технико-экономический расчет силовых трансформаторов ТДТН-40000/110/10/6

Рассмотрим технико-экономический расчет условных затрат на установку силовых трансформаторов ТРДН-40000/110/10/6 на ПС 110/10/6 кВ МИС.

Таблица 3.1 – Данные трансформатора от завода изготовителя

Данные завода изготовителя ООО «Тольяттинский трансформатор»										
Марка силового трансформатора	$S_{ном.Т.}$, МВА	$U_{ном}$ обмоток, кВ			Потери, кВт		U_k , %			I_x , %
		ВН	СН	НН	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
Трансформатор ТДТН, трех обмоточный с РПН	40	115	11	6,6	50	220	10,5	17	6	0,9
Ориентировочная цена завода изготовителя: 16 600 000 руб										

В соответствии с методикой [4] определим коэффициент загрузки трансформаторов:

$$K_{з.в.} = \frac{S_B}{S_{ном.Т.}} = \frac{49390}{2 \cdot 40000} = 0,62$$

$$K_{з.с.} = \frac{S_C}{S_{ном.Т.}} = \frac{25720}{2 \cdot 40000} = 0,32$$

$$K_{з.н.} = \frac{S_{нагр}}{S_{ном.Т.}} = \frac{23670}{2 \cdot 40000} = 0,3$$

где S_B, S_C, S_H – расчетные нагрузки обмоток ВН, СН, НН трансформатора.

Потери холостого хода в силовом трансформаторе – активная мощность:

$$P'_x = P_x + K_{u.n.} \cdot Q_x = 50 + 0,05 \cdot 360 = 68 \text{ кВт}$$

где, на основании данных завода изготовителя представленных в таблице 3.1 определяются потери в режиме холостого хода:

$$Q_x = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т}; \quad (3.1)$$

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{0,9}{100} \cdot 40000 = 360 \text{ кВар} .$$

На основании данных завода изготовителя представленных в таблице 3.1 определим потери мощности в режиме к.з.:

$$P'_{к.в.} = P_{к.в.} + K_{у.п.} \cdot Q_{к.в.} = 110 + 0,05 \cdot 4300 = 325 \text{ кВт}$$

$$P'_{к.с.} = P_{к.с.} + K_{у.п.} \cdot Q_{к.с.} = 110 + 0,05 \cdot 0 = 110 \text{ кВт}$$

$$P'_{к.н.} = P_{к.н.} + K_{у.п.} \cdot Q_{к.н.} = 110 + 0,05 \cdot 2500 = 235 \text{ кВт}$$

При этом активные потери в обмотках трансформатора определяются:

$$P_{к.в.} = P_{к.с.} = P_{к.н.} = 0,5 \cdot P_{к.ВН-НН} = 0,5 \cdot 220 = 110 \text{ кВт} .$$

Из условия работы трансформатора с расщепленной обмоткой и на основании данных завода изготовителя определим потери в обмотках трансформатора $Q_{к.в.}$, $Q_{к.с.}$, $Q_{к.н.}$:

$$Q_{к.в.} = \frac{U_{к.в.}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т}; \quad (3.2)$$

$$Q_{к.в.} = \frac{U_{к.в.}}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{10,75}{100} \cdot 40000 = 4300 \text{ кВар}$$

$$Q_{к.с.} = \frac{U_{к.с.}}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{0,0}{100} \cdot 40000 = 0 \text{ кВар}$$

$$Q_{к.н.} = \frac{U_{х.н.}}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{6,25}{100} \cdot 40000 = 2500 \text{кВар}$$

где $U_{к.в.}$, $U_{к.с.}$, $U_{к.н.}$ – расчетные значений напряжений в обмотках высокого и низкого напряжений для режима короткого замыкания, которые определяются [4], по выражению:

$$U_{к.в.} = 0,5 \cdot (U_{к.ВН-СН} + U_{к.ВН-НН} - U_{к.СН-НН}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75$$

$$U_{к.с.} = 0,5 \cdot (U_{к.ВН-СН} + U_{к.СН-НН} - U_{к.ВН-НН}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = 0$$

$$U_{к.н.} = 0,5 \cdot (U_{к.ВН-НН} + U_{к.СН-НН} - U_{к.ВН-СН}) = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25$$

Определяем потери электроэнергии в существующих трансформаторах подстанции 110 кВ МИС $\Delta W_{ПС}$:

$$\begin{aligned} \Delta W_{ПС} &= \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum W_{xi} + \sum \Delta W_{kiBi} + \sum \Delta W_{kiCi} + \sum \Delta W_{kiHi} = \\ &= \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{n} \cdot P'_{к.в.} \cdot K_{3,Bi}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.с.} \cdot K_{3,Ci}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{к.н.} \cdot K_{3,Hi}^2 \cdot T_i \right) \end{aligned} \quad (3.3.)$$

Стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах ТДТН-40000/110/10/6:

$$\Delta W_{ПС} = C_{э,х}(T_x) \cdot \Delta W_x + C_{э,к}(\tau) \cdot \Delta W_k$$

где: $C_{э,х} T_x = 0,648$ руб / кВт·ч – стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии холостого хода в трансформаторах ТДТН-40000/110/10/6 за время их работы в году;

$C_{э,к}(t) = 0,918$ руб / кВт·ч – стоимость 1 кВт·ч нагрузочных потерь электроэнергии в трансформаторах ТДТН-40000/110/10/6.

$$\Delta W_{\text{ПС}} = 0,648 \cdot 1191360 + 0,918 \cdot 169272 = 877393 \text{руб}$$

где $\Delta W_{\text{ПС}}$ – потери электроэнергии в трансформаторах при условии, что трансформаторы работают раздельно, $\text{кВт}\cdot\text{ч}$.

Необходимо определить годовые затраты $I_{\text{э}}$ на потери электрической энергии в силовых трансформаторах при условии, что трансформаторы работают раздельно:

$$I_{\text{э}} = P_{\text{сум}} \cdot K; \quad (3.4)$$

$$I_{\text{э}} = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 28300000 = 1560400 \text{руб},$$

Определим затраты приведенные $Z_{\text{пр}}$:

$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{н}} \cdot K + I_{\text{о}} + I_{\text{э}}; \quad (3.16)$$

$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{н}} \cdot K + I_{\text{э}} + \Delta W_{\text{ПС}} = 0,15 \cdot 16600000 + 1560400 + 877393 = 4927793 \text{руб}.,$$

где K - капитальные затраты на оборудование ПС = 16 600 000 руб.

В соответствии с результатами технико-экономического расчета приведённые затраты на установку трансформатора марки типа ТДТН – 40000/110/10/6 составят 4 927 793 руб.

4 Расчёт токов короткого замыкания на шинах 110, 10 и 6 кВ понизительной подстанции

При выборе коммутационных аппаратов важным критерием при выборе является, токи короткого замыкания которые (КЗ) должен выдержать аппарат не изменив свои характеристики. Также значения токов КЗ необходимы для настройки параметров защиты элементов сети.

Для расчета токов КЗ составляем расчетную схему замещения с указанием всех элементов сети, по которым протекает ток.

В схеме замещения на 110, 10 и 6 кВ учитываю активные и реактивные сопротивления всех линий и трансформаторов. В качестве расчетных точек КЗ принимаем шины 110, 10 и 6 кВ ПС 110/10/6 кВ.

На рисунке 4.1 приведена схема замещения ПС 110/10/6 кВ «МИС».

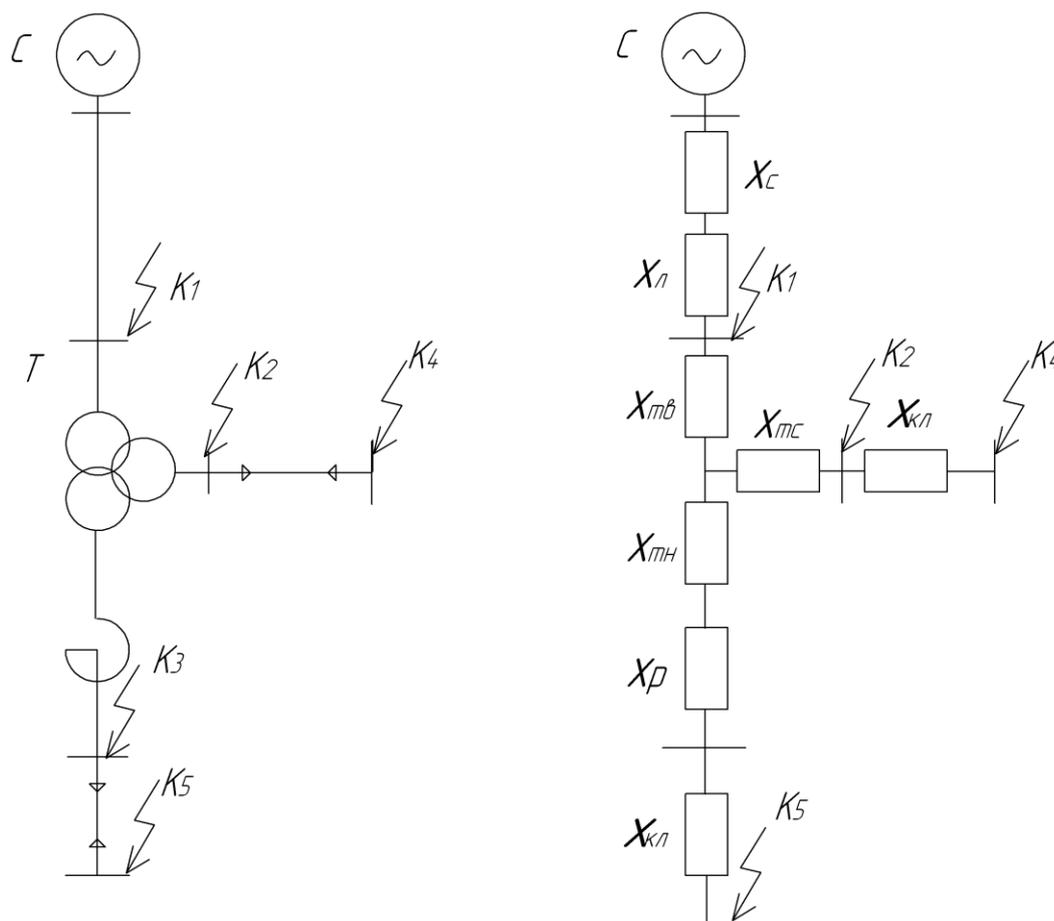


Рисунок 4.1 – Расчетная схема сети 110, 10 и 6 кВ для расчета токов КЗ

Известные параметры схемы замещения представленной на рисунке 4,1, необходимые для дальнейших вычислений [7]:

Система: $U_H = 115 \text{ кВ}, S_B = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}, S_{K3} = 5000 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$

ВЛ: $x_{уд1} = 0,4 \text{ Ом} / \text{км}, l = 4,38 \text{ км}, U_H = 115 \text{ кВ},$

$x_{уд} = 0,42 \text{ Ом} / \text{км}, l = 8 \text{ км}, 340 \text{ м}, U_H = 6 \text{ кВ}.$

КЛ $U_H = 11 \text{ кВ} x_0 = 0,075 \text{ Ом} / \text{км} r_0 = 0.13 \text{ Ом} / \text{км} l = 4340 \text{ м}$

$U_H = 6,6 \text{ кВ} x_0 = 0,071 \text{ Ом} / \text{км} r_0 = 0.13 \text{ Ом} / \text{км} l = 2630$

Реактор РБНГ – 10 – 2500 $x_p = 0,14 \text{ Ом}$

Трансформатор: $S_H = 40 \text{ МВ} \cdot \text{А}, S_B = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$

В схеме замещения Z_C – сопротивление системы включает в себя сопротивление силовых трансформаторов установленных элементы энергосистемы не входящие в состав ПС 110/10/6 кВ, так называемые элементы внешней системы электроснабжения.

Рассчитываем ток КЗ на шинах 110 кВ, при питании от внешней системы электроснабжения [7]:

Сопротивление системы определяем по формуле:

$$x_C = x_0 \frac{S_0}{U_H^2} = 2,25 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,17 \text{ о.е.}; \quad (4.1)$$

Рассчитываем сопротивление по линии 110 кВ:

$$X_{Л1} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_H^2} = 0,4 \cdot 4,38 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,13 \text{ о.е.}$$

Сопротивление для точки К1:

$$X_{\Sigma 1} = X_C + X_{ВЛ} = 0,17 + 0,13 = 0,3 \text{ о.е.}$$

Для ПС 110 кВ ток трехфазного короткого замыкания в точке К1 на шинах ВН составит:

$$I_{K1} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot X_{\Sigma 1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,3} = 16,7 \text{ кА}$$

Мощность короткого замыкания:

$$S_{K1} = \sqrt{3} \cdot I_{K1} \cdot U_H = 1,73 \cdot 16,7 \cdot 115 = 3322,5 \text{ МВА}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K1} = 1,414 \cdot 1,8 \cdot 16,7 = 42,5 \text{ кА}$$

где $k_{y\partial} = 1,8$ –ударный коэффициент, определенный из соотношения активного сопротивления к реактивному на шинах 110 кВ в точке короткого замыкания, определенный как $k_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{Ta}}$.

Определяем действующие значения полного тока К.З в точке К1:

$$I_{Y1} = I_{K1} \cdot \sqrt{1 + 2(K_{Y1} - 1)^2} = 16,7 \cdot \sqrt{1 + 2(1,8 - 1)^2} = 21,39 \text{ кА}$$

Рассчитываем сопротивление трансформатора ТРДН-40000/110/6 согласно номинальным данным указанных в таблице 3.1.

$$X_{ТВ} = 0,5 \frac{(U_{ВН} + U_{ВС} - U_{СН})}{100} \cdot \frac{S_B}{S_H} = 0,5 \cdot \frac{(17 + 10,5 - 6)}{100} \frac{1000}{40} = 2,7 \text{ о.е.}$$

$$X_{TC} = 0,5 \frac{(U_{BC} + U_{CH} - U_{BB})}{100} \cdot \frac{S_B}{S_H} = 0,5 \cdot \frac{(10,5 + 6 - 17) 1000}{100 \cdot 40} = 0,06 \text{ о.е.}$$

$$X_{TH} = 0,5 \frac{(U_{BB} + U_{CH} - U_{BC})}{100} \cdot \frac{S_B}{S_H} = 0,5 \cdot \frac{(17 + 6 - 10,5) 1000}{100 \cdot 40} = 1,56 \text{ о.е.}$$

Суммарное сопротивление для точки К2 составляет:

$$X_{\Sigma 2} = X_{\Sigma 1} + X_{TB} + X_{TC} = 0,3 + 2,7 + 0,06 = 3,06 \text{ о.е.}$$

Пользуясь схемой замещения сети, для расчета токов КЗ, показанной на рисунке 4.1 рассчитаем значение апериодической составляющей тока короткого замыкания [7] в начальный момент времени в точке К2:

$$I_{K2} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot X_{\Sigma 2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 3,06} = 17,2 \text{ кА}$$

Мощность короткого замыкания в точке К2:

$$S_{K2} = \sqrt{3} \cdot I_{K2} \cdot U_H = 1,73 \cdot 17,2 \cdot 11 = 327,3 \text{ МВА}$$

Исходя из полученных результатов определим ударный ток короткого замыкания для определения наиболее тяжелого режима к.з. при трехфазном к.з.[7] в точке К2 на шинах СН 10 кВ:

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot K_Y \cdot I_{K2} = 1,414 \cdot 1,72 \cdot 17,2 = 41,8 \text{ кА}$$

где $k_{y\partial}=1,72$ –ударный коэффициент, определенный из соотношения активного сопротивления к реактивному на шинах 10 кВ в точке короткого замыкания, определенный как $k_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{Ta}}$.

Для определения сопротивления в точке КЗ определим сопротивления электроустановок находящихся на пути протекания тока в режиме короткого замыкания в соответствии со схемой замещения представленной на рисунке 4.1.

Определим сопротивление реактора:

$$X_p = \frac{S_6}{U_{нн}^2} = 0,14 \cdot \frac{1000}{6,6^2} = 3,21 \text{ о.е.}$$

Суммарное сопротивление в точки КЗ:

$$X_{\Sigma 3} = X_C + X_{Л} + X_{ТВ} + X_{ТН} + X_p = 0,17 + 0,13 + 2,7 + 1,56 + 3,21 = 7,8 \text{ о.е}$$

Пользуясь схемой замещения сети, для расчета токов КЗ, показанной на рисунке 4.1 рассчитаем значение периодическую составляющую тока короткого замыкания [7] в начальный момент времени:

$$I_{КЗ} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot X_{\Sigma 3}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,6 \cdot 7,8} = 11,2 \text{ кА ;}$$

Мощность короткого замыкания:

$$S_{КЗ} = \sqrt{3} \cdot I_{КЗ} \cdot U_H = 1,73 \cdot 11,2 \cdot 6,6 = 127,9 \text{ МВА.}$$

Исходя из полученных результатов определим ударный ток короткого замыкания для определения наиболее тяжелого режима к.з. при трехфазном к.з.[7]:

$$i_{удЗ} = \sqrt{2} \cdot K_Y \cdot I_{КЗ} = 1,414 \cdot 1,6 \cdot 11,2 = 25,3 \text{ кА};$$

где $k_{y0}=1,6$ –ударный коэффициент, определенный из соотношения активного сопротивления к реактивному на шинах 6 кВ в точке короткого замыкания, определенный как $k_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}$.

Действующие значения полного тока К.З. в точке К3:

$$I_{Y3} = I_{КЗ} \cdot \sqrt{1 + 2(K_Y - 1)^2} = 11,2 \cdot \sqrt{1 + 2(1,6 - 1)^2} = 14,7 \text{ кА}$$

Найдем ток короткого замыкания в точке К4 в конце КЛ 10 кВ:

$$X_{КЛ} = X_0 \cdot I \tag{4.2}$$

$$X_{КЛ} = \frac{0,071 \cdot 4,34}{2} = 0,155 \text{ Ом}$$

$$R_{КЛ} = R_0 \cdot I \tag{4.3}$$

$$R_{КЛ} = \frac{0,13 \cdot 4,34}{2} = 0,28 \text{ Ом}$$

$$Z_{КЛ} = \sqrt{X_{КЛ}^2 + R_{КЛ}^2} \tag{4.4}$$

$$Z_{КЛ} = \sqrt{0,155^2 + 0,28^2} = 0,32 \text{ Ом}$$

$$Z_{КЛ} = Z_{КЛ} \frac{S_6}{U_{CH}^2} = 0,32 \cdot \frac{1000}{11^2} = 2,64 \text{ Ом}$$

Суммарное сопротивление в точки К4:

$$X_{\Sigma 4} = X_{\Sigma 1} + X_{ТВ} + X_{ТС} + Z_{КЛ} = 0,3 + 2,7 + 0,06 + 2,64 = 5,7 \text{ Ом}$$

Пользуясь схемой замещения сети, для расчета токов КЗ, показанной на рисунке 4.1 рассчитаем значение периодическую составляющую тока короткого замыкания [7] в начальный момент времени:

$$I_{K4} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot X_{\Sigma 2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 5,7} = 9,2 \text{ кА}$$

Мощность короткого замыкания:

$$S_{K4} = \sqrt{3} \cdot I_{K4} \cdot U_H = 1,73 \cdot 9,2 \cdot 11 = 175,4 \text{ МВА}$$

Исходя из полученных результатов определим ударный ток короткого замыкания для определения наиболее тяжелого режима к.з. при трехфазном к.з. в точке К4 [7]:

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot K_Y \cdot I_{K4} = 1,414 \cdot 1,72 \cdot 9,2 = 22,4 \text{ кА};$$

где $k_{y\partial} = 1,72$ – ударный коэффициент, определенный из соотношения активного сопротивления к реактивному на шинах 10 кВ в точке короткого замыкания определенным как $k_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{Ta}}$ [7].

