

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 электрической части подстанции 110/10 кВ «Куйбышевская» с
заменой силовых трансформаторов

Обучающийся

Д.Е. Солодовников

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., Д.А. Кретов

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

Консультант

к.п.н., доцент, Т.С. Якушева

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

Тольятти 2023

Аннотация

Представлены результаты выполнения выпускной квалификационной работы, направленной на разработку проекта реконструкции электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ «Куйбышевская» расположенной в г. Омск, Омской области.

Для достижения цели выпускной квалификационной работы на первом этапе выполнен подробный анализ объекта – подстанции 110/10 кВ «Куйбышевская». Проведенный анализ позволил установить, что текущая загрузка превышает нормируемые значения, а следовательно, учитывая высокий срок службы установленных на подстанции силовых трансформаторов, это может привести к их выходу из строя. Поэтому по результатам анализа принято решение рассмотреть вариант замены силовых трансформаторов на трансформаторы с более высокой мощностью. Выбор мощности трансформаторов выполнен на основании результатов расчета перспективной мощности питаемого подстанцией района.

Замена силовых трансформаторов потребовала выполнить замену всего высоковольтного оборудования. На первом этапе выбора оборудования выполнен расчет симметричных и не симметричных токов короткого замыкания. На основании полученных значений выбраны высоковольтные выключатели, разъединители, трансформаторы тока, напряжения, ограничители перенапряжений и т.д. Также выполнен расчет релейной защиты силового трансформатора и произведены расчеты, направленные на разработку мероприятий по защите подстанции от перенапряжений.

Пояснительная записка выпускной квалификационной работы состоит из 92 страниц, содержит 22 рисунка и 13 таблиц.

Abstract

The results of the bachelor thesis, aimed at developing a project for the reconstruction of the electrical part of the step-down substation 110/10 kV "Kuibyshevskaya" located in Omsk, Omsk region, are presented.

To achieve the goal of the final qualifying work at the first stage, a detailed analysis of the object was carried out - the substation 110/10 kV "Kuibyshevskaya". The analysis made it possible to establish that the current load exceeds the normalized values, and therefore, given the high service life of the power transformers installed at the substation, this can lead to their failure. Therefore, based on the results of the analysis, it was decided to consider the option of replacing power transformers with transformers with higher power. The choice of transformer power was made on the basis of the results of calculating the prospective power of the area fed by the substation.

The replacement of power transformers required the replacement of all high voltage equipment. At the first stage of equipment selection, the calculation of symmetrical and asymmetric short-circuit currents was performed. Based on the obtained values, high-voltage switches, disconnectors, current transformers, voltage transformers, surge arresters, etc. were selected. Also, the calculation of the relay protection of the power transformer was made and calculations were made aimed at developing measures to protect the substation from over voltages.

The explanatory note of the final qualification work consists of 92 pages, contains 22 figures and 13 tables.

Содержание

Введение.....	5
1 Описание и анализ объекта реконструкции	8
1.1 Характеристика объекта реконструкции	8
1.2 Анализ графиков текущей загрузки подстанции	12
1.3 Определение перспективной мощности подстанции	20
1.4 Описание схемы подстанции «Куйбышевская»	23
2 Выбор трансформаторов.....	27
2.1 Определение типа и числа трансформаторов подстанции после реконструкции	27
2.2 Определение возможности установки трансформаторов ТРДН 63000/110/10/10.....	29
2.3 Определение возможности установки трансформаторов ТРДН 80000/110/10/10.....	38
3 Токи короткого замыкания на подстанции после реконструкции.....	49
3.1 Трехфазные токи короткого замыкания на подстанции	49
3.2 Трехфазные токи короткого замыкания при установке реакторов на стороне 10 кВ.....	53
3.3 Несимметричные токи короткого замыкания на подстанции.....	56
4 Оборудование подстанции	63
5 Релейная защита силового трансформатора.....	71
6 Система заземления	77
7 Система молниезащиты.....	81
Заключение.....	83
Список используемых источников	89

Введение

Индустриальное развитие любой страны, проявляется в росте благосостояния населения, что, в свою очередь, отражается на росте потребления электрической энергии. Таким образом, любое развитие экономики страны сопряжено повышением потребляемой электрической энергии как в промышленном секторе, так и в остальных секторах экономики, включая коммунально-бытовой сектор.

Известным фактом является то, что развитие отрасли – электроэнергетика, должна существенно опережать развитие всех других отраслей народного хозяйства. Этот факт, в первую очередь, связан с необходимостью обеспечения качественного и надежного электроснабжения всех категорий потребителей электрической энергии. То есть, другими словами, электроэнергетическая отрасль должна развиваться с условием не просто перспективного роста потребления электрической энергии, а иметь постоянный резерв мощности. Этот показатель определяется балансом активной мощности в энергосистеме.

Как известно, баланс активной мощности является показателем устойчивого функционирования электроэнергетической системы, так как он обуславливает постоянство частоты. Для электроэнергетической системы России, нормируемый показатель частоты 50 Гц. При этом не допускается существенных отклонений реального значения частоты от нормируемого. Согласно [7], устанавливается нормированное отклонение частоты для синхронизированных и изолированных энергосистем. Для синхронизированных систем нормируемый показатель частоты не должен отличаться более чем на 0,4 Гц в течении одной недели.

Основным способом регулирования частоты является работа систем возбуждения установленных на генерирующем оборудовании электрических станций. Данные системы позволяют оперативно регулировать незначительные, в пределах нормируемых [7], отклонений. Более серьезные

отклонения частоты, т.е. превышающие 0,4 Гц, являются аварийными – такие отклонения регулируются автоматикой энергосистемы.

Развитие энергосистем также требует учитывать перспективный баланс мощности. Для этого составляются перспективные расчетные модели, где путем моделирования определяются оптимальные балансы активной мощности перспективной схеме энергосистемы. Таким планированием, учитывающим долгосрочное развитие энергосистемы, занимается организация, осуществляющая оперативно-диспетчерское управления ЕЭС России. Перспