

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

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра Электроснабжение и электротехника
(наименование)

13.03.02. Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция подстанции «Портовая» 110/6 кВ г. Тольятти

Обучающийся

Н. С. Праведников

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доц. А. Г. Сорокин

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

Тольятти 2024

Аннотация

Работа посвящена реконструкции трансформаторной подстанции «Портовая» 110/6 кВ г. Тольятти, которая осуществлена путём решения двух принципиальных задач:

- первая задача предполагает реализацию мероприятий по реконструкции схемы главных электрических соединений подстанции и выбором более рациональной схемы;
- вторая задача предусматривает замену устаревшего оборудования в распределительных устройствах 110 кВ и 6 кВ подстанции, важнейшим из которых является полная модернизация распределительных устройств указанным классов напряжений с заменой типов РУ и ячеек. Также в данную задачу входит реконструкция системы релейной защиты, автоматики и сигнализации на объекте исследования.

Таким образом, на объекте исследования реализуются повышенные принципы надёжности, экономичности, бесперебойности электроснабжения и безопасности трансформаторной подстанции «Портовая» 110/6 кВ г. Тольятти.

Объём расчётно-пояснительной записки» составляет 53 печатные страницы.

Кроме того, в работу включены шесть чертежей формата А1, выполненные по основным результатам приведённых исследований.

Содержание

Введение	4
1 Анализ исходных данных и обоснование реконструкции подстанции.....	7
1.1 Анализ исходных данных по подстанции	7
1.2 Основные нормы реконструкции трансформаторных подстанций энергосистем.....	11
1.3 Обоснование предложений по реконструкции подстанции.....	13
2 Расчёт электрических нагрузок подстанции.....	15
3 Расчёт токов короткого замыкания	19
4 Проверка силовых трансформаторов подстанции.....	28
5 Выбор и проверка проводников и электрических аппаратов подстанции ...	30
5.1 Выбор и проверка проводников подстанции	30
5.2 Выбор и проверка ячеек и электрических аппаратов 110 кВ.....	33
5.3 Выбор и проверка ячеек и электрических аппаратов 6 кВ.....	39
6 Выбор устройств релейной защиты и автоматики силовых трансформаторов подстанции	43
Заключение	51
Список используемых источников.....	53

Введение

Основной целью реконструкции трансформаторных подстанций энергосистемы является повышение их технического состояния и эффективности функционирования. Как правило, в основе таких мероприятий лежит обеспечения надежной и стабильной передачи и распределения электроэнергии в энергосистеме.

Реконструкция направлена на модернизацию устаревшего оборудования, улучшение технологических процессов и повышение уровня автоматизации систем управления на трансформаторных подстанциях.

Основными задачами реконструкции трансформаторных подстанций являются оптимизация рабочих параметров подстанций, увеличение их пропускной способности, снижение потерь электроэнергии, повышение безопасности эксплуатации, а также обеспечение электромагнитной совместимости с современным оборудованием с учётом инновационных стандартов и технических требований.

Также указанные мероприятия направлены на обеспечение устойчивого функционирования энергосистемы, а также на повышение ее эффективности и снижение вероятности возникновения аварийных ситуаций.

Кроме того, реконструкция трансформаторных подстанций способствует значительному снижению уровня потерь электроэнергии в сетях и в трансформаторах в процессе передачи и распределения. Данный аспект имеет важное значение для обеспечения стабильного энергоснабжения и уменьшения нагрузки на энергетическую систему в целом, а также для повышения энергоэффективности на подстанции.

Также одной из ключевых задач является обеспечение современных стандартов энергетической безопасности и экологической устойчивости, что требует внедрения новых технологий и средств контроля на подстанциях, с учётом последних научно-технических достижений в области энергетики и охраны окружающей среды.

Таким образом, реконструкция трансформаторных подстанций представляет собой комплексный процесс, направленный на совершенствование энергетической инфраструктуры с учетом научных, технологических, экономических и экологических достижений.

Основной целью настоящей работы является проведение реконструкции электрической части трансформаторной подстанции «Портовая» 110/6 кВ г. Тольятти, которая осуществлена путём решения двух принципиальных задач:

- первая задача предполагает реализацию мероприятий по реконструкции схемы главных электрических соединений подстанции и выбором более рациональной схемы;
- вторая задача предусматривает замену устаревшего оборудования в распределительных устройствах 110 кВ и 6 кВ подстанции, важнейшим из которых является полная модернизация распределительных устройств указанным классов напряжений с заменой типов РУ и ячеек. Также в данную задачу входит реконструкция системы релейной защиты, автоматики и сигнализации на объекте исследования.

Объектом исследования является электрическая часть понизительной трансформаторной подстанции энергосистемы «Портовая» 110/6 кВ г. Тольятти.

Предмет исследования отражает и учитывает характеристики параметров надёжности, экономичности, бесперебойности электроснабжения и безопасности трансформаторной подстанции «Портовая» 110/6 кВ г. Тольятти.

Актуальность работы обусловлена необходимостью и целесообразностью применения современных научно-технических решений в сфере энергетического комплекса, для повышения показателей экономичности, бесперебойности электроснабжения и безопасности трансформаторных подстанций энергосистемы [20].

Для достижения основной цели работы, необходимо провести комплексное решение следующих основных задач:

- провести анализ исходных данных и обоснование реконструкции подстанции;
- рассчитать электрических нагрузки подстанции;
- рассчитать токи короткого замыкания;
- проверить силовые трансформаторы на подстанции;
- выбрать и проверить проводники и электрические аппараты на подстанции;
- выбрать устройства релейной защиты и автоматики подстанции;
- систематизировать результаты работы, предложить соответствующие рекомендации к внедрению полученных результатов.

Работа выполняется с применением следующих методов исследования: методов анализа нормативно-технической литературы, методов аналогии (сравнения), методов расчёта и проектирования электрических цепей и систем электроснабжения, методов дедукции и индукции, методов проверки достоверности полученных результатов.

Таким образом, в результате внедрения мероприятий по реконструкции схемы электрических соединений и оборудования на объекте исследования, ожидается повышение параметров и характеристик надёжности, экономичности, бесперебойности электроснабжения и безопасности трансформаторной подстанции «Портовая» 110/6 кВ г. Тольятти.

Данную гипотезу планируется подтвердить в работе.

1 Анализ исходных данных и обоснование реконструкции подстанции

1.1 Анализ исходных данных по подстанции

«Рассматриваемая в работе ТП-110/6 кВ «Портовая» является одной из потребительских подстанций региональных электрических сетей, обеспечивая электроснабжение портового терминала, а также прочих промышленных, бытовых и коммунальных потребителей электроэнергии.

Данная подстанция территориально расположена в Самарской области, в городском округе Тольятти, г. Тольятти, на улице Санаторной, 39.

По месту расположения в энергосистеме г. Тольятти Самарской области, ТП-110/6 кВ «Портовая» является транзитной подстанцией.

Она выполняет важнейшую роль в резервировании потребления электроэнергии в системе электроснабжения всего региона, выполняя роль транзитного узла г. Тольятти Самарской области на напряжении 110 кВ.

Рассматриваемая подстанция находится на балансе ПАО «МРСК Волги»(Самарские РС), которая выполняет роль в обслуживании и ремонта оборудования на данном объекте.

Питание ТП-110/6 кВ «Портовая» осуществляется от РУ-110 кВПС 220/110 кВ«Левобережная» осуществляется двучепной воздушной линией электропередачи с применением провода марки 2АС-150/7,84 (линия «Портовая»).

Расположение ТП-110/6 кВ «Портовая» и питающей двучепной воздушной линии 110 кВ «Портовая» на карте г. Тольятти представлено на рисунке 1» [16].

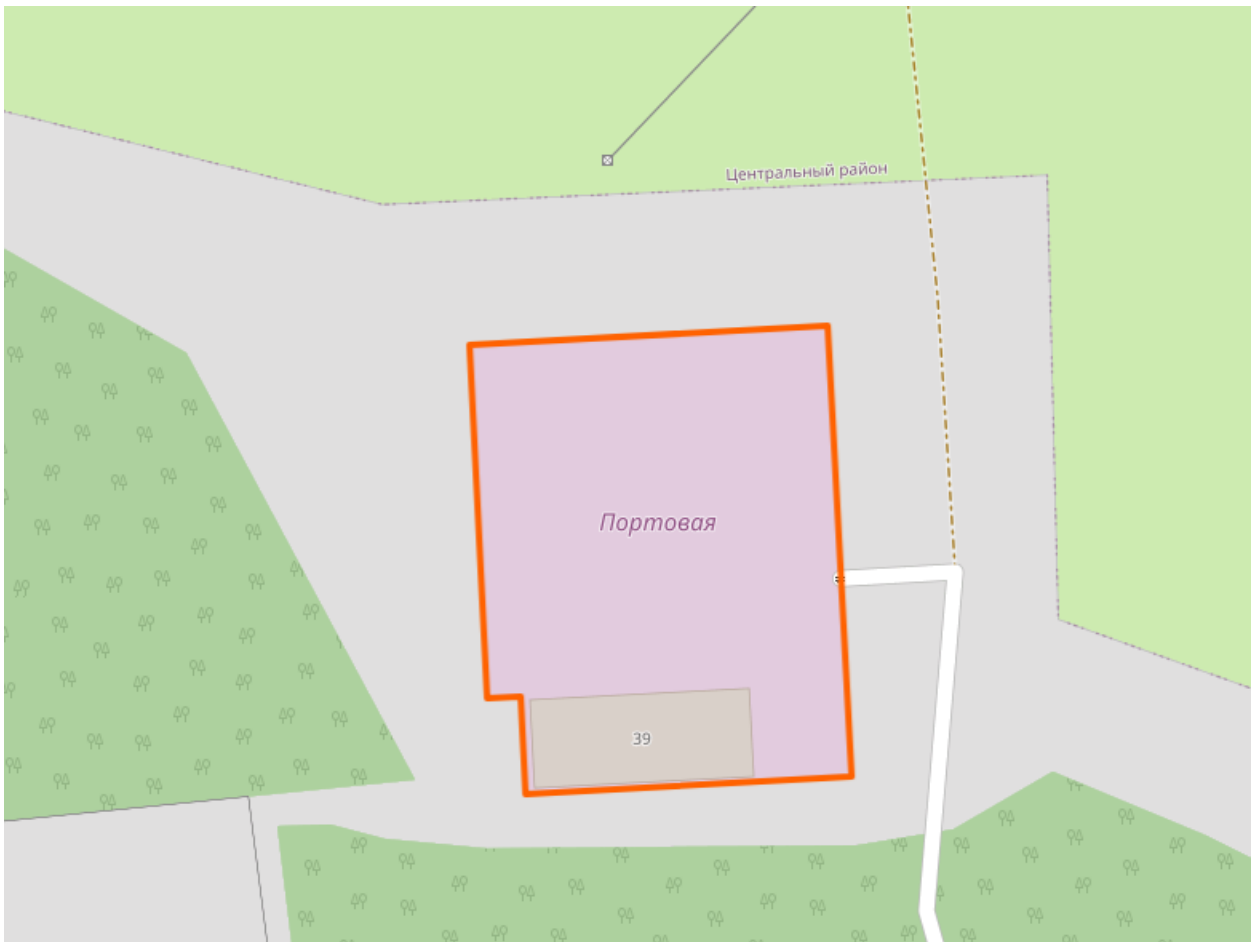


Рисунок 1 – «Расположение ТП-110/6 кВ «Портовая» на карте г. Тольятти Самарской области» [16]

«Кроме того, от РУ-110 кВ ТП-110/6 кВ «Портовая» осуществляется транзит мощности по следующим направлениям:

- первое направление резервирования и транзита (провод марки АС-150/7,84) – резервное питание тяговых подстанций ТП-110/35/6 кВ «Комсомольская» (трансформатор Т2) и ПС-110/35/6 кВ «Восточная» (трансформатор Т1): реализуется с помощью воздушной линии электропередачи напряжением 110 кВ, включаемой в рассечку (отпайку) указанных подстанций;
- второе направление резервирования и транзита (провод марки АС-150/7,84) – резервное питание тяговой подстанции ТП-110/35/6 кВ «Ягодное» (трансформатор Т2): реализуется с помощью воздушной линии электропередачи напряжением 110 кВ, включаемой на силовой трансформатор Т2 данной подстанции» [7].

Структурная схема подстанции представлена на рисунке 2.

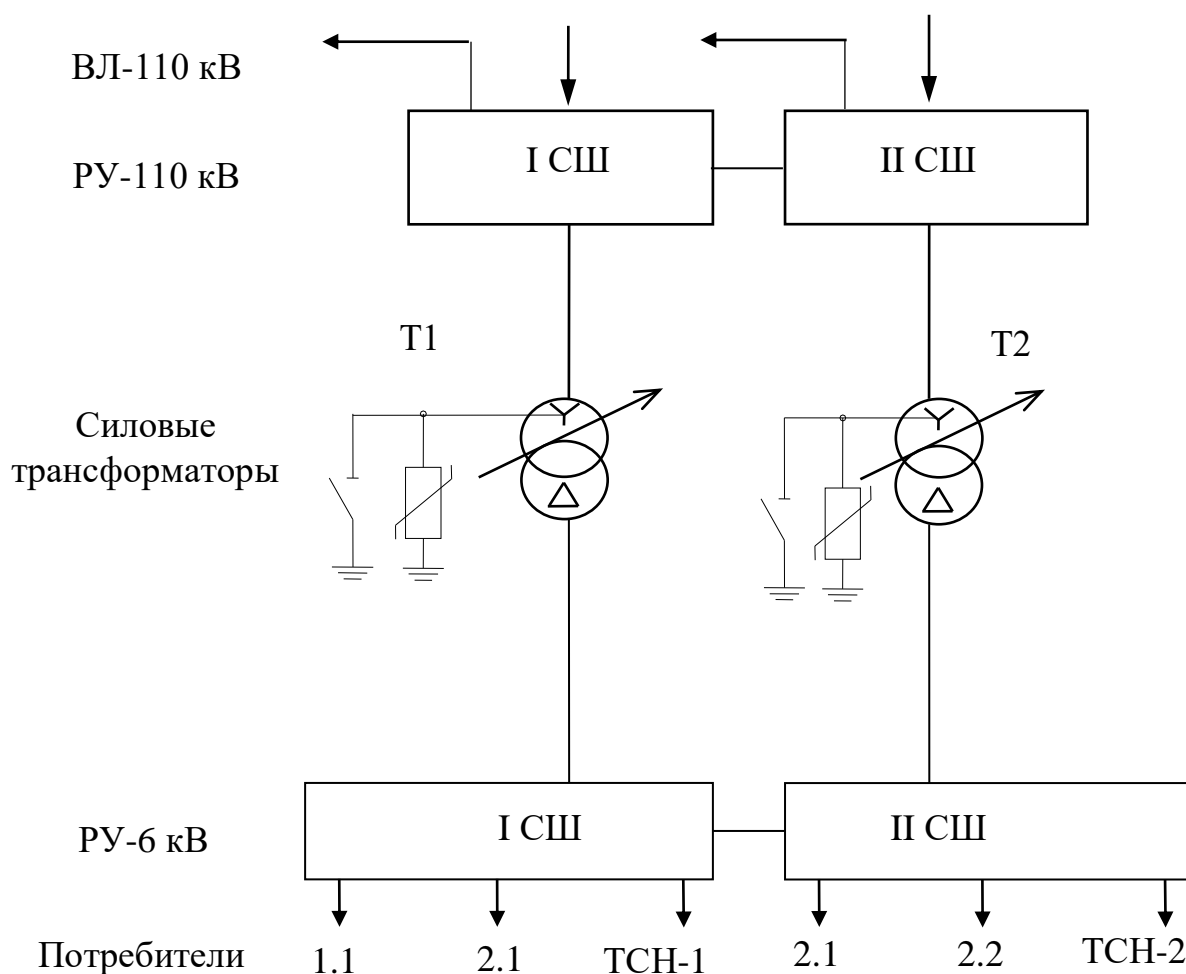


Рисунок 2 – «Структурная схема ПС-110/6 кВ «Портовая»г. Тольятти Самарской области» [7]

«Первым основным конструктивным элементом подстанции выступает распределительное устройство высшего напряжения (РУ-110 кВ). В РУ-110 кВ применяется схема рабочей системы сборных шин, секционированной выключателем. Такая схема очень надёжная, обеспечивая все необходимые условия и требования нормативных документов. Однако она не обеспечивает полного отключения потребителей при выводе в ремонт оборудования одновременно с двух секций сборных шин 110 кВ, либо при аварийном режиме на двух секциях сборных шин 110 кВ одновременно.

В РУ-110 кВ подстанции установлены аппараты:

- масляные баковые выключатели марки МКП-110-630-10 БУ1;

- разъединители марки SONK 12-31,5;
- измерительные трансформатор напряжения марки НАМИ-110;
- вентильные разрядники РВС-110.

Два силовых трансформатора ТДН-10000/110 работают параллельно и питаются каждый от своей рабочей секции сборных шин РУ-110 кВ» [16].

Для дальнейшей систематизации информации, необходимо детально рассмотреть потребители подстанции, включая схему и режим их питания. Все потребители питаются от РУ-6 кВ.

«На отходящих линиях в РУ-6 кВ подстанции установлены следующие защитные и коммутационные аппараты:

- масляные горшковые выключатели марки ВМПЭ-10/630;
- разъединители внутреннего исполнения марки РВФ-10/630;
- измерительные трансформаторы тока марки ТПОЛ-10;
- измерительные трансформаторы напряжения марки НТМИ-10;
- вентильные разрядники марки РВО-10» [7].

Кроме того, для расчёта нагрузочной характеристики, необходимо привести данные о максимальных расчётных нагрузках подстанции. Данная информация приведена в форме таблицы 1.

Таблица 1 – Технические данные нагрузки потребителей подстанции

Секция шин РУ-6 кВ	Номер присоединения	Наименование присоединения	P_m , кВт
I СШ	3	Порт-1	1800,0
	4	Бытовой сектор-1	800,0
	-	ТСН-1	30,0
Всего по IСШ			2630,0
II СШ	7	Порт-2	1000,0
	8	Бытовой сектор-2	2200,0
	-	ТСН-2	30,0
Всего по IIСШ			3230,0
Всего по подстанции			5860,0
Транзит мощности			12000,0
Всего по подстанции с учётом транзита			17860,0

Исходная схема подстанции приведена на графическом листе 1.

1.2 Основные нормы реконструкции трансформаторных подстанций энергосистем

Реконструкция трансформаторных подстанций энергосистемы представляет собой комплексный процесс, ориентированный на совершенствование и модернизацию инфраструктуры для обеспечения оптимального функционирования и эффективного управления энергетическими потоками. Этот процесс инициируется в ответ на изменяющиеся потребности и требования нормативных документов в сфере электроэнергетики, таких, как повышенная нагрузка, расширение сетевых возможностей, улучшение надежности и безопасности системы, а также соблюдение строгих стандартов в области окружающей среды.

Проведён анализ основных требований [2],[3],[4],[10],[11].

Одной из ключевых целей реконструкции трансформаторных подстанций энергосистемы является обновление устаревшего оборудования и технологий (модернизацию), что позволяет повысить эффективность передачи и распределения электроэнергии. Современные трансформаторные подстанции должны быть способны обеспечивать стабильное электроснабжение при минимальных потерях и рисках аварийных ситуаций. При этом также важно обеспечить совместимость и согласованность с соседними элементами энергетической системы, чтобы обеспечить бесперебойную работу всей энергетической структуры.

Задачи реконструкции включают в себя тщательный анализ текущего состояния подстанций с учетом их технических характеристик и функциональных особенностей. На основе этого анализа разрабатываются проекты по модернизации и улучшению системы, включая замену устаревших компонентов, установку нового оборудования и внедрение современных технологий управления и мониторинга.

Реконструкция также направлена на повышение устойчивости и надежности работы энергосистемы в целом. Данный аспект достигается

путем внедрения автоматизированных систем контроля, диагностики и управления, которые позволяют оперативно реагировать на изменения в нагрузке и предотвращать возможные аварийные ситуации.

Кроме того, важным аспектом реконструкции трансформаторных подстанций энергосистемы является соблюдение требований по энергоэффективности и экологической безопасности.

В последнее время в данном процессе особое уделяется внимание использованию более эффективных и экологически чистых технологий, а также оптимизации процессов энергопотребления и уменьшению выбросов вредных веществ.

Перечисленные аспекты реконструкции трансформаторных подстанций энергосистемы представлены на рисунке 3.

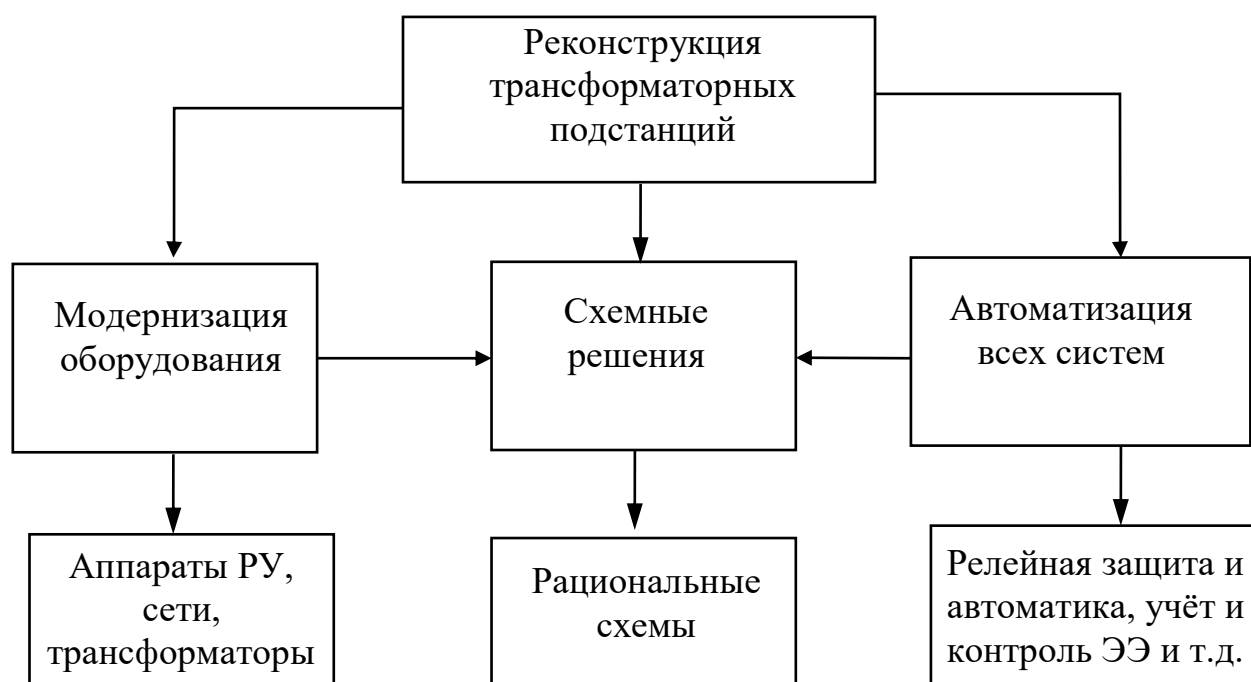


Рисунок 3 – Основные аспекты реконструкции трансформаторных подстанций энергосистемы

Установлено, что реконструкция трансформаторных подстанций энергосистемы представляет собой важный этап в развитии энергетической инфраструктуры, направленный на обеспечение эффективности, надежности и устойчивости в условиях современных требований.

1.3 Обоснование предложений по реконструкции подстанции

Исходя из результатов проведённого анализа состояния оборудования и схемы оборудования рассматриваемой понизительной подстанции энергосистемы 110/6 кВ «Портовая», в работе предложено внедрить мероприятия по реконструкции системы электроснабжения данного объекта исследования, которые указаны в таблице 3.

Они представлены в форме таблицы 2.

Таблица 2 – Обоснование предложений по реконструкции понизительной подстанции энергосистемы 110/6 кВ «Портовая»

Место, где выявлена проблема	Наименование проблемы	Несоответствие нормативным документам	Решение проблемы
РУ-110 кВ	Схема не соответствует типу подстанции и месторасположению её в энергосистеме (транзитная подстанция)	[4], [10], [11]	Замена схемы на более надёжную (для транзитной подстанции). Рекомендуется применить схему 110-12 «Одна рабочая секционированная и обходная система шин».
РУ-110 кВ	Тип конструктивного выполнения РУ-110 кВ является устаревшим и изношенным	[10]	Замена открытого типа РУ-110 кВ тип РУ-110 кВ с элегазовой изоляцией закрытого типа (ячейки КРУЭ)
РУ-6 кВ	Тип ячеек является устаревшим и изношенным	[10]	Замена ячеек устаревшего типа КСО-366 (ячейки КРУ)
РУ-110 кВ РУ-6 кВ	Устаревшие электрические аппараты	[10]	Замена на современные электрические аппараты
Вся система электроснабжения подстанции	Отсутствует автоматизация релейной защиты и автоматики	[10], [11]	Внедрение современной системы автоматизации релейной защиты и автоматики с выбором современных микропроцессорных устройств

Техническое обоснование указанных мероприятий осуществляется в работе далее. При внедрении данных мероприятий, основная цель работы будет достигнута.

Выводы по разделу.

Приведена характеристика структурной схемы и оборудования понизительной подстанции 110/10 кВ «Портовая».

Проведён анализ основных норм реконструкции трансформаторных подстанций энергосистем.

Исходя из результатов проведённого анализа состояния оборудования и схемы оборудования рассматриваемой понизительной подстанции энергосистемы 110/6 кВ «Портовая», в работе предложено внедрить мероприятия по реконструкции системы электроснабжения данного объекта исследования:

- замена схемы РУ-110 кВ подстанции на более надёжную (для транзитной подстанции). В работе для данной цели рекомендуется применить схему 110-12 «Одна рабочая секционированная и обходная система шин»;
- замена открытого типа РУ-110 кВ с устаревшим оборудованием на ячейки КРУЭ-110 КВ с элегазовой изоляцией закрытого типа;
- замена ячеек устаревшего типа КСО-366 (ячейки КРУ) в РУ-6 кВ;
- замена некоторых устаревших аппаратов в РУ-6 кВ на современные электрические аппараты;
- внедрение современной системы автоматизации релейной защиты и автоматики с выбором современных микропроцессорных устройств.

2 Расчёт электрических нагрузок подстанции

Целью расчета электрических нагрузок на трансформаторной подстанции является определение ожидаемых значений электрических токов, напряжений и мощностей в сети с целью обеспечения оптимального и безопасного функционирования подстанции.

Известно, что данный расчет позволяет оценить текущие и будущие потребности в электроэнергии, оптимизировать нагрузку подстанции, а также прогнозировать возможные перегрузки, что важно для обеспечения надежности и эффективности работы энергосистемы.

«В работе расчёту подлежат значения активной, реактивной и полной расчётных нагрузок одиночных присоединений потребителей подстанции, секций сборных шин, а также всей подстанции 110/6 кВ.

Как известно, расчётный ток нагрузки нормального режима также относится к электрическим нагрузкам, поэтому в работе он также подлежит определению.

Активная расчётная нагрузка одиночных присоединений потребителей электрической части подстанции» [6]:

$$P_{np} = K_3 \cdot P_m, \text{ кВт}, \quad (1)$$

где P_m – «максимальная активная нагрузка присоединений потребителей

напряжением;

K_3 – коэффициент загрузки, о.е.» [6].

«Реактивная расчётная нагрузка одиночных присоединений потребителей» [6]:

$$Q_{np} = P_{np} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2)$$

где « $tg\varphi$ – коэффициент реактивной мощности» [6].

«Полная нагрузка одиночных присоединений потребителей» [6]:

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

«Расчётный ток нормального режима одиночных присоединений потребителей» [6]:

$$I_{np} = \frac{S_{np}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}}. \quad (4)$$

где $U_{ном.}$ – «номинальное напряжение, кВ» [3].

На примере первого присоединения 6 кВ подстанции 110/6 кВ, используя выражения (1) – (4):

$$P_{np} = 1800 \cdot 1 = 1800 \text{ кВт.}$$

$$Q_{np} = 1800 \cdot 0,4 = 720 \text{ квар.}$$

$$S_{np} = \sqrt{1800^2 + 720^2} = 1938,7 \text{ кВА.}$$

$$I_{np} = \frac{1938,7}{\sqrt{3} \cdot 6} = 111,9 \text{ А.}$$

«Расчётная активная нагрузка секций сборных шин РУ-6 кВ подстанции» [6]:

$$P_{\Sigma} = K_0 \sum_{i=1}^n P_{np}, \quad (5)$$

где $\sum_{i=1}^n P_{np}$ – «суммарная активная нагрузка всех присоединений, кВт;
 K_o – коэффициент одновременности» [6].

«Расчётная реактивная нагрузка секций сборных шин РУ-6 кВ подстанции» [6]:

$$Q_{\Sigma} = K_o \sum_{i=1}^n Q_{np}, \quad (6)$$

где $\sum_{i=1}^n Q_{np}$ – «суммарная реактивная нагрузка всех присоединений, квар»
[6].

«Расчётная полная нагрузка секций сборных шин РУ-6 кВ подстанции» [6]:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}. \quad (7)$$

«Значение расчётного рабочего тока нормального режима секций сборных шин РУ-6 кВ» [6]:

$$I_{\Sigma} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}}. \quad (8)$$

Ранее было установлено, что на каждое транзитное присоединение приходится половина суммарной мощности транзита всей линии к определённой подстанции, значит:

$$P_{пр.тр} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{м.тр}}{2}. \quad (9)$$

Аналогичные расчёты проводятся по всем нагрузкам транзитных соединений.

«Для каждой транзитной линии одиночных транзитных присоединений 110 кВ по условию (9)» [6]:

$$P_{пр.тр} = \frac{12000}{2} = 6000 \text{ кВт}.$$

Результаты расчёта электрических нагрузок представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты расчёта электрических нагрузок

Номер ячейки	Наименование присоединения	$P_{пр.}$, кВт	$Q_{пр.}$, квар	$S_{пр.}$, кВА	$I_{пр.}$, А
Нагрузка подстанции (6 кВ)					
СШ I 6 кВ					
3	Порт-1	1800,0	720,0	1938,7	111,9
4	Бытовой сектор-1	800,0	320,0	861,6	49,8
-	ТСН-1	30,0	12,0	32,3	1,9
Всего нагрузки СШ I 6 кВ		2104,0	841,6	2266,0	131,0
СШ II 6 кВ					
7	Порт-2	1000,0	400,0	1077,0	62,3
8	Бытовой сектор-2	2200,0	880,0	2369,5	137,0
-	ТСН-2	30,0	12,0	32,3	1,9
Всего нагрузки СШ II 6 кВ		2584,0	1033,6	2783,1	160,9
Всего нагрузки ТП-110/6 кВ «Портовая»		4688,0	1875,2	5049,1	291,9
Транзитная нагрузка (110 кВ)					
Транзит к ТП-110/110/6 кВ «Комсомольская» (максимум)		6000,0	2400,0	6462,2	33,9
Транзит к ТП-110/110/6 кВ «Ягодное» (максимум)		6000,0	2400,0	6462,2	33,9
Транзит через ТП-110/6 кВ «Портовая» (всего)		9600,0	3840,0	10340,0	54,3
Нагрузка подстанции (с учётом транзита)					
Всего по ТП-110/6 кВ «Портовая» с учётом транзита		14288	5715,2	15389	-

Таким образом, в работе были рассчитаны значения максимальной расчётной нагрузки ПС-110/6 кВ «Портовая», а также значения тока нормального режима всех присоединений подстанции.

Выводы по разделу.

В работе рассчитаны значения максимальной расчётной нагрузки ПС-110/6 кВ (активная, реактивная и полная типы нагрузки), а также значения тока нормального режима присоединений.

3Расчёт токов короткого замыкания

Далее проводится расчёт токов короткого замыкания (КЗ) в системе электроснабжения ПС-110/6 кВ «Портовая».

Значения рассчитанных токов КЗ будут использованы при выборе аппаратов для установки на ПС-110/6 кВ «Портовая».

Установлено, что на питающей ТП-110/6 кВ находятся два одинаковых по номиналу и мощности силовых трансформатора марки ТДН-10000/110 с устройством РПН (регулирование под нагрузкой).

При этом в работе проводится «расчёт токов КЗ в максимальном режиме работы, в котором на трансформаторы подстанции получают питание от ТП-110/6 кВ по одной линии 110 кВ без резервирования» [12].

Также рассматривается расчёт в среднем («нулевом») и минимальном положении РПН трансформаторов.

С учётом данного факта, составляется расчетная однолинейная схемасистемы электроснабжения, на которой показаны расчётные точки КЗ.

Расчетная однолинейная схема «для расчёта токов короткого замыкания на подстанции ПС-110/6 кВ «Портовая» показана на рисунке 4» [12].

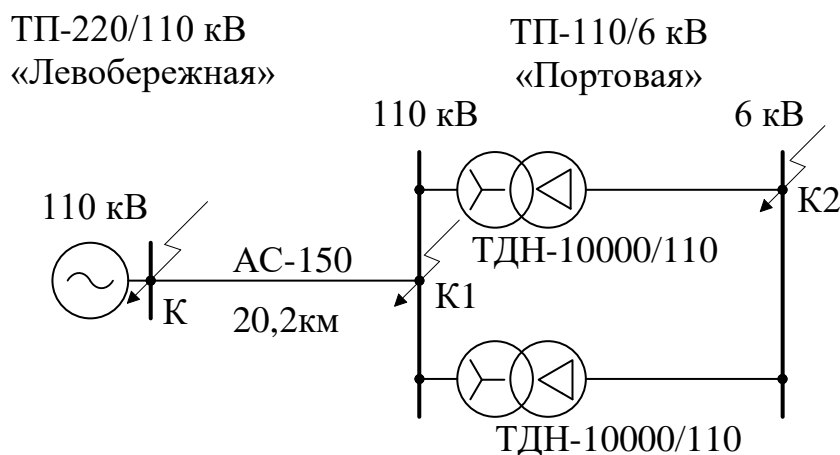


Рисунок 4 – «Расчетная однолинейная схема для расчёта токов короткого замыкания на подстанции ПС-110/6 кВ» [12] «Портовая»

В результате анализа исходных данных установлено, что токи КЗ на шинах 110 кВ питающей подстанции 220/110 кВ «Левобережная» (в точке К) составляют:

- в режиме максимальной нагрузки $I_{к^{(3)}}_{\text{макс}} = 1500 \text{ А} = 1,5 \text{ кА}$;
- в режиме минимальной нагрузки $I_{к^{(3)}}_{\text{мин}} = 1200 \text{ А} = 1,2 \text{ кА}$.

Результаты токов КЗ в расчётной точке К используются при расчёте сопротивления и прочих параметров энергосистемы.

Составляется схема замещения электрической сети, на которой показаны расчетные параметры элементов сети (рисунок 5).

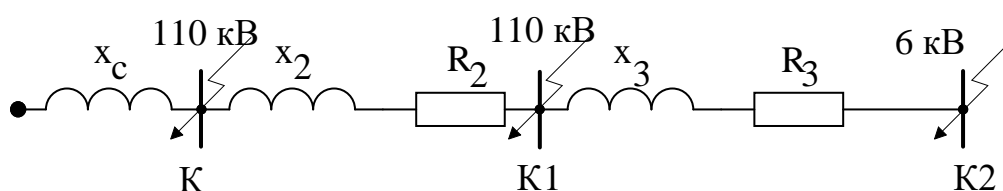


Рисунок 5 – «Схема замещения электрической сети для расчета токов короткого замыкания» [12]

Расчет токов трехфазного КЗ выполняется в именованных единицах, принимается за базис напряжение $U_n = 110 \text{ кВ}$. В максимальном режиме данное напряжение будет $U_б = 115 \text{ кВ}$.

Сопротивление системы (на напряжение 110 кВ) [12]:

$$X_c = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{к.макс}^{(3)}}. \quad (10)$$

С учётом токов КЗ на шинах 110 кВ питающей подстанции 220/110 кВ «Левобережная» в максимальном режиме (в точке К):

$$X_c = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 1,5} = 44,3 \text{ Ом}.$$

Находятся сопротивления питающей ЛЭП 110 кВ суммарной длиной $L=20,2$ км, выполненной проводом АС-150 с удельными параметрами $r_{y\partial} = 0,37$ Ом/км, $x_{y\partial} = 0,385$ Ом/км [12]:

$$R_2 = r_{y\partial} \cdot L, \quad (11)$$

$$X_2 = x_{y\partial} \cdot L, \quad (12)$$

где $x_{y\partial}$ - удельное сопротивление ВЛ, Ом/км;

L - суммарная длина ВЛ, км» [12].

Для условий работы:

$$R_2 = 0,37 \cdot 20,2 = 7,47 \text{ Ом}.$$

$$X_2 = 0,385 \cdot 20,2 = 7,78 \text{ Ом}.$$

Суммарное сопротивление дорасчётной точки К1:

$$X_{c.2} = X_c + X_2, \text{ Ом}. \quad (13)$$

$$R_{c.2} = R_2, \text{ Ом}. \quad (14)$$

В числовых значениях:

$$X_{c.2} = 44,3 + 7,78 = 52,08 \text{ Ом.}$$

$$R_{c.2} = 7,47 \text{ Ом.}$$

Далее определяются параметры схемы замещения силового трансформатора, установленного на ТП-110/6 кВ.

Технические данные трансформатора ТДН-10000/110: $U_{вн}=115$ кВ; $U_{нн}=6,3$ кВ; $U_{к \text{ мин}}=6,9$ %; $U_{к \text{ ср}}=7,5$ %; $U_{к \text{ макс}}=7,6$ %; РПН $\pm 2 \times 2,5\%$; $\Delta P_{к}=33,5$ кВт.

Данный тип трансформатора выполняется с устройством регулирования напряжения типа РПН.

Известно, что данное устройство имеет 3 основных положения: среднее («нулевое»), минимальное (минус 5% от среднего) и максимальное (плюс 5% к среднему).

Расчёты в точке К2 проводятся для каждого из указанных положений.

Активное сопротивление трансформатора с учётом напряжения положения устройства РПН U_n [12]:

$$R_{m.n} = \frac{\Delta P_{к} \cdot 10^{-3} \cdot U_n^2}{S_{ном.т.}^2}. \quad (15)$$

Активное сопротивление трансформатора (РПН находится в среднем или «нулевом» положении):

$$R_{3ср} = \frac{33,5 \cdot 10^{-3} \cdot 115^2}{10^2} = 4,43 \text{ Ом.}$$

Для минимального положения РПН трансформатора:

$$R_{3\text{мин}} = \frac{33,5 \cdot 10^{-3} \cdot (115 \cdot (1 - 0,05))^2}{10^2} \approx 4,00 \text{ Ом.}$$

Для максимального положения РПН трансформатора:

$$R_{3\text{макс}} = \frac{33,5 \cdot 10^{-3} \cdot (115 \cdot (1 + 0,05))^2}{10^2} = 4,88 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора с учётом напряжения положения устройства РПН U_n :

$$X_{m.n} = \frac{U_{\text{к.ср.}\%} \cdot U_n^2}{100 \cdot S_{\text{ном.т.}}} \quad (16)$$

Индуктивное сопротивление силового трансформатора в среднем положении РПН:

$$X_{3\text{ср}} = \frac{7,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 10^2} = 9,92 \text{ Ом.}$$

Для минимального положения РПН:

$$X_{3\text{мин}} = \frac{6,9 \cdot (115 \cdot (1 - 0,05))^2}{100 \cdot 10^2} = 8,24 \text{ Ом.}$$

Для максимального положения РПН:

$$X_{3\text{макс}} = \frac{7,6 \cdot (115 \cdot (1 + 0,05))^2}{100 \cdot 10^2} = 11,08 \text{ Ом.}$$

Определяется ток КЗ в точке К1 (для среднего положения РПН).

Суммарное активное сопротивление[12]:

$$R_{\Sigma} = R_{c,2}, \text{ Ом.} \quad (17)$$

$$R_{\Sigma} = 7,47 \text{ Ом.}$$

Суммарное индуктивное сопротивление[12]:

$$X_{\Sigma} = X_{c,2}, \text{ Ом.} \quad (18)$$

$$X_{\Sigma} = 52,08 \text{ Ом.}$$

Суммарное полное сопротивление[12]:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}. \quad (19)$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{7,47^2 + 52,08^2} = 52,62 \text{ Ом.}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в расчётной точке К1 определяется с учётом того, что точка находится перед трансформатором (на стороне ВН – 110 кВ), поэтому положение устройства РПН U_n для данной точки не учитывается:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}, \text{ А.} \quad (20)$$

Ток трёхфазного КЗ точке К1:

$$I_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 52,62} = 1,26 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания[12]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{уд} \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \text{ кА}, \quad (21)$$

где $\kappa_{уд}$ – ударный коэффициент тока короткого замыкания.

Ударный коэффициент определяется так:

$$\kappa_{уд} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-\frac{3}{X_{\Sigma}/R_{\Sigma}}}. \quad (22)$$

Для расчётной точки К1:

$$\kappa_{уд.к1} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-\frac{3}{21,25/7,47}} = 1,36.$$

$$i_{уд.к1} = \sqrt{2} \cdot 1,36 \cdot 1,26 = 2,42 \text{ кА}.$$

Ток трехфазного короткого замыкания в расчётной точке К2 определяется с учётом того, что данная точка находится после трансформатора (на стороне НН – 6 кВ), поэтому положение устройства РПН U_n для данной точки необходимо учесть.

Рассчитывается ток трехфазного короткого замыкания для точки К2 (для среднего положения РПН).

Суммарное активное сопротивление [12]:

$$R_{\Sigma} = R_{c.2} + R_{3cp}, \text{ Ом}. \quad (23)$$

$$R_{\Sigma} = 7,47 + 4,43 = 11,9 \text{ Ом}.$$

Суммарное индуктивное сопротивление [12]:

$$X_{\Sigma} = X_{C,2} + X_{3cp}, \text{ Ом}. \quad (24)$$

$$X_{\Sigma} = 52,08 + 9,92 = 62,00 \text{ Ом}.$$

Суммарное полное сопротивление[12]:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}. \quad (25)$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{11,9^2 + 62,0^2} = 63,13 \text{ Ом}.$$

Ток трёхфазного КЗ точке К2 для среднего («нулевого») положения РПН, при приведении ко второй ступени напряжения, на которой находится точка К2 (сеть 6 кВ РУ-6 кВ подстанции):

$$I_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 63,13} \cdot \frac{115}{6,3} \approx 19,2 \text{ кА}.$$

Ударный коэффициент и ударный ток в точке К2 определяется так:

$$\kappa_{\text{уд.к2}} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-\frac{3}{62/11,9}} = 1,34.$$

$$i_{\text{уд.к2}} = \sqrt{2} \cdot 1,34 \cdot 19,2 = 36,38 \text{ кА}.$$

Аналогично определены токи КЗ в расчётных точках К1 и К2 в минимальном и максимальном положении устройства РПН.

Результаты данного расчета токов короткого замыкания и ударных токов сведены в таблицу 4.

Таблица 4–Токи короткого замыкания и ударные токи в основных расчётных точках КЗ

Положение устройства РПН трансформатора ТП-110/6 кВ	Параметр, единица измерения	Точка КЗ	
		К1 (110 кВ)	К2 (6 кВ)
Среднее	$I_{\kappa}^{(3)}$, кА	1,26	19,20
	$i_{\text{уд}}$, кА	2,42	36,38
Минимум	$I_{\kappa}^{(3)}$, кА	1,26	19,57
	$i_{\text{уд}}$, кА	2,42	36,84

Максимум	$I_K^{(3)}$, кА	1,26	19,08
	$i_{y\partial}$, кА	2,42	36,12

Полученные результаты используются в работе далее при выборе и проверке электрических аппаратов.

Выводы по разделу.

В работе проведён расчёт токов трёхфазного короткого замыкания и ударного тока на шинах подстанции 110/6 кВ «Портовая» в максимальном, минимальном и среднем положениях устройства РПН силовых трансформаторов.

Полученные результаты используются в работе далее.

4 Проверка силовых трансформаторов подстанции

Ранее в работе, при проведении анализа исходной схемы нормального режима объекта исследования было установлено, что на ТП-110/6 кВ «Портовая» находятся два трансформатора ТДН-10000/110 (трансформаторы трёхфазные двухобмоточные с высшим напряжением 110 кВ и низшим напряжением 6 кВ).

В результате проведения реконструкции на подстанции необходимо проверить силовые трансформаторы на нагрузочную способность.

При этом, так как на подстанции установлены два силовые трансформатора, также необходимо учесть возможность допустимой перегрузки трансформатора в случае выхода другого трансформатора из строя в результате аварии.

Кроме того, трансформаторы проверяются по условиям допустимой перегрузки в температурном режиме (с учётом их системы охлаждения). У трансформаторов подстанции система охлаждения типа Д.

Расчётная мощность силового трансформатора [8]:

$$S_{ном.т.р} \geq \frac{S_{м.ПС}}{N \cdot K_3}, \quad (26)$$

где $S_{м.ПС}$ – максимальное значение полной нагрузки ПС-110/6 кВ.

Значит, для силовых трансформаторов ПС-110/6 кВ (без учёта транзита 110 кВ, который не влияет на результат выбора мощности трансформаторов):

$$10000 \text{ кВА} \geq \frac{5049,1}{2 \cdot 0,7} = 3606,5 \text{ кВА}.$$

Проверка на соответствие номинальной мощности трансформатора [8]:

$$S_{\text{НОМ.Т.}} \geq S_{\text{НОМ.Т.р.}}, \text{МВА.} \quad (27)$$

$$S_{\text{НОМ.Т.}} = 10000 \text{ кВА} \geq S_{\text{НОМ.Т.р.}} = 3606,5 \text{ кВА.}$$

Проверка трансформатора на перегрузочную способность [8]:

$$K_{3.н} = \frac{0,5 \cdot S_{\text{М.ПС}}}{S_{\text{НОМ.Т}}} \leq 0,7. \quad (28)$$

$$K_{3.п} = \frac{S_{\text{М.ПС}}}{S_{\text{НОМ.Т}}} \leq 1,4. \quad (29)$$

Проверки в нормальном и послеаварийном режимах выполняется:

$$K_{3.н} = \frac{0,5 \cdot 5049,1}{10000} = 0,25 \leq 0,7.$$

$$K_{3.п} = \frac{5049,1}{10000} = 0,50 \leq 1,4.$$

Согласно [2] при температуре окружающей среды 30 °С для силовых трансформаторов с системой охлаждения Д максимальный коэффициент загрузки в аварийном режиме работы составляет 1,3 при продолжительности перегрузки 6 часов в течении суток.

Таким образом, для применения выбранных трансформаторов на подстанции в послеаварийном режиме необходимо отключить нагрузку третьей категории.

Выводы по разделу.

Установлено, что силовые трансформаторы марки ТДН-10000/110, отвечают требованиям максимальной загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы, а также условиям допустимой перегрузки в температурном режиме (с учётом их системы охлаждения).

5 Выбор и проверка проводников электрических аппаратов подстанции

5.1 Выбор и проверка проводников подстанции

«Далее в работе необходимо провести проверочный расчёт проводников на подстанции 110/6 кВ «Портовая».

В работе проводится проверка сечений проводов воздушных линий 110 кВ и 6 кВ.

Выбор проводников на подстанции осуществляется по известному условию экономической плотности тока» [13]:

$$F_3 = \frac{I_p}{j_3}, \quad (30)$$

где « j_3 – экономическая плотность тока, А/мм²» [11].

При выборе сечений воздушных линий для голых сталеалюминиевых проводников принимается значение $j_3 = 1,1$ А/мм².

«По упрощённой методике, значение максимального тока ПЛВ режима можно принять равным рабочему току, помноженному на коэффициент резервирования, равный 1,4» [13]:

$$I_{p.\max} = 1,4 \cdot \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}} = 1,4 \cdot I_p. \quad (31)$$

«где S_p – расчётная полная нагрузка воздушной линии, кВА;

I_p – расчётный ток, А;

$U_{ном.}$ – номинальное напряжение, кВ» [13].

«Проверка выбранного сечения провода воздушных линий в нормальном режиме работы» [13]:

$$I_{доп} \geq I_p, \quad (32)$$

где « $I_{доп}$ – допустимое справочное значение тока проводника, А» [5].

«Проверка выбранного сечения провода воздушной линии в послеаварийном режиме работы» [13]:

$$I_{доп} \geq I_{p,max}, \quad (33)$$

где « $I_{p,max}$ – максимальный ток послеаварийного режима, А» [13].

«Кроме того, провод должен быть проверен по механической прочности, а также условиям коронирующего разряда (только для ВЛ-110 кВ)» [11]:

$$F_{ст} \geq F_{мин}, \text{ мм}^2. \quad (34)$$

Расчётный ток на стороне 110 кВ:

$$I_p = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} \approx 52,5 \text{ А.}$$

«Расчётное сечение питающей ВЛ-110 кВ понизительной подстанции переменного напряжения 110/6 кВ» [13]:

$$F_s = \frac{52,5}{1,1} = 47,7 \text{ мм}^2.$$

«Таким образом, установлено, что сечение провода на питающей ВЛ-110 кВ марки АС-150/7,84 подстанции, соответствует условиям выбора.

Проверка провода по току нормального режима выполняется» [5]:

$$450 \text{ A} \geq 52,5 \text{ A}.$$

«Значение максимального тока ПАВ режима на стороне 110 кВ»[13]:

$$I_{p.\max} = 1,4 \cdot 52,5 \approx 73,5 \text{ A}.$$

«Проверка провода по максимальному току ПАВ режима выполняется»[13]:

$$450 \text{ A} \geq 73,5 \text{ A}.$$

Условия механической прочности при проверке проводников ВЛ также соблюдены:

$$150 \text{ мм}^2 \geq 95 \text{ мм}^2.$$

Результаты выбора проводников линий, приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты выбора проводников линий

Наименование линии	$F_3, \text{ мм}^2$	$F_{ст}, \text{ мм}^2$	$I_{p.\max}, \text{ A}$	Марка провода	$I_{доп.}, \text{ A}$
Питающие ВЛ-110 кВ	47,7	150	73,5	АС-150/7,84	450
РУ 6 кВ-Порт-1	101,7	120	156,7	АС-120/19	390
РУ 6 кВ-4-Бытовой сектор-1	45,3	50	69,7	АС-50/8	210
РУ-6 кВ-Порт-2	56,8	50	87,2	АС-50/8	210
РУ-6 кВ-Бытовой сектор-2	124,5	120	191,8	АС-120/19	390
Транзитные ВЛ-110 кВ	30,8	150	47,5	АС-150/7,84	450

«В работе расчётным путём, используя принятую методику выбора и проверки, подтверждены все сечения проводников питающей 110 кВ и распределительных воздушных линий 6 кВ, а также транзитных линий 110 кВ, применяемых на реконструируемой подстанции»[13].

5.2 Выбор и проверка ячеек и электрических аппаратов 110 кВ

Ранее в работе было предложено внедрить мероприятия по реконструкции РУ-110 кВ подстанции ТП-110/6 кВ «Портовая», связанные с заменой открытого типа РУ-110 кВ с устаревшим оборудованием на ячейки КРУЭ-110 кВ с элегазовой изоляцией закрытого типа.

Преимущества аппаратов с элегазовой изоляцией вытекают из их уникальных характеристик и свойств. Известно, что элегазовая изоляция обеспечивает высокую электрическую прочность и надежную изоляцию при минимальных габаритных размерах. Этот факт позволяет создавать компактные и легкие аппараты, что особенно важно для применения в ограниченных пространствах распределительных устройств подстанций.

Кроме того, элегазовая изоляция характеризуется низкими потерями энергии, что способствует повышению эффективности работы электрооборудования и снижению энергопотребления.

Такие аппараты также обладают высокой устойчивостью к агрессивным средам и неблагоприятным условиям эксплуатации, что обеспечивает их надежную работу даже в условиях повышенной влажности, загрязнения или химического воздействия. Таким образом, применение аппаратов с элегазовой изоляцией обеспечивает существенные преимущества в плане компактности, эффективности, надежности и устойчивости, что делает их привлекательным выбором для различных электротехнических решений на подстанциях всех типов и классов напряжения. Данные факторы обуславливают замену открытого типа РУ-110 кВ с устаревшим оборудованием на ячейки КРУЭ 110 кВ с элегазовой изоляцией закрытого типа.

Комплектное распредустройство с элегазовой изоляцией КРУЭ 110 (кратко КРУЭ 110) – это высоковольтное электрооборудование, предназначенное для распределения и управления электроэнергией напряжением 110 кВ в электрических сетях.

Внешний вид ячейки КРУЭ-110 кВ приведен на рисунке 6 [19].



Рисунок 6 – Внешний вид КРУЭ-110 кВ

Анализ параметров и конструктивных особенностей КРУЭ 110 может быть разделен на несколько аспектов, которые приведены ниже.

Номинальные параметры [19]:

- номинальное напряжение: 110 кВ;
- номинальная частота: 50 Гц;
- номинальный ток: различный, в зависимости от конфигурации КРУЭ;
- номинальная мощность: различная, в зависимости от конфигурации КРУЭ.

Конструктивные особенности [19]:

- корпус: изготавливается из металла, обеспечивающего надежную защиту от внешних воздействий;

- изоляция: выполнена с использованием элегазовых материалов, обеспечивающих высокую степень изоляции при небольшой толщине слоя;
- переключающие устройства: установлены внутри корпуса КРУЭ и предназначены для открытия и закрытия цепей электропитания;
- трансформаторы: установлены внутри корпуса КРУЭ и предназначены для трансформации напряжения;
- предохранительные устройства: установлены внутри корпуса КРУЭ и предназначены для защиты от перегрузок и коротких замыканий;
- вводы: установлены в корпусе КРУЭ и предназначены для подключения электропитания.

Особенности эксплуатации [19]:

- КРУЭ 110 обеспечивает высокую надежность и безопасность работы электрооборудования в сети напряжением 110 кВ;
- КРУЭ 110 имеет высокую степень изоляции, что обеспечивает защиту от электрических поражений и повышает эффективность работы оборудования;
- КРУЭ 110 имеет высокую степень автоматизации и удаленного управления, что облегчает процесс контроля и управления электропитанием.

В целом, КРУЭ 110 является высокотехнологичным и сложным в проектировании и изготовлении электрооборудованием, обеспечивающим надежную и безопасную работу электрических сетей напряжением 110 кВ.

Важными параметрами, которые должны учитываться при проектировании КРУЭ 110, являются номинальные параметры, конструктивные особенности, параметры безопасности и стандарты соответствия.

Номинальные параметры КРУЭ 110 должны соответствовать требованиям стандартов и нормативных документов, установленных для данного типа электрооборудования.

Конструктивные особенности КРУЭ 110, такие как корпус, изоляция, переключающие устройства, трансформаторы, предохранительные устройства и кабельные вводы, должны обеспечивать надежность и безопасность работы оборудования.

Параметры безопасности КРУЭ 110 включают в себя требования к защите от электрических поражений, предотвращению возможных аварийных ситуаций и обеспечению доступности для обслуживания и ремонта.

Для обеспечения соответствия стандартам и требованиям безопасности, КРУЭ 110 должны быть произведены и протестированы с учетом международных и национальных стандартов и рекомендаций.

В целом, продуктивность и надежность работы КРУЭ 110 напрямую зависит от тщательности проектирования и соблюдения требований безопасности и соответствия стандартам.

На стороне 110 кВ рассматриваемой реконструируемой подстанции 110/6 кВ «Портовая» устанавливаются ячейки марки КРУЭ–СЭЩ–110 кВ, производства компании ОАО «Электрощит» [17] с номинальным напряжением 110 кВ. Технические характеристики КРУЭ–СЭЩ–110 кВ представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Технические характеристики КРУЭ–СЭЩ–110 кВ

Технические характеристики	Значение
Номинальное напряжение, кВ	110
Номинальная частота, Гц	50
Номинальный ток, А	2500
Ток термической стойкости, кА	40
Ток электродинамической стойкости, кА	100
Ток термической стойкости/время выдерживания, кА/с	40/4
Испытательное одноминутное напряжение рабочей частоты (на землю, между фазами), кВ	230
Полное время отключения, мс	≤60
Время включения, мс	45±5
Время выключения, мс	35±5
Время выключения и включения, мс	50–60
Глубина модуля, мм	4700
Высота модуля, мм	2900

Вес модуля, тонн	не более 3
------------------	------------

Далее проводится выбор электрических аппаратов для установки в выбранных ячейках КРУЭ 110 кВ.

Выбор всех аппаратов приведён в табличной форме (с учётом расчётных формул).

Результаты выбора выключателей высокого напряжения 110 кВ(на примере вводных присоединений) для установки в КРУЭ 110 кВ, представлены в форме таблицы 7.

Таблица 7 – Результаты выбора выключателей высокого напряжения (на примере вводных присоединений) для установки в КРУЭ 110 кВ

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Вводы 1 и 2, выключатели КРУЭ 110 кВ: ВГТ-СЭЩ-110-31,5/2000 (элегазовые)	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 73,48 \text{ А.}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 1,26 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 80 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 2,42 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,26^2 \cdot 3 = 4,76 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2\text{с.}$

Результаты выбора разъединителей 110 кВ для установки в КРУЭ 110 кВ представлены в работе в форме таблицы 8.

Таблица 8 – Результаты выбора разъединителей 110 кВ для установки в КРУЭ 110 кВ

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Разъединители КРУЭ 110 кВ: РН-СЭЩ-110/1250	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 73,48 \text{ А.}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 2,42 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,26^2 \cdot 3 = 4,76 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2\text{с.}$

Для питания устройств вторичных цепей (измерения, учёт и контроль электроэнергии, релейная защита и автоматика и прочие) используются измерительные трансформаторы тока и напряжения.

Их основной выбор осуществляется по потребляемой мощности в требуемом классе точности.

В работе на стороне 110 кВ выбраны элегазовые выключатели бакового типа со встроенными модульными трансформаторами тока. Поэтому отдельно выбирать ТТ на стороне 110 кВ нет необходимости.

Выбор трансформаторов напряжения для установки в КРУЭ 110 кВ представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты выбора трансформаторов напряжения для установки в КРУЭ 110 кВ

Тип ТН	Кол-во ТН	Мощность на один ТН, ВА	Класс точности	$\frac{U_n}{U_{уст}}$, кВ	$\frac{S_n}{S_2 \Sigma}$, ВА
ЗНОГ-110/УХЛ1 (элегазовая изоляция)	2	600/2	1,0	$\frac{110}{110}$	$\frac{1200,0}{\leq 1200,0}$

В результате проведённого анализа литературы, для защиты от атмосферных (внешних) и коммутационных (внутренних) перенапряжений на сторонах 110 кВ и 10 кВ, предлагается применить современные ограничители перенапряжений.

Установлено, что ограничители перенапряжений играют важную роль в поддержании эффективной и безопасной работы систем электроснабжения предприятий, минимизируя воздействие чрезмерных напряжений на электрооборудование [15].

Они устанавливаются на вводах воздушных и кабельных линий электропередачи, а также в ячейках 10 кВ совместно с выбранными ранее вакуумными выключателями (с целью гашения перенапряжения, возникшего в результате появления «вакуумной дуги»).

Таким образом, выбор современных ограничителей перенапряжений для защиты оборудования КРУЭ 110 кВ подстанции 110/6 кВ «Портовая», обоснован (таблица 10).

Таблица 10 – Результаты выбора и проверки ограничителей перенапряжения для установки в КРУЭ 110 кВ

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
КРУЭ 110 кВ: ограничители перенапряжения нелинейные типа ОПН-110/40,5/10/450 УХЛ1 (на примере вводного присоединения)	$U_{сети} \leq U_{ном}$.	$U_{сети} = 110 \text{ кВ}$.	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$.
	$I_{max} \leq I_{ном}$.	$I_{max} = 73,48 \text{ А}$.	$I_{ном} = 450 \text{ А}$.
	$i_y \leq i_{дин}$.	$i_y = 2,42 \text{ кА}$.	$i_{дин} = 40,5 \text{ кА}$.
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$.	$I_T^2 \cdot t_T = 1,26^2 \cdot 3 = 4,76 \text{ кА}^2\text{с}$.	$B_K = 40,5^2 \cdot 3 = 4920,8 \text{ кА}^2\text{с}$.

Всё выбранное оборудование напряжением 110 кВ подходит для установки на реконструируемой подстанции 110/6 кВ.

5.3 Выбор и проверка ячеек и электрических аппаратов 6 кВ

Ранее в работе было предложено внедрить мероприятия по реконструкции РУ-6 кВ подстанции ТП-110/6 кВ «Портовая», связанное с заменой ячеек устаревшего типа ячеек КСО-366 на ячейки КРУ в РУ-6 кВ.

Выбор ячеек комплектного распределительного устройства (КРУ) напряжением 6 кВ является важной задачей при проектировании электроснабжения.

Ячейки КРУ представляют собой модульные элементы, которые используются для разделения и защиты электрооборудования в системах распределения напряжением 6 кВ.

Ячейки КРУ должны обеспечивать надежную защиту от короткого замыкания и перегрузок. Необходимо выбрать ячейки, которые

поддерживают требуемый уровень защиты и имеют соответствующие выключатели и предохранители.

Распределительное устройство РУ 6 кВ выполняется комплектным (КРУ) со шкафами типа КРУ–СЭЩ–70 УЗ, производства компании ОАО «Электроцит» [9].

Преимущества шкафов типа КРУ–СЭЩ–70 УЗ:

- «возможность дистанционного управления вакуумным выключателем, выкатным элементом и заземляющим разъединителем;
- видеофиксация положения выкатного элемента и заземляющего разъединителя;
- дистанционный контроль температуры контактных соединений выключателя и кабельных присоединений;
- все основные узлы (выключатель, трансформаторы тока и напряжения, изоляторы) российского производства, изготавливаются на одном предприятии, что гарантирует их надёжную совместную работу» [9].

Распределительное устройство РУ 6 кВ для применения на ПС-110/6 кВ «Портовая» выполняется комплектным (КРУ) со шкафами типа КРУ–СЭЩ–70 УЗ [9].

«КРУ–СЭЩ–70 предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока с номинальным значением напряжения» [9] 6(10), 20 кВ и тока 630–4000 А с частотой 50 Гц.

Тип выключателя для данных ячеек ВВУ–СЭЩ–10, тип трансформаторов тока ТОЛ–СЭЩ–10.

«Шкаф КРУ-СЭЩ-70 представляет собой каркасно – модульную конструкцию, состоящую из нескольких модулей, собираемых с помощью стыковочных элементов» [9].

Далее проводится выбор электрических аппаратов для установки в выбранных ячейках КРУ 6 кВ.

Выбор всех аппаратов приведён в табличной форме (с учётом расчётных формул).

«Результаты выбора выключателей высокого напряжения 6 кВ (на примере вводных присоединений) для установки в КРУ 6 кВ, представлены в форме таблицы 11» [9].

Таблица 11 – Результаты выбора выключателей высокого напряжения (на примере вводных присоединений) для установки в КРУ 6 кВ

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Вводы 1 и 2, выключатели КРУ 6 кВ: ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20-1600(вакуумные)	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 6 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 1347,2 \text{ А.}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 19,57 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 36,84 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 52 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 19,57^2 \cdot 3 = 1148,9 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с.}$

«В РУ-6 кВ подстанции разъединители не требуются, они заменены втычными контактами выбранных ячеек» [9] типа КРУ–СЭЩ–70.

В работе выбираются ТТ для установки на стороне 6 кВ.

«Результаты выбора трансформаторов тока на стороне 6 кВ для установки в КРУ 6 кВ» [9] представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Результаты проверки трансформаторов тока на стороне 6 кВ для установки в КРУ 6 кВ

Тип ТН	Схема ТТ	Мощность на один ТТ, ВА	Класс точности	$\frac{U_n}{U_{уст}}$, кВ	$\frac{S_n}{S_2 \sum}$, ВА
ТОЛ–СЭЩ–10	«неполная звезда»	30	1,0	$\frac{10}{6}$	$\frac{60,0}{\leq 60,0}$

Выбор трансформаторов напряжения высшим напряжением 6 кВ представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты выбора трансформаторов напряжения на стороне 6 кВ подстанции

Тип ТН	Кол-во ТН	Мощность на один ТН, ВА	Класс точности	$\frac{U_n}{U_{уст}}$, кВ	$\frac{S_n}{S_2 \Sigma}$, ВА
НАЛИ-СЭЩ-10	2	100/2	1,0	$\frac{10}{6}$	$\frac{200,0}{\leq 200,0}$

«Результаты выбора и проверки ограничителей перенапряжения для установки в КРУ 6 кВ» [9] представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты выбора ограничителей перенапряжения для установки в КРУ 6 кВ

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
КРУ 6 кВ: ограничители перенапряжения нелинейные типа ОПНп-6/6,9/40/1500 УХЛ1 (на примере вводного присоединения)	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 6 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 1347,2 \text{ А.}$	$I_{ном} = 1500 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 36,84 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 40 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 19,57^2 \cdot 3 = 1148,9 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с.}$

Всё выбранное оборудование напряжением 6 кВ подходит для установки на реконструируемой подстанции 110/6 кВ «Портовая».

Выводы по разделу.

Для питающих линий 110 кВ подтверждены сечения проводов марки АС-150/7,84, для распределительных линий – сечения марки АС-120/19 и АС-50/8, для транзитных линий 110 кВ – сечения АС-150/7,84.

На стороне 110 кВ ПС-110/6 кВ «Портовая» устанавливаются ячейки марки КРУЭ–СЭЩ–110 кВ, производства ОАО «Электроцит» с номинальным напряжением 110 кВ. Выбраны и проверены следующие электрические аппараты для установки в КРУЭ 110 кВ: выключатели ВГТ-СЭЩ-110-31,5/2000 (элегазовые), разъединители РН-СЭЩ-110/1250, трансформаторы напряжения ЗНОГ-110/УХЛ1 (элегазовая изоляция), ограничители перенапряжения нелинейные ОПН-110/40,5/10/450 УХЛ1.

Распределительное устройство РУ 6 кВ выполняется комплектным (КРУ) со шкафами КРУ–СЭЩ–70 УЗ, производства ОАО «Электроцит» с оборудованием: выключатели ВВУ–СЭЩ–ПЗ–10–20–1600, трансформаторы тока ТОЛ–СЭЩ–10 и трансформаторы напряжения НАЛИ–СЭЩ–10, ограничители перенапряжения нелинейные ОПНп–6/6,9/40/1500 УХЛ1.

бВыбор устройств релейной защиты и автоматики силовых трансформаторов подстанции

Проводится выбор устройств релейной защиты и автоматики силовых трансформаторов подстанции 110/6 кВ «Портовая».

Существует возможность возникновения в «обмотках трансформаторов коротких замыканий между витками, между фазами, 1-й либо 2-х фаз на землю, между обмотками с различными напряжениями. Также есть возможность возникновения на вводе трансформатора, на линиях и ошиновке коротких замыканий на землю и между фазами.

Имеет место возникновение в эксплуатации нарушений нормального режима функционирования трансформатора, которые состоят из прохождения через трансформатор сверхтоков в случае повреждения элементов, которые связаны с ними, а также перегрузки, выделения горючих газов из масла, повышения (понижения) уровня имеющегося масла, повышения температуры масла» [14].

«С позиции уровня опасности нарушений в нормальном режиме трансформатора фиксирующая нарушение защита, воздействует на отключение, сигнал либо разгрузку трансформаторов.

Необходима такая защита для трансформаторов:

- от внутреннего повреждения. Для трансформатора, мощность которого не превышает 4 МВА – требуется токовая отсечка, максимальная защита, и дифференциальная защита для большей мощности;

- от внутрибаковых повреждений трансформатора либо РПН – предусматривается наличие газовой защиты устройства РПН, трансформатора с отключением и сигналом;
- от внешнего короткого замыкания – предусматривается наличие максимальной защиты с блокировкой либо без нее. Предусматривается ее применение в качестве резервной защиты трансформатора от внутреннего повреждения;
- от коротких однофазных замыканий, возникающих на одной из сторон трансформатора с глухозаземленной нейтралью;
- от перегрузок с воздействием на сигналы. В некоторых случаях, на подстанциях, при отсутствии обслуживающих работников, предусматривается осуществление защиты от перегрузки с отключением либо воздействием на разгрузку.

Наряду с защитой, возникает необходимость в задействовании токовых дополнительных органов, используемых при блокировке РПН, автоматике охлаждения» [1].

«Предусматривается применение шкафа ШЭ 2607 041015-27E2УХЛ4 при защите трансформатора - шкаф автоматики управления и защиты трансформатора посредством выключателя.

Такой шкаф включает 2 комплекта. Функции 1-го заключаются в реализации функций резервной и основной защиты трансформатора. В основе релейной части 1-го комплекта заложен микропроцессорный терминал БЭ2704V041, электромеханические реле.

Цель 2-го комплекта заключается в резервной дополнительной защите трансформаторов и управлении вводными выключателями ВН.

Конфигурирование терминала БЭ2704V041.

До момента выставления уставок защит предусматривается проведение конфигурирования такого терминала, как БЭ2704V041» [18].

«Следует задать параметры, состоящие из:

- группы соединения трансформатора, который защищается;

– базисных точек сторон НН и ВН.

Предусматривается включение на всех сторонах главного трансформатора тока на основе схемы «звезда». Входным трансформаторам тока терминала характерно количество витков на первичной обмотке $W1 = 16$, отводы 1 - 4 витка при грубом выравнивании тока.

На 1-м отводе $W1 = 1$ витком обеспечивается (4,001 - 16,000) А, на 2-м $W1 = 4 - (1,001 - 4,000)$ А, на 3-м $W1 = 16 - (0,251 - 1,000)$ А.

Поэтому, в терминале для ДЗТ производится обеспечение выравнивания тока 0,25 - 16 А.

На зажиме X1 и X2 терминала переключаются отводы входных трансформаторов тока.

Существует возможность определения номинальных токов по сторонам посредством выражения» [1]:

$$I_{\text{ном.стор}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.стор}}}, \quad (35)$$

где $S_{\text{ном}}$ - «номинальная мощность трансформатора, МВА» [1];

$U_{\text{ном.стор}}$ - «номинальное напряжение стороны, характерной среднему положению РПН, кВ» [1].

«Базисные токи» [1]:

$$I_{\text{баз.стор}} = \frac{I_{\text{ном.стор}} \cdot k_{\text{сх}}}{n_{\text{тт}}}, \quad (36)$$

где $k_{\text{сх}}$ – «коэффициент схемы» [18];

$n_{\text{тт}}$ – «коэффициент трансформации» [18].

«Предусматривается определение начального относительного тока срабатывания ДЗТ в случае отсутствия торможения»[1]:

$$I_{\partial 0}^*_{расч.} = k_{отс.} \cdot \left(k_{одн.} \cdot \varepsilon + \Delta U_{сн} \cdot k_{ток.сн} + \Delta U_{нн} \cdot k_{ток.нн} + I_{нб.выр.*} \right), \quad (37)$$

где $k_{отс.}$ – коэффициентотстройки;

$k_{одн.}$ - показатель, $k_{одн.} = 2,0$ для ТТ, номинальный ток которых составляет 5 А;

$\varepsilon = 0,05$ - относительное значение погрешности ТТ;

$\Delta U_{сн(нн)}$ - показатель, $\Delta U_{сн} = 0,05$, $\Delta U_{нн} = 0$;

$k_{ток.сн(нн)}$ - показатель коэффициента токараспределения;

$I_{нб.выр.*} = 0,03$ - относительное значение тока небаланса.

На основе (37), получается:

$$I_{\partial 0}^*_{расч.} = 1,5 \cdot (2,0 \cdot 0,05 + 0,05 \cdot 0,5 + 0,03) = 0,199.$$

В связи с тем, что полученное значение, $I_{\partial 0}^*_{расч.} = 0,199$, является ниже типового значения (0,3), в соответствии с [1], расчетным значением минимального тока начала защиты является типовое значение уставок:

$$I_{\partial 0} = 0,3 \cdot I_{ном.стор.110} = 0,3 \cdot 84,1 = 25,2 \text{ A.}$$

Коэффициент торможения определяется[1]:

$$k_{т.расч.} = 1,2 \cdot \left(k_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{сн} \cdot k_{ток.сн} + \Delta U_{нн} \cdot k_{ток.нн} + I_{нб.выр.*} \right), \quad (38)$$

где $k_{пер} = 1,5 \dots 2,0$ - коэффициент;

$\varepsilon = 0,10$ - относительное значение полнойпогрешности ТТ в режиме

КЗ.

Типовое значение уставки $k_m = 0,5$.

Вычисляется k_m согласно (38):

$$k_{m.расч.} = 1,2 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,05 \cdot 0,5 + 0,03) = 0,246.$$

За расчетное значение уставки принимается типовое значение $k_m = 0,5$.

«Ток срабатывания дифференциальной отсечки определяется следующими условиями:

– отстройкой от броска тока намагничивания»[1]:

$$I_{отс.*} \geq 6,5; \quad (39)$$

– «отстройкой от максимального тока небаланса внешнего КЗ»[1]:

$$I_{отс.} = 1,5 \cdot I_{кз.отн.} \cdot (k_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{сн} \cdot k_{ток.сн} + \Delta U_{нн} \cdot k_{ток.нн} + I_{нб.выр.*}), \quad (7.6)$$

где $I_{кз.отн.}$ - «максимальное значение тока внешнего металлического КЗ,

приведенное к базисному току стороны внешнего КЗ» [1].

Значение $I_{кз.отн.}$ [1]:

$$I_{кз.отн.1} = I_{n0max110} \cdot \frac{U_{ср6}}{U_{ср110}}; \quad (40)$$

$$I_{кз.отн.2} = I_{n0max6} \cdot \frac{U_{ср110}}{U_{ср6}}; \quad (41)$$

$$I_{кз.отн.1} = 19570 \cdot \frac{6}{110} = 1061,7 \text{ A};$$

$$I_{кз.отн.2} = 1560 \cdot \frac{6}{110} = 438,3 \text{ A};$$

«Таким образом, максимальное значение тока внешнего металлического КЗ, приведенного к базисному току стороны внешнего КЗ составляет» [1]:

$$I_{кз.отн.} = 10600 \text{ A.}$$

«Определяется ток срабатывания дифференциальной отсечки» [1]:

$$I_{отс.} = 6,5 \cdot I_{ном.стор.} = 6,5 \cdot 84,1 = 546,7 \text{ A};$$

$$I_{отс.} = 1,5 \cdot 10600 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,05 \cdot 0,5 + 0,03) = 3259,5 \text{ A.}$$

«На основании расчетов уставка тока срабатывания дифференциальной отсечки составляет» [18] $6,5 \cdot I_{ном.стор.}$.

Коэффициент чувствительности защиты [1]:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{кз.отн.}^{(2)}}{I_{\partial 0}}, \quad (42)$$

$$I_{кз.отн.}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз.отн.}^{(3)}, \quad (43)$$

где $I_{кз.отн.}^{(2)}$, $I_{кз.отн.}^{(3)}$ - минимальные 2-хфазный и 3-хфазный токи КЗ, приведенные к ВН.

$$I_{кз.отн.}^{(3)} = I_{n01} \cdot \frac{U_{cp6}}{U_{cp110}} = 4800 \cdot \frac{10,5}{115} = 438,3 \text{ A.}$$

$$I_{кз.отн.}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 438,3 = 379,1 \text{ A.}$$

$$k_{ч} = \frac{379,1}{25,2} = 15,0 > 2.$$

Следовательно защита рассчитана верно.

Выводы по разделу.

В работе выбрана релейная защита и автоматика силового трансформатора ТП-110/6 кВ «Портовая».

Предусматривается применение «шкафа ШЭ 2607 041015-27E2УХЛ4 при защите трансформатора - шкаф автоматики управления и защиты трансформатора посредством выключателя.

Такой шкаф включает 2 комплекта. Функции 1-го заключаются в реализации функций резервной и основной защиты трансформатора. В основе релейной части 1-го комплекта заложен микропроцессорный терминал БЭ2704V041, электромеханические реле.

Цель 2-го комплекта заключается в резервной дополнительной защите трансформаторов и управлении вводными выключателями ВН.

Рассчитаны и проверены основные уставки релейной защиты силовых трансформаторов подстанции» [18].

Заключение

«В результате выполнения работы, проведена реконструкция схемы электрических соединений нормального режима трансформаторной подстанции ТП-110/6 кВ «Портовая» г. Тольятти Самарской области, с модернизацией некоторого устаревшего силового оборудования распределительных устройств подстанции» [7], [16].

Приведена характеристика структурной схемы и оборудования понизительной подстанции 110/10 кВ «Портовая».

Проведён анализ основных норм реконструкции трансформаторных подстанций энергосистем.

Исходя из результатов проведённого анализа состояния оборудования и схемы оборудования рассматриваемой понизительной подстанции энергосистемы 110/6 кВ «Портовая», в работе предложено внедрить мероприятия по реконструкции системы электроснабжения данного объекта исследования:

- замена схемы РУ-110 кВ подстанции на более надёжную (для транзитной подстанции). В работе для данной цели рекомендуется применить схему 110-12 «Одна рабочая секционированная и обходная система шин»;
- замена открытого типа РУ-110 кВ с устаревшим оборудованием на ячейки КРУЭ-110 КВ с элегазовой изоляцией закрытого типа;
- замена ячеек устаревшего типа КСО-366 (ячейки КРУ) в РУ-6 кВ;
- замена некоторых устаревших аппаратов в РУ-6 кВ на современные электрические аппараты;
- внедрение современной системы автоматизации релейной защиты и автоматики с выбором современных микропроцессорных устройств.

В результате расчёта нагрузок, были рассчитаны значения максимальной расчётной нагрузки ПС-110/6 кВ «Портовая» (активная,

реактивная и полная типы нагрузки), а также значения тока нормального режима всех присоединений подстанции.

В работе проведён расчёт токов трёхфазного короткого замыкания и ударного тока на шинах подстанции 110/6 кВ «Портовая» в максимальном, минимальном и среднем положениях устройства РПН силовых трансформаторов.

Установлено, что силовые трансформаторы марки ТДН-10000/110, отвечают требованиям максимальной загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы, а также условиям допустимой перегрузки в температурном режиме (с учётом их системы охлаждения).

Для питающих линий 110 кВ подтверждены сечения проводов марки АС-150/7,84, для распределительных линий – сечения марки АС-120/19 и АС-50/8, для транзитных линий 110 кВ – сечения АС-150/7,84.

На стороне 110 кВ ПС-110/6 кВ «Портовая» устанавливаются ячейки марки КРУЭ–СЭЩ–110 кВ, производства ОАО «Электрощит» с номинальным напряжением 110 кВ. Выбраны и проверены следующие электрические аппараты для установки в КРУЭ 110 кВ: выключатели ВГТ-СЭЩ-110-31,5/2000 (элегазовые), разъединители РН-СЭЩ-110/1250, трансформаторы напряжения ЗНОГ-110/УХЛ1 (элегазовая изоляция), ограничители перенапряжения нелинейные ОПН-110/40,5/10/450 УХЛ1.

Распределительное устройство РУ 6 кВ выполняется комплектным (КРУ) со шкафами КРУ–СЭЩ–70 УЗ, производства ОАО «Электрощит» с оборудованием: выключатели ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20-1600, трансформаторы тока ТОЛ–СЭЩ–10 и трансформаторы напряжения НАЛИ–СЭЩ–10, ограничители перенапряжения нелинейные ОПНп-6/6,9/40/1500 УХЛ1.

В работе выбрана релейная защита и автоматика силового трансформатора ТП-110/6 кВ «Портовая». Предусматривается применение шкафа ШЭ 2607 041015-27Е2УХЛ4 при защите трансформатора - шкаф автоматики управления и защиты трансформатора посредством выключателя.

Список используемых источников

1. Агафонов А.И., Бростилова Т. Ю., Джазовский Н. Б. Современная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебное пособие. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Инфра-Инженерия, 2020. 300 с.
2. ГОСТ 14209–85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением № 1). [Электронный ресурс]: URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200012414> (дата обращения: 16.02.2024).
3. ГОСТ 29322-2014. «Напряжения стандартные» [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200115397> (дата обращения: 16.02.2024).
4. ГОСТ Р 59279-2020 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций». [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200177281> (дата обращения: 18.02.2024).
5. Допустимые длительные токовые нагрузки на неизолированные провода [Электронный ресурс]: URL: <http://electro.narod.ru/tables/4.1.9.htm> (дата обращения: 17.02.2024).
6. Куксин А.В. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие. М.: Инфра-Инженерия, 2021. 156 с.
7. Линия: Портовая (399079148) [Электронный ресурс]: URL: <https://www.openstreetmap.org/way/399079148#map=17/53.48119/49.35770> (дата обращения: 19.02.2024).
8. Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций. М.: Инфра-Инженерия, 2020. 174 с.
9. Технические характеристики КРУ-СЭЩ-70. [Электронный ресурс]: URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-70-6-10-15-20-kv/?ysclid=lhpmmeu7r3537048737> (дата обращения 20.02.2024 г.).

10. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Изд-во ДЕАН, 2022. 192 с.

11. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. Изд-во ЦентрМаг, 2022. 584 с.

12. РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» [Электронный ресурс]: URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294817/4294817179.htm> (дата обращения: 18.02.2024).

13. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов. Учебное пособие. М.: Форум, 2021. 383 с.

14. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий. Учебное пособие. М.: Форум, Инфра-М, 2022. 406 с.

15. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю., Яшков В.А. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. Учебное пособие. М.: Форум, Инфра-М, 2022. 365 с.

16. Схема ЛЭП и электроснабжения России. ПС 110/6 Портовая [Электронный ресурс]: URL: <https://frexosm.ru/power/#11/53.482/49.357> (дата обращения: 18.02.2024).

17. Технические характеристики ячеек КРУЭ–СЭЩ–110 кВ. [Электронный ресурс]: URL: https://www.elec.ru/viewer?url=/files/2019/01/15/%D0%9A%D0%B0%D1%82%D0%B0%D0%BB%D0%BE%D0%B3_%D0%9A%D0%A0%D0%A3%D0%AD-%D0%A1%D0%AD%D0%A9-110_%D0%BA%D0%92.pdf&ysclid=lhpltemn1972110597 (дата обращения 19.02.2024 г.)

18. Характеристики терминала релейной защиты БЭ2704V041. [Электронный ресурс]: URL: https://ekra.ru/product/docs/rz-ps-110-750kv/tz/she2710-547/%D0%A0%D0%AD%20%D0%91%D0%AD2704_400.pdf?ysclid=lhvcf0u0y

[m318142438](#) (дата обращения 20.02.2024 г.)

19. Щербаков Е.Ф., Александров Д.С. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях. М.: Форум, Инфра-М, 2019. 495 с.

20. Ушакова Е. О. Экономика : учебное пособие. Новосибирск : СГУГиТ, 2022. 64 с.

21. Щербаков, Е. Ф. Электрические аппараты : учебное пособие. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2022. 303 с.

22. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года. Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р. Москва: Министерство энергетики, 2020. 142 с.

23. Ячейка К-204ЭП. [Электронный ресурс]: URL: <https://belgorod.energo-prom-ktp.ru/catalog/kru/k-204ep/> (дата обращения: 03.02.2024).