Действующие значения полного тока К.З.:

$$I_{Y4} = I_{K4} \cdot \sqrt{1 + 2(K_Y - 1)^2}; \quad (4.5)$$

$$I_{Y4} = 9,2 \cdot \sqrt{1 + 2(1,72 - 1)^2} = 13,1 \text{ кА}$$

Найдем ток короткого замыкания в точке К4 в конце КЛ 6 кВ аналогично как для КЛ 10 кВ

$$X_{\text{КЛ}} = 0,075 \cdot 2,63 = 0,2 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{КЛ}} = 0,13 \cdot 2,63 = 0,34 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{КЛ}} = \sqrt{0,2^2 + 0,34^2} = 0,4 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{КЛ}} = Z_{\text{КЛ}} \frac{S_6}{U_{\text{нн}}^2} = 0,4 \cdot \frac{1000}{6,6^2} = 9,2 \text{ о.е.}$$

Суммарное сопротивление в точки К5:

$$X_{\Sigma 5} = X_{\text{С}} + X_{\text{Л}} + X_{\text{ТВ}} + X_{\text{ТН}} + X_{\text{р}} = 0,17 + 0,13 + 2,7 + 1,56 + 3,21 + 9,2 = 16,9 \text{ Ом}$$

Пользуясь схемой замещения сети, для расчета токов КЗ, показанной на рисунке 4.1 рассчитаем значение периодическую составляющую тока короткого замыкания [7] в начальный момент времени:

$$I_{\text{К5}} = \frac{S_{\text{Б.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Б}} \cdot X_{\Sigma 5}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,6 \cdot 16,9} = 5,18 \text{ кА}$$

Мощность короткого замыкания:

$$S_{\text{К5}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{К5}} \cdot U_{\text{Н}} = 1,73 \cdot 5,18 \cdot 6,6 = 59,2 \text{ МВА}$$

Исходя из полученных результатов определим ударный ток короткого замыкания для определения наиболее тяжелого режима к.з. при трехфазном к.з. в точке К5 [7]:

$$i_{уд5} = \sqrt{2} \cdot K_{y} \cdot I_{K5} = 1,414 \cdot 1,72 \cdot 5,18 = 12,6 \text{ кА} ;$$

где $k_{yo} = 1,72$ – ударный коэффициент, определенный из соотношения активного сопротивления к реактивному на шинах 6 кВ в точке короткого замыкания определенный как $k_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}$ [7].

Действующие значения полного тока К.З.:

$$I_{y4} = I_{K4} \cdot \sqrt{1 + 2(K_{y} - 1)^2}; \quad (4.6)$$

$$I_{y5} = 5,18 \cdot \sqrt{1 + 2(1,72 - 1)^2} = 7,39 \text{ кА}$$

Данные расчетов токов к.з. сведены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Данные расчета токов к.з для ПС 110/6 кВ «МИС»

Шины	Место КЗ	U _н , кВ	K _{уд}	I _{кз вн} ³ , кА	i _{уд} , кА	I _y , кА
ВН	К1	115	1,8	16,7	42,5	21,39
СН	К2	10,5	1,72	17,2	41,8	24,54
НН	К3	6,3	1,6	11,2	25,3	14,7
СН	К4	10,5	1,72	9,2	22,4	13,1
НН	К5	6,3	1,72	5,18	12,6	7,39

На основании полученных результатов проведем выбор электрооборудования в соответствии с п.1.2 данной пояснительной записки и в соответствии предъявляемыми требованиями нормативной и технической документации [5].

5 Выбор электрических аппаратов ПС 110/10/ кВ МИС

5.1 Общие требования при выборе КА

Согласно требованиям ПУЭ [1] электрические аппараты выбираем по следующим параметрам:

1. В соответствии конструкции и роду установки;
2. По номинальному току и номинальному напряжению;
3. Проверяют по коммутационным способностям коммутационного аппарата, (при КЗ на термическую и электродинамическую устойчивость).

Рассчитываем максимальный рабочий ток приходящийся на КТП на стороне высокого и низкого напряжения.

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения с учетом перегрузочной способности силового трансформатора на 40% равен:

$$I_{\max}^{\text{ВН}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ВН}}}, \text{ А}, \quad (5.1)$$
$$I_{\max}^{\text{ВН}} = 1,4 \cdot \frac{40,0}{\sqrt{3} \times 115} \cdot 10^3 = 281,5 \text{ А},$$

Максимальный рабочий ток на стороне среднего напряжения 10 кВ с учетом расщепления обмоток трансформатора равен:

$$I_{\max}^{\text{СН}} = 0,7 \cdot \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \times U_{\text{СН}}}, \text{ А}, \quad (5.2)$$
$$I_{\max}^{\text{СН}} = 0,7 \cdot \frac{40,0}{\sqrt{3} \times 10,5} \cdot 10^3 = 1542,4 \text{ А}.$$

Максимальный рабочий ток на стороне низкого напряжения 6 кВ с учетом расщепления обмоток трансформатора равен:

$$I_{\max}^{\text{НН}} = 0,7 \cdot \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \times U_{\text{НН}}}, \text{ А}, \quad (5.3)$$

$$I_{\max}^{\text{НН}} = 0,7 \cdot \frac{40,0}{\sqrt{3} \times 6,6} \cdot 10^3 = 2452 \text{ А}.$$

Значения ударных токов определены в разделе расчет токов короткого замыкания п.4 в данной работе.

Таблица 5.1 – Максимальные рабочие и аварийные токи на шинах ПС 110/10/6 кВ

Шины ВН			Шины СН			Шины НН		
$I_{\max p}, \text{ А}$	$I_{\text{КЗ}}, \text{ кА}$	$I_{\text{уд}}, \text{ кА}$	$I_{\max p}, \text{ А}$	$I_{\text{КЗ}}, \text{ кА}$	$I_{\text{уд}}, \text{ кА}$	$I_{\max p}, \text{ А}$	$I_{\text{КЗ}}, \text{ кА}$	$I_{\text{уд}}, \text{ кА}$
281,5	16,7	42,5	1542,4	17,2	41,8	2452	11,2	25,3

5.2 Выбор высоковольтного выключателя ОРУ-110 кВ

В соответствии с требованиями СТО 5694700729.130.10.095 – 2011. «Выключатели переменного тока на напряжение от 3 до 1150 кВ. Указания по выбору» п. 3.1 [10], на основании данных в таблице 5.1 выключатель выбирается исходя из сопоставления его параметров, которые подтверждены в ходе испытаний высоковольтных испытаний заводом изготовителем с характеристиками сети в месте установки выключателя в нормальных и аварийных режимах, которые указаны в таблице 5.1.

Выключатели выбирают по номинальным параметрам в соответствии с п.5.1 данной работы.

Проверяют на термическую и динамическую стойкость. Значения номинальных параметров коммутационного оборудования выбирают из ряда стандартных значений по ГОСТ Р 52565 -2006.

В соответствии с СТО 56947007-29.130.01.029-2009 «Выключатели-разъединители 110-330 кВ. Общие технические требованиями» и принятыми техническими решениями в соответствии с п.1.3 данной квалификационной работы рассмотрим варианты установки элегазовых выключателей на 110 кВ в ОРУ-110 кВ.

Рассмотрим два варианта к установке:

- Колонковый выключатель ВГТ-110-40/2000У1, представлен на рисунке 5.1.;
- Баковый выключатель ВГБ-110-31,5/1000 У1, представлен на рисунке 5.2.

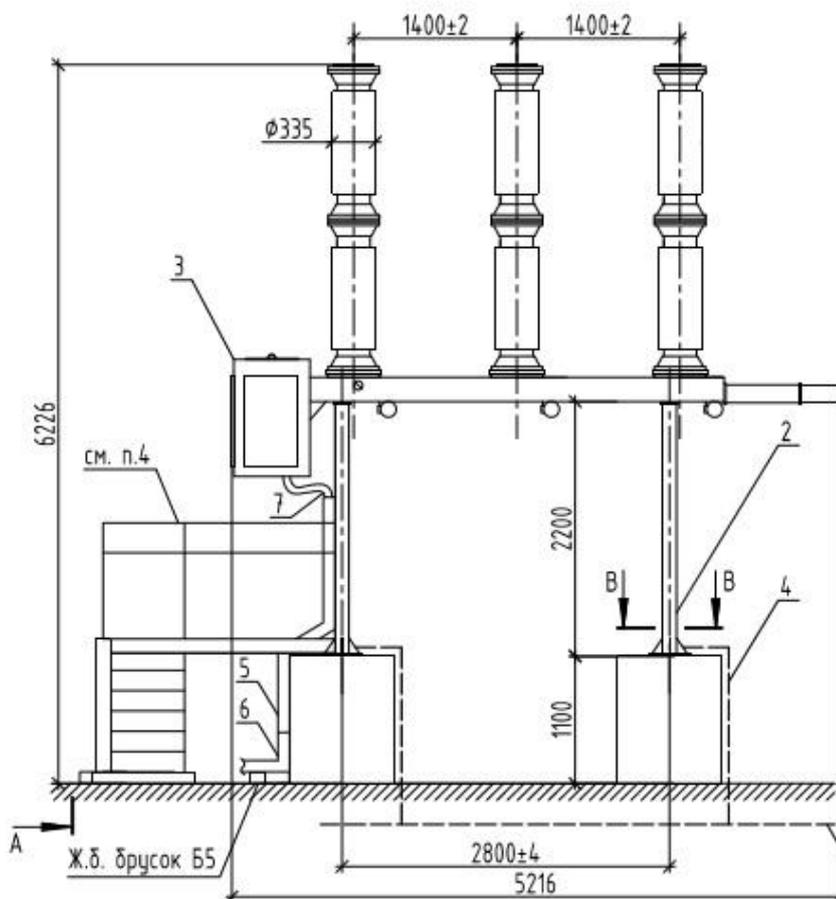


Рисунок 5.1 – Габаритные размеры колонкового выключателя ВГТ-110-40/2000У1

Технические данные завода изготовителя колонкового выключателя представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Технические характеристики ВГТ-110 кВ

Наименование параметра	ВГТ-110-40/3150У1
$U_{\text{НОМ}}$, кВ	115
$I_{\text{НОМ}}$, А	2000
$I_{\text{ДИН}}$, кА 3 сек	80
$I_{\text{период}}$ КЗ, кА	40
$V_{\text{к}}$, кА	100
$t_{\text{ВЫКЛ.СОБ}}$, сек	0,03
$t_{\text{ВЫКЛ.ПОЛ}}$, сек	0,045
t - окружающего воздуха, С	+45°, -45°
принцип гашения дуги	Автокомпрессионный
Вид привода	Пружинный, использующий потенциальную энергию, запасённой в пружине

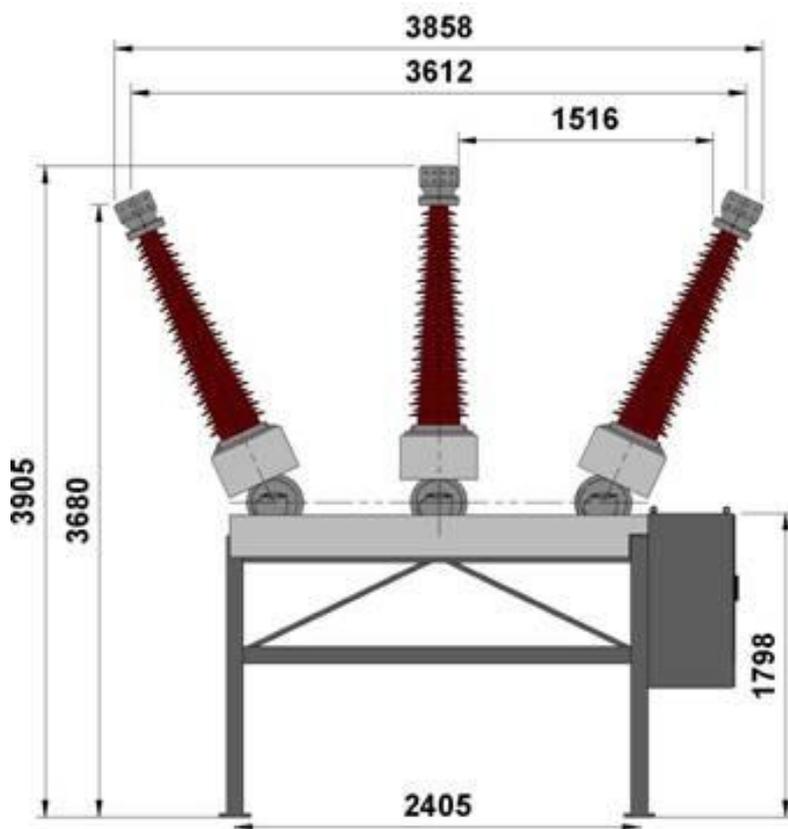


Рисунок 5.2 – Габаритные размеры бакового выключателя ВГБ-110-31,5/1000 У1

Технические данные завода изготовителя бакового выключателя представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Технические характеристики ВГБ-110 кВ

Наименование параметра	ВГБ-110-40/1600У1
$U_{\text{ном}}$, кВ	115
$I_{\text{ном}}$, А	1600
$I_{\text{дин}}$, кА 3 сек	80
$I_{\text{период КЗ}}$, кА	40
B_k , кА	100
$t_{\text{выкл.соб}}$, сек	0,034
$t_{\text{выкл.пол}}$, сек	0,057
t – окружающего воздуха, С	+40°, -55°
принцип гашения дуги	Автокомпрессионный
Вид привода	Пружинный, использующий потенциальную энергию, запасённой в пружине

Исходя из выше приведенных технических характеристик элегазовых выключателей выберем ВГТ-110-40/2000У1.

Условие проверки на стороне ВН:

$$i_{\text{макс}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (5.3)$$

$$I_{\text{Т.С}}^2 \times t_{\text{Т.С}} \geq I_{\text{К}}^2 \times t_{\text{К}}, \quad (5.4)$$

где $t_{\text{К}}$ – время протекания тока трехфазного КЗ на шинах 110 кВ ПС 110 кВ, равен 3 с, необходимое время для отключения выключателя со стороны источника тока.

Таблица 5.4 – Расчётные значения при выборе ЭВ 110 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{нр}} > U_{\text{ном}}$	110 кВ	115 кВ
$I_{\text{рн}} > I_{\text{расч}}$	281,5 А	1250 А
$I_{\text{Т.С}}^2 \times t_{\text{Т.С}} \geq I_{\text{К}}^2 \times t_{\text{К}}$	16,7 кА ² с	80 кА ² с
$i_{\text{в}} < i_{\text{пр.с}}$	42,2 кА	100 кА

Выбранный выключатель соответствует всем требованиям.

5.3 Выбор разъединителей 110 кВ

В соответствии с СТО 56947007-29.130.01.029-2009 «Выключатели-разъединители 110-330 кВ. Общие технические требованиями» и принятыми техническими решениями в соответствии с п.1.3 данной квалификационной работы выберем разъединители по номинальным параметрам в соответствии с п.1.3 и п.5.1 данной работы.

Так как разъединители 110 кВ устанавливаются в одной цепи с выключателем, то соответствующие расчетные величины ($U_{расч}$, $I_{расч}$) для них такие же, как и у выключателей [5].

Примем к установке разъединители трехполюсные с двумя комплектами заземляющих ножей РГН.2-110.П/1000-40 УХЛ1, трехполюсные с одним комплектом заземляющих ножей РГН.16-110.П /1000-40 УХЛ1 и однополюсных с одним комплектом заземляющих ножей РГН. 16 -ОП-110.П/1000-40 УХЛ1 производства ЗАО «ЗЗТО».

Таблица -5.5 Условия выбора разъединителя типа РГН.2-110.П/1000-40 УХЛ1

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{нр} > U_{ном}$	110 кВ	115 кВ
$I_{рн} > I_{расч}$	281,5 А	1600 А
$I_{Т.С}^2 \times t_{Т.С} \geq I_{к}^2 \times t_{к}$,	16,7 кА ² с	100 кА ² с
$i_y < i_{пр.с}$,	42,2 кА	80 кА

Разъединители типа РГН.16-110.П /1000-40 УХЛ1 и РГН. 16 -ОП-110. П /1000-40 УХЛ1 производства ЗАО «ЗЗТО» имеют аналогичные параметры с разъединителем типа РГН.2-110.П/1000-40 УХЛ1.

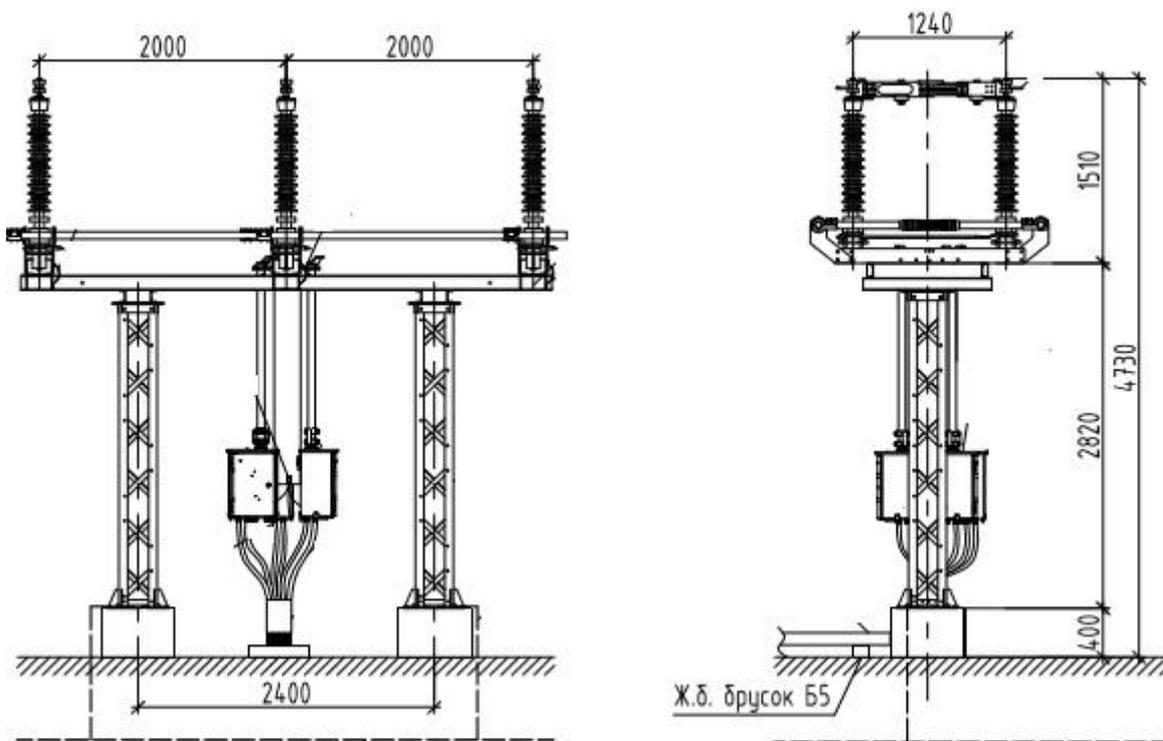


Рисунок 5.3 – Разъединитель распределительного устройства 110 кВ

5.4 Выбор трансформаторов тока 110 кВ

В соответствии с требованиями ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия» [10] и СТО 56947007- 29.180.085-2011 «Типовые технические требования к трансформаторам тока 110 и 220 кВ» [5]. Выбор измерительных трансформаторов тока (ТТ) выполняется по номинальным параметрам в соответствии с п.5.1 данной работы.

Для ТТ такие же параметры ($U_{расч}$, $I_{расч}$) как и у выключателей $U_{ном}$, так как ТТ устанавливаются в одной цепи с выключателем, при этом первичный номинальный ток выбирается из ряда номинальных значений первичного тока согласно ГОСТ 7746 – 2001 [7]: - для линии 110 кВ с силовым трансформатором выбираем – 400-200-100 А. Вторичный номинальный ток ТТ выбирается 5 А.

Таблица -5.6 Условия выбора ТТ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{нр} > U_{ном}$	110 кВ	126 кВ
$I_{рн} > I_{расч}$	300 А	100-200-400 А
$I_{Т.С}^2 \times t_{Т.С} \geq I_{к}^2 \times t_{к}$,	16,7 кА ² с	63 кА ² с
$i_y < i_{пр.с}$,	42,2 кА	80 кА

В соответствии с п.1.3 данной работы к установке примем элегазовый трансформатор тока ТОГФ – 110 – 400-100/5 и встроенный ТТ в ввода силового трансформатора ТРДН-40000/110/6 типа ТВТ-110 .

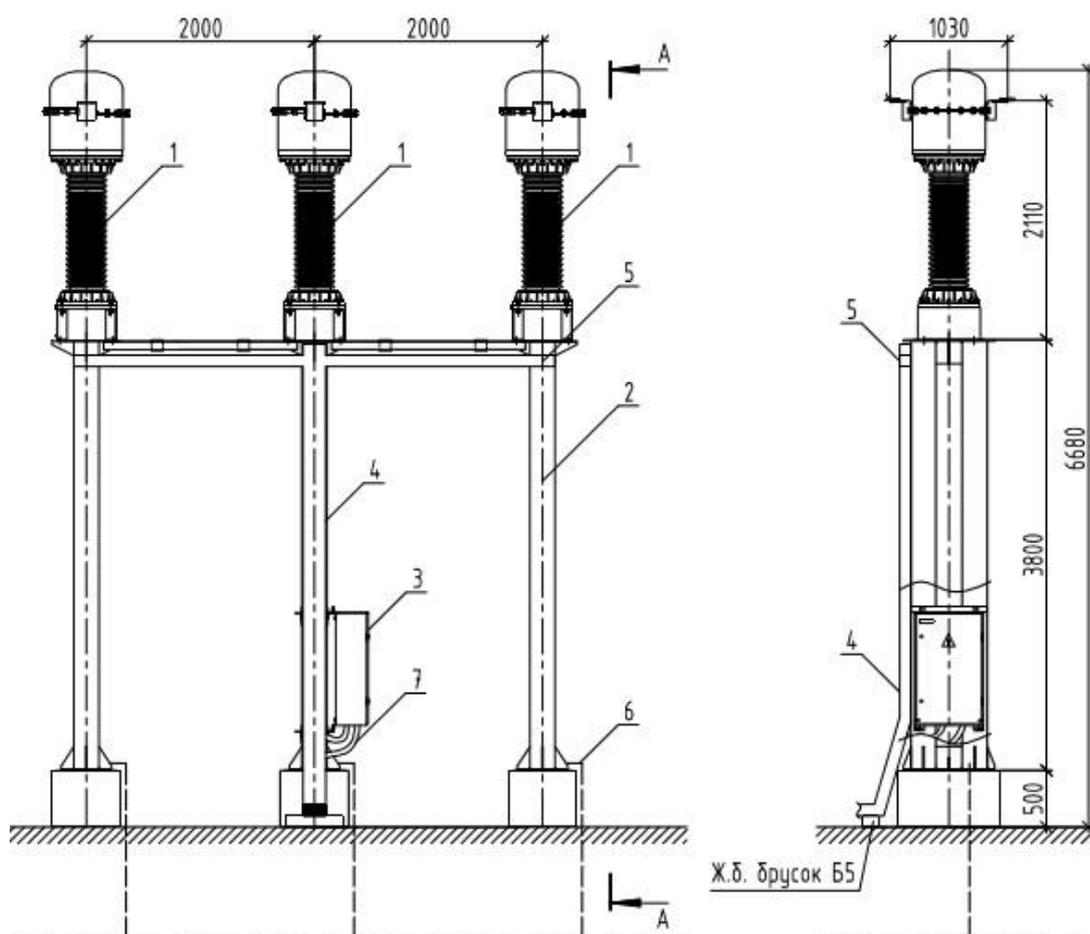


Рисунок 5.4 – ТОГФ – 110 – 400-200-100/5

Для визуального контроля электрических величин на подстанции предусмотрены средства КИП: амперметр, вольтметр, ваттметр, варметр, счётчики активной и реактивной энергии [5].

На территории ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ «МИС» согласно ряду положений трансформаторы тока должны устанавливаться как перед высоковольтными выключателями, так и встраиваться в ввода силовых трансформаторов.

Таблица 5.7 – Нагрузка ТТ на вторичной обмотке

Перечень средств измерений	Обмотка ТТ	Тип прибора	Номинальная вторичная нагрузка обмотки ТТ, В·А	Потребляемая подключаемой системы с учетом распределения по фазам, В·А
Амперметр	1	АМ-А301	20	4,5/3
Ваттметр	1	Ц-301/1	20	4,5/3
Счетчики АИИС КУЭ	2	СЭТ-4ТМ-А1	50	30/3
ФОЛ	3	РЗиА	50	10/3
ДЗО ВН	3	РЗиА	50	10/3
МТЗ ВН/У	4	РЗиА	50	15/3
ДЗШ+ УРОВ	4	РЗиА	50	15/3
Резерв	5	-	50	

В соответствии с СТО 56947007-29.240.021-2008 необходимо определить сопротивление приборов для определения сечения подключаемых контрольных кабелей:

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

Исходя из типа выбранного трансформатора тока ТОГФ – 110 кВ класса точности 0,5 $Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом.}$

Таким образом допускаемое сопротивление проводника составляет:

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

$$q = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}}; \quad (5.5)$$

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

Выбираем кабель контрольный сечением $S - 4\text{мм}^2$.

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

Суммарная вторичная нагрузка приходящаяся на ТТ:

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

5.6 Выбор измерительного трансформатора напряжения

При выборе измерительных трансформаторов напряжения (далее – ТН) необходимо учитывать конструктивные особенности для исключения резонансных явлений в системе электроснабжения в соответствии с СТО 56947007- 29.240.10.191-2014, а так же учитывая требования подключения измерительных систем к вторичным обмоткам ТН, а именно подключение счётчиков электроэнергии, и релейной защиты и автоматики [1].

Для правильного выбора необходимо определить нагрузку подключённых приборов:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \times \cos \varphi_{\text{приб}})^2 + (\sum S_{\text{приб}} \times \sin \varphi_{\text{приб}})^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} . \quad (5.6)$$

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

Таблица 5.6 – Вторичная нагрузка ТН 110кВ

Перечень средств измерений	Обмотка ТН	Тип прибора	Номинальная мощность вторичной нагрузки обмоток ТН, В·А	Мощность, потребляемая одной катушкой, В·А
Вольтметр	1	Э-762	20	4,5/3
Ваттметр	1	Ц-301/1	20	4,5/3
Счетчики АИИС КУЭ	2	СЭТ-4ТМ-А1	50	15/3
ФОЛ	3	РЗиА	50	10/3
Резерв	4,5	-	50	

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

На стороне высокого напряжения устанавливаем трансформатор напряжения марки НКФ-110-83 (АО ХК «Электrozавод»).

На рисунке 5.4 представлен трансформатор тока НКФ-110-83.

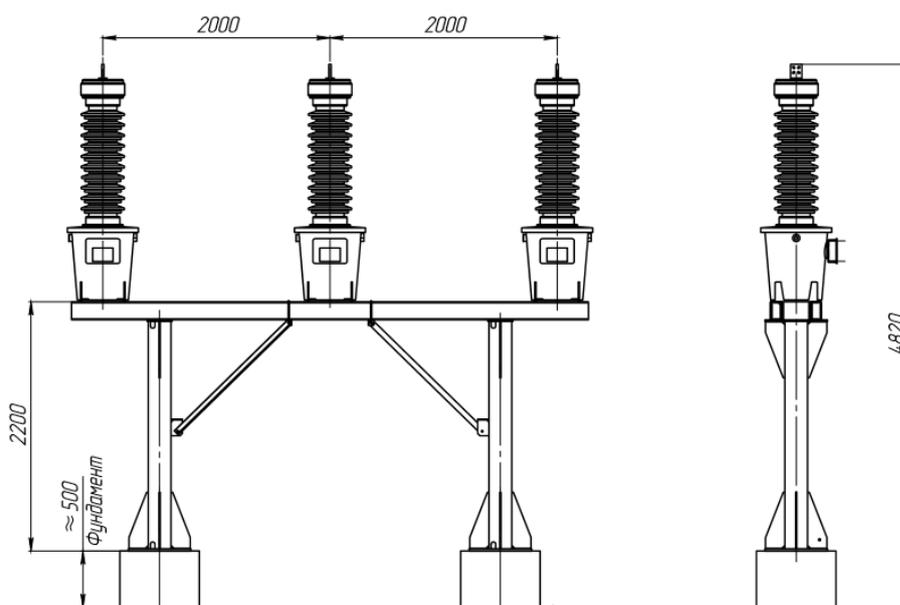


Рисунок 5.4 - Трансформатор напряжения НКФ-110-83

5.5 Выбор ОПН для распределительного устройства 110 кВ

Технические данные ограничителей перенапряжения на 110 кВ представлены в таблице 4.12.

Таблица 5.7 -Технические данные ограничителей перенапряжения на 110 кВ

Характеристики ОПН завода изготовителя	ОПН-П-110/156/700-УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	110
Номинальное напряжение ОПН, кВ	115
Номинальный разрядный ток, кА	10

5.6 Выбор оборудования закрытого распределительного устройства 10 кВ

В соответствии с техническими требованиями п.1.3 данной квалификационной работы, оборудования КРУ 10 и 6 кВ необходимо выбирать из следующих требований:

- коммутационное оборудование 6 кВ необходимо заменить на оборудование соответствующее ГОСТ Р 52726-2007;
- ячейки КРУ должна иметься возможность установить вакуумные выключатели;
- в ячейках КРУ должно быть предусмотрена возможностью быстрой замены выкатной части ячейки при ремонте электрооборудования КРУ;
- ячейки КРУ 10 и 6 кВ должны быть заменены на современные [5], при этом время на доставку данного электрооборудования должно быть минимальным;
- использование оборудование КРУ 10 и 6 кВ региональных производителей обеспечивает удобство обслуживания ячеек КРУ специалистами завода изготовителя;

- применяемые измерительные трансформаторы напряжения в КРУ 10 и 6 кВ должны соответствовать ГОСТ 1983-01 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия» с учетом проведения мероприятий по защите электрических сетей от резонансных явлений в соответствии с СТО 56947007-29.240.10.191-2014;

- в ячейках КРУ 10 и 6 кВ обязательно должно быть предусмотрено все необходимые мероприятия по защите электрических сетей от перенапряжений в соответствии с СТО 56947007 29.240.01.221-2016 и должны быть укомплектованы ОПН.

Исходя из вышеуказанных требований выберем к установке при реконструкции ЗРУ 10 и 6 кВ модульное здание с ячейками *СЭЩ*.

Применение данных ячеек обеспечит выполнение всех выше указанных требований. Так же данные ячейки соответствуют не только всем современным техническим и технологическим требованиям, а так же имеют высокую степень защиты оперативно-ремонтного персонала от ошибочных действий, что обеспечивает высокую степень безопасности, при этом наглядная мнемоническая схема выполненная в данных ячейках позволяет визуально определить оперативное положение коммутационных аппаратов, что является одним из преимуществ данного электрооборудования в эксплуатации.

Применение в данных ячейках электротехнического оборудования изготовленного данным производителем, а именно измерительными трансформаторами напряжения НАМИТ - 10(6) кВ, трансформаторами тока ТЛШ - 10(6) кВ, ограничители перенапряжения, заземляющие ножи, сборные и соединительные шины, опорные и проходные изоляторы, дает высокую степень производственной сборки, что повышает качество сборки КРУ 10 и 6 кВ, что влияет на надежность функционирования и длительность эксплуатации данного оборудования.

Все выше перечисленные достоинства дают существенные преимущества по сравнению с другими производителями, как в техническом так и в экономическом плане.

Таким образом, ЗРУ 10 и 6 кВ ПС 110/10/6 кВ МИС укомплектуем ячейками СЭЩ-70.

5.6.1 Выбор выключателей на 10 кВ

Так как, внутри шкафа КРУ серии СЭЩ-70 могут быть установлены существующие выключатели типа ВБЭС-7-10 3150А с пружинным приводом, выберем вакуумные выключатели по номинальным параметрам в соответствии с п.5.1 данной работы, а так же проверим на термическую и динамическую стойкость.

Значения номинальных параметров коммутационного оборудования выбирают из ряда стандартных значений по ГОСТ Р 52565 -2006. Выбор и проверку выключателей сведем в таблицу 5.7

Таблица 5.8 - Технические характеристики ВБЭС-7-10 3150А

Наименование параметра	ВБЭС-7-10 3150А
$U_{ном}, \text{кВ}$	10
$I_{ном}, \text{А}$	3150
$I_{дин}, \text{кА } 3 \text{ сек}$	80
$I_{период} \text{ КЗ}, \text{кА}$	31,5
$B_k, \text{кА}$	100
$t_{выкл.соб}, \text{сек}$	0,04
$t_{выкл.пол}, \text{сек}$	0,06
t – окружающего воздуха, С	+40°, -55°
принцип гашения дуги	Вакуум
Вид привода	Пружинный, использующий потенциальную энергию, запасённой в пружине

Таблица 5.9 – значения при выборе вакуумного выключателя 10 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{пр} > U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$I_{пр} > I_{расч}$	1542,4 А	3150 А
$I_{Т.С}^2 \times t_{Т.С} \geq I_{К}^2 \times t_{К}$	14,1 кА ² с	100 кА ² с
$i_v < i_{пр.с}$	41,8 кА	80 кА

Вакуумные выключатели типа ВБЭС-7-10 3150А будут установлены в ячейках секционного и вводного выключателей. На отходящих линиях будут установлены вакуумные выключатели на номинальный ток 1600 А.

5.6.2 Выбор трансформатора тока 10 кВ

Выбираем и проверяем трансформатор тока: ТЛШ – СЭЩ – 10 ЗАО «Самарский электроцит» г. Самара. Все каталожные и расчетные величины сведены в таблице 5.10. Трансформатор тока ТЛШ – СЭЩ – 10 кВ обеспечивает передачу сигнала измерительной информации измерительным приборам.

Таблица 5.10 – Расчетные и каталожные данные трансформатора тока ТЛШ – 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные: ТЛШ-СЭЩ 10 кВ
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 2055 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$i_{yo} = 25,33 \text{ кА}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 1,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Данные с КИП представлены в таблице 5.11.

Таблица 5.11 – Данные КИП

Перечень средств измерений	Обмотка ТТ	Тип прибора	Номинальная вторичная нагрузка обмотки ТТ, В·А	Потребляемая подключаемой системы с учетом распределения по фазам, В·А
Амперметр	1	АМ-А301	10	4,5/3
Ваттметр	1	Ц-301/1	10	4,5/3
Счетчики АИИС КУЭ	2	СЭТ-4ТМ-А1	20	10/3
МТЗ НН/У	3	Р3иА	20	5/3
ДЗШ+ УРОВ	4	Р3иА	50	15/3
Резерв	5	-	50	

В соответствии с СТО 56947007-29.240.021-2008 необходимо определить сопротивление приборов для определения сечения подключаемых контрольных кабелей:

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

Исходя из типа выбранного трансформатора тока ТЛШ 10-3000/5 класса точности 0,5 $Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$.

Таким образом, допускаемое сопротивление проводника составляет:

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

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

Выбираем кабель контрольный сечением S - 4мм².

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

Суммарная вторичная нагрузка приходящаяся на ТТ:

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

5.6.3 Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

Так как применяемые измерительные трансформаторы напряжения в КРУ 10 кВ должны соответствовать ГОСТ 1983-01 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия» с учетом проведения мероприятий по защите электрических сетей от резонансных явлений в соответствии с СТО 56947007-29.240.10.191-2014, то выберем к установке НАМИТ – 10.

Контроль на стороне 10 кВ осуществляется с помощью следующих контрольно-измерительных приборов: вольтметр, вольтметр фазный, фазометр, частотомер. Данные контрольно-измерительных приборов представлены в таблице 5.12.

Таблица 5.12 – КИП во вторичной цепи ТН

Перечень средств измерений	Обмотка ТН	Тип прибора	Номинальная мощность вторичной нагрузки обмоток ТН, В·А	Мощность, потребляемая одной катушкой, В·А
Вольтметр	1	Э-762	20	4,5/3
Ваттметр	1	Ц-301/1	20	4,5/3
Счетчики АИИС КУЭ	2	СЭТ-4ТМ-А1	50	15/3
Резерв	4,5	-	50	

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

Выбранный трансформатор напряжения НАМИТ-СЭЩ-10 кВ имеет номинальную мощность в классе точности 0,5, необходимом для присоединения счетчиков, 75 В·А. Таким образом:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}, \tag{5.7}$$

$$11,7 \leq 75.$$

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

5.7 Выбор оборудования закрытого распределительного устройства 6 кВ

В соответствии с техническими требованиями п.1.3, п.5.6 данной квалификационной работы, устанавливаем оборудование КРУ 6 кВ аналогично КРУ 10 кВ.

5.7.1 Выбор выключателей на 6 кВ

Так как, внутри шкафа КРУ серии СЭЩ-70 входят вакуумные выключатели типа ВБЭС-7-10-3150А с пружинным приводом, выберем вакуумные выключатели по номинальным параметрам в соответствии с п.5.1 данной работы, а так же проверим на термическую и динамическую стойкость.

Значения номинальных параметров коммутационного оборудования выбирают из ряда стандартных значений по ГОСТ Р 52565 -2006. Выбор и проверку выключателей сведем в таблицу 5.12.

Таблица 5.11 - Технические характеристики типа ВБЭС-7-10 3150А

Наименование параметра	ВБЭС-7-10 3150А
$U_{\text{ном}}$, кВ	6(10)
$I_{\text{ном}}$, А	3150
$I_{\text{дин}}$, кА 3 сек	31,5
$I_{\text{период КЗ}}$, кА	31,5
B_k , кА	100
$t_{\text{выкл.соб}}$, сек	0,04
$t_{\text{выкл.пол}}$, сек	0,06
t – окружающего воздуха, С	+40°, -55°
принцип гашения дуги	Вакуум
Вид привода	Пружинный, использующий потенциальную энергию, запасённой в пружине

Таблица 5.12 – значения при выборе вакуумного выключателя 6 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{пр} > U_{ном}$	6 кВ	10 кВ
$I_{рн} > I_{расч}$	2450 А	3150 А
$I_{Т.С}^2 \times t_{Т.С} \geq I_{к}^2 \times t_{к}$,	14,1 кА ² с	100 кА ² с
$i_v < i_{пр.с}$,	25,3 кА	31,5 кА

5.7.2 Выбор трансформатора тока 6 кВ

Выбираем и проверяем трансформатор тока: ТЛШ – СЭЩ – 6 ЗАО «Самарский электроцит» г. Самара. Все каталожные и расчетные величины сведены в таблице 5.13. Трансформатор тока ТЛШ – СЭЩ – 6 кВ обеспечивает передачу сигнала измерительной информации измерительным приборам.

Таблица 5.13 – Расчетные и каталожные данные трансформатора тока ТЛШ – 6 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные: ТЛШ-СЭЩ 6 кВ
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$
$I_{max} = 2055 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$i_{yo} = 25,33 \text{ кА}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 1,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Данные с КИП представлены в таблице 5.14.

Таблица 5.14 – Данные КИП

Перечень средств измерений	Обмотка ТТ	Тип прибора	Номинальная вторичная нагрузка обмотки ТТ, В·А	Потребляемая подключаемой системы с учетом распределения по фазам, В·А
Амперметр	1	АМ-А301	10	4,5/3
Ваттметр	1	Ц-301/1	10	4,5/3
Счетчики АИИС КУЭ	2	СЭТ-4ТМ-А1	20	10/3

МТЗ НН/U	3	РЗиА	20	5/3
ДЗШ+ УРОВ	4	РЗиА	50	15/3
Резерв	5	-	50	

В соответствии с СТО 56947007-29.240.021-2008 необходимо определить сопротивление приборов для определения сечения подключаемых контрольных кабелей:

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

Исходя из типа выбранного трансформатора тока ТЛШ-6 кВ класса точности 0,5 $Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом.}$

Таким образом допускаемое сопротивление проводника составляет:

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

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

Выбираем кабель контрольный сечением S - 4мм².

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

Суммарная вторичная нагрузка приходящаяся на ТТ:

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

5.7.3 Выбор трансформатора напряжения 6кВ

Так как применяемые измерительные трансформаторы напряжения в КРУ 6 кВ должны соответствовать ГОСТ 1983-01 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия» с учетом проведения мероприятий по защите электрических сетей от резонансных явлений в соответствии с СТО 56947007-29.240.10.191-2014, то выберем к установке НАМИТ-СЭЦ-6.

Контроль на стороне 6 кВ осуществляется с помощью следующих контрольно-измерительных приборов: вольтметр, вольтметр фазный, фазометр, частотомер. Данные контрольно-измерительных приборов представлены в таблице 5.15.

Таблица 5.15 – КИП во вторичной цепи ТН

Перечень средств измерений	Обмотка ТН	Тип прибора	Номинальная мощность вторичной нагрузки обмоток ТН, В·А	Мощность, потребляемая одной катушкой, В·А
Вольтметр	1	Э-762	20	4,5/3
Ваттметр	1	Ц-301/1	20	4,5/3
Счетчики АИИС КУЭ	2	СЭТ-4ТМ-А1	50	15/3
Резерв	4,5	-	50	

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

Выбранный трансформатор напряжения НАМИТ-СЭЦ-6 кВ имеет номинальную мощность в классе точности 0,5, необходимом для присоединения счетчиков, 75 В·А. Таким образом:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}, \tag{5.7}$$

$$11,7 \leq 75.$$

Из произведенных расчетов сделан вывод о возможности установки трансформатора напряжения марки НАМИТ-СЭЦ-6. кВ, так как технические параметры трансформатора напряжения удовлетворяют всем условиям проверки.

5.8 Выбор ограничителей перенапряжения распределительного устройства 10, 6 кВ

Выбираем ограничители перенапряжения типа ОПН-П, т.к. при одинаковых характеристиках они имеют меньшую цену

Таблица 5.16 – Данные заводов изготовителей ограничителей перенапряжения

Данные заводов изготовителей	ОПН-П- 10/12/20- УХЛ1	ОПН-Ф- 10/12/20- УХЛ1	ОПН-П- 6/7,2/10- УХЛ1	ОПН-Ф- 6/7,2/10- УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	10	10	6	6
Ток пропускной способности на прямоугольном импульсе длительностью 2000 мкс, А	700	700	400	400
Номинальный разрядный ток, кА	20	20	10	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, действ. значение, кВ	12,0	12,0	7,2	7,2

6 Расчет допустимых потерь напряжения в сети 10 и 6 кВ

Допускается отклонение напряжения у потребителей в пределах (± 5)%. Надбавка напряжения на шинах питающих ПС на стороне СН 10 кВ и НН 6 кВ – ΔU в часы максимальной нагрузки составит (+2,5)%, при минимальной – 0%.

Минимальной нагрузкой для электроприёмников жилых домов с электроплитами принимаю $S_{\min} = 0,25 \cdot S_{\max}$.

Уровень потерь напряжения в трансформаторе при максимальной загрузке, равен – 4%, при минимальной –1%.

Напряжение добавки в трансформатора равен 5%.

Таблица 6.1 – Отклонения напряжения в сети 6 кВ

Элементы сети	Отклонение напряжения, %, при нагрузке	
	P max	P min =0,25·P max
Шины 6 кВ $\Delta U_{ТП 110/6}$	+2,5%	0
Линия 6 кВ $\Delta U 6$	4	-1%
Трансформатор 6/0,4 кВ: ΔU добавки ΔU потери	+5% -4%	+5% -1%
Шины 10 кВ $\Delta U_{ТП 110/6}$	+2,5%	0
Линия 10 кВ $\Delta U 6$	4	-1%
Трансформатор 10/0,4 кВ: ΔU добавки ΔU потери	+5% -4%	+5% -1%

Рассчитываем уровень отклонения напряжения у потребителя по формуле:

$$\Delta U_{\text{потр}} = \Delta U_{ТП110/10/6} + \Delta U_{\text{доб}} + \Delta U_T + \Delta U_6 - \Delta U_{0,38}, \% \quad (6.1)$$

где $\Delta U_{ТП 110/6}$ – отклонение напряжения на шинах ТП 110/6 в %;

$\Delta U_{\text{доб}}$, ΔU_{T} , ΔU_6 , $\Delta U_{0,38}$ – добавка и потери в трансформаторе на стороне 6 кВ и потеря напряжения в линиях в %.

Согласно данной формуле допустимое значение потери напряжения в линиях 6 кВ при S_{max} составит:

$$\begin{aligned}\Delta U_{\text{доп } 6} + \Delta U_{0,38} &= \Delta U_{\text{ТП110/6}} + \Delta U_{\text{доб}} + \Delta U_{\text{T}} + \Delta U_6 - \Delta U_{\text{потр}}, \% \quad (6.2) \\ \Delta U_{\text{доп } 6} + \Delta U_{0,38} &= 2,5 + 5 - 4 + 5 = 8,5 \%,\end{aligned}$$

Потеря напряжения в линиях не должно превышать для ВЛ $\Delta U_{\text{доп } 6} = 4 \%$.

Потеря напряжения в линиях не должно превышать для ВЛ $\Delta U_{\text{доп } 10} = 4 \%$.

7 Выбор релейной защиты и автоматики

7.1 Микропроцессорная релейная защита

Для защиты силовых трансформаторов предлагается к установке микропроцессорное устройство защиты Сириус-ТЗ.

В соответствии с данными изложенными производителем о микропроцессорном устройстве защиты Сириус-Т, 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 микропроцессорного устройства защиты Сириус-Т 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.

7.2 Расчёт уставок защиты трансформатора с применением устройства Сириус – ТЗ

Параметры устройства защиты Сириус-ТЗ для защиты силового трансформатора, со схемой Y/ Y/Δ:

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

Электрическая нагрузка (максимальная) силового трансформатора –
 $S_{нагр.мах} = 49,7 \text{ МВ}\cdot\text{А}$.

Значения токов КЗ (максимальный/минимальный режим) на стороне 110 кВ (точка К1), на шина 10 кВ (точка К2) и шинах 6 кВ (точка К3) представлены в таблице 6.1.

Таблица 7.1. – Уставки релейной защиты Сириус – Т3

Уставки	Уставки ДЗТ –1 отсечка	Функция	Вкл
		$I_{диф} / I_{ном}$	10.2
		T, с	0.00
		«Мгновенное значение» Контроль мгновенного значения тока	Откл
	Уставки ДЗТ-2	Функция	Вкл
		T, с	0.00
		$I_{о1} / I_{ном}$ - базовая уставка защиты	0,76
		Кторм % - коэффициент торможения	35 %
		$I_{T2} / I_{ном}$ - вторая точка излома характеристики	0,81
		$I_{ог2} / I_{ог1}$ - уставка блокировки от второй гармоники	0,15
	Уставки ДЗТ-3 (небаланс плечей ДЗТ)	Функция	Откл
		$I_{диф} / I_{ном}$	0,1-2,0
		T, с	1-999

8 Расчёт защитного заземления ПС 110 кВ «МИС»

Расчёт заземляющего контура, производим для определения количества заземляющих стержней, которые будут расположены по намеченному контуру, вокруг и внутри ПС.

Требования, к заземляющему контуру, определяем согласно режиму работы нейтрали ПС.

Согласно правилам устройства электроустановок, допустимое сопротивление заземляющего контура сети 0,4 кВ равно 4 Ом. Так же правила разрешают не устанавливать повторные заземления на присоединениях длиной менее 200 м, и на кабельных линиях, так как обрыв нулевого провода в них маловероятен.

Для строительства контура защитного заземления используем:

для вертикального заземлителя металлические стержни, длиной $l = 5$ м, с диаметром стержня $d = 0,012$ м;

для горизонтального заземлителя стальную полосу с шириной 40 мм и толщиной 4 мм;

глубину заложения полосы выбираю $h = 0,5$ м;

длина полосы равняется периметру ПС с размерами 100×20 м;

удельное сопротивление грунта места расположения КТП – $\rho = 50$ Ом/м;

сопротивление заземлителя должно составлять $R_z = 0,5$ Ом.

Рассчитываем сопротивление растеканию вертикального заземлителя по формуле:

$$R_{\text{верт}} = \frac{0,366 \times \rho_{\text{расч}}}{l} \times \lg \frac{2l}{d} + 0,5 \times \lg \frac{4t + l}{4t - l}, \quad (8.1)$$

где $\rho_{\text{расч}}$ - расчётное сопротивление грунта;

Расчётное сопротивление грунта рассчитываем по формуле:

$$\rho_{\text{РАСЧ}} = k_c \times \rho, \quad 8.2$$

Где k_c – сезонный коэффициент принимаю равным 1,3;

l – длина заземлителя, м;

d – диаметр заземлителя, м;

b – ширина полосы (для угловой стали – ширина полки), м;

t – глубина заложения заземлителя, а для вертикальных электродов – соответствует расстоянию от поверхности земли до середины электрода в м, рассчитываем как:

$$t = h + 0,5 \times l, \quad (8.3)$$

$$t = 0,5 + 0,5 \times 5 = 3 \text{ м},$$

$$\rho_{\text{РАСЧ}} = 50 \times 1,3 = 65 \text{ Ом/м},$$

$$R_{\text{верт}} = \frac{0,366 \times 65}{5} \times \lg \frac{2 \times 5}{0,012} + 0,5 \times \lg \frac{4 \times 3 + 5}{4 \times 3 - 5} = 16,4 \text{ Ом},$$

$N_{\text{вер}}$ – необходимое количество вертикальных стержней для заземлителя рассчитываем как:

$$N_c = \frac{R_{\text{верт}}}{R_3 \times \eta_{\text{вер}}}, \quad (8.4)$$

где $\eta_{\text{вер}}$ - коэффициент использования стержней;

R_3 – величина требуемого сопротивления заземляющего контура.

$$N_c = \frac{16,4}{4} = 4,1,$$

расчётное значение округляем до целого числа.

Получившиеся 5 стержней распределяем по периметру подстанции каждые $40/5=8$ м.

Производим расчёт заземляющего устройства, не учитывая сопротивления горизонтальных соединительных полос.

Определяем действительное число вертикальных электродов с учётом коэффициента экранирования при данном виде расположения стержней $\eta_{\text{вер}} = 0,68$:

$$N_c = \frac{16,4}{4 \times 0,55} \cdot 10 = 74,5,$$

Рассчитываем сопротивление заземляющего контура с 80 вертикальными стержнями:

$$R_{B3} = \frac{R_{\text{верт}}}{N_c \times \eta_{\text{вер}}}, \quad (8.5)$$

$$R_{B3} = \frac{16,4}{80 \times 0,61} = 0,336 \text{ Ом},$$

Рассчитываем сопротивление растекание горизонтального заземлителя:

$$R_{\text{гор}} = \frac{0,366 \times \rho_{\text{расч}}}{l} \times \lg \frac{2 \times L^2}{b \times t}, \quad (8.6)$$

$$R_{\text{гор}} = \frac{0,366 \times 65}{5} \times \lg \frac{40^2}{0,04 \times 0,5} = 19,27 \text{ Ом},$$

Рассчитываем действующее сопротивление горизонтального заземлителя в контуре из 8 стержней с коэффициент использования полосы:

$$R_{ГЗ} = \frac{R_{\text{гор}}}{\eta_{\text{гор}}}, \quad (8.7)$$

$$R_{ГЗ} = \frac{19,27}{0,36} = 53 \text{ Ом},$$

$\eta_{\text{гор}}$ - коэффициент использования полосы принимаем равным 0,32.

$$R_{3Д} = \frac{R_{B3} \times R_{Г3}}{R_{B3} + R_{Г3}} = \frac{3,36 \times 53}{3,36 + 53} = 3,2 \text{ Ом,}$$

По произведённым расчётам, применяем для заземляющего контура ПС, с глухо заземляющей нейтралью трансформаторов по стороне 110 кВ, 80 стержней расположенных друг от друга на расстоянии 5 м по периметру ПС, связанные между собой полосой связи.

Заключение

В квалификационной работе «Реконструкция подстанции ПС 110/10/6 кВ «МИС»» рассмотрены теоретические и практические решения создания надёжного электроснабжения Комсомольского района города Тольятти, за счет реконструкции существующей понизительной подстанции ПС 110/10/6 кВ «МИС», от которой запитан данный район.

На основании анализа графиков и расчётов потребляемой электрической нагрузки района, выбрано необходимое количество и мощность силовых трансформаторов с учетом планируемых вводов мощностей.

По характеру потребителей питаемых от понизительной подстанции с учетом современных требований к принципиальным электрическим схемам, распределительных устройств подстанций выбрана схема ОРУ 110 кВ.

На основании расчётов токов короткого замыкания выбраны вводные, секционные и на отходящих линиях коммутационные аппараты в распределительных устройствах 110 кВ, 10 и 6 кВ.

Произведён расчёт и метод строительства контура заземления понизительной подстанции.

Выбранный вариант реконструкции ПС 110 кВ «МИС» соответствует всем требованиям правил и норм городских распределительных электросетей.

Список использованных источников

1. Федеральный закон «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности, и внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» – от 23.11.2009 N 261-ФЗ (ред. от 13.07.2015).
2. Распоряжение Правительства Российской Федерации № 1715-р «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года» – от 13 ноября 2009 г.
3. Правила устройства электроустановок. – 7-е издание. СПб.: Энергоатомиздат. 2013.
4. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок и потребителей. М.: Энергоатомиздат. 2013.
5. Кудрин Б. И. Электроснабжение / Б.И. Кудрин. М. Изд. центр «Академия». 2012.
6. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
7. Алиев И. И. Казанский С. Б. Кабельные изделия: Справочник / И. И. Алиев, С. Б. Казанский. – М.: ИП Радио Софт. 2012.-224с.
8. Нормативы для определения расчетных электрических нагрузок зданий (квартир), коттеджей, микрорайонов (кварталов) застройки и элементов городской распределительной сети. – М., 2000.
9. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98 / под ред. Неклепаева Б. Н. – Москва: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 143 с.: ил. – Прил.: с. 136-143.
10. Козлов В. А. Городские распределительные сети /В. А. Козлов. – Л.: Энергия, 2012. – 274с.
11. Карякин Р. Н. Заземляющие устройства электроустановок / Р.Н. Карякин. – М.: Энергосервис. 2014. – 375с.

12. Шведов Г. В. Электроснабжение городов: электропотребление, расчет нагрузки, распределительные сети / Г. В. Шведов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2012.
13. Шведов Г. В. Городские электрические распределительные сети / Г. В. Шведов. – М.: Изд-во МЭИ, 2011.
14. Вахнина В. В. Проектирование осветительных установок: учеб. пособие / В. В. Вахнина, О. В. Самолина, А. Н. Черненко, Т. А. Рыбалко. – Тольятти: ТГУ, 2015.
15. Вахнина В. В. Проектирование систем электроснабжения. Учеб.-метод. пособие / В. В. Вахнина, А. Н. Черненко; ТГУ; Ин-т энергетики и электротехники; каф. "Электроснабжение и электротехника". – ТГУ. – Тольятти: ТГУ, 2016. - 78 с.
16. Кнорринг Г. М. Справочная книга для проектирования электрического освещения / Кнорринг Г. М. – М.: Оникс, 2012.
17. Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебник для вузов. – М.: Высшая школа 2012.
18. Заземляющие устройства электроустановок: справочник / Р. К. Борисов и др. – М. Издательский дом МЭИ, 2013.
19. Справочник энергетика. Учебник. / В. И. Григорьев. 2014.
20. Mcdonald, J. D. Electric Power Substations Engineering / J. D. Mcdonald [и др.]. – Майями: CRC Press Taylor & Francis Group, 2012. – 593с.
21. Lakervi, E. Electricity Distribution Network Design, 2nd Edition (Energy Engineering) / E. Lakervi, E. J. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2011. – 368 с.
22. Computational methods for electric power systems, third edition / Mariesa L. Shelter, Taylor & Francis Group, LCC, 2016. – 333с.
23. Bayliss, C. Transmission and Distribution Electrical Engineering / C. Bayliss, B. Hardly. – Newnes, 2012. – 1180 с.
24. Electrical Power Transmission System Engineering: Analysis and Design, Third Edition – CRC Press, New York, 2014.-320с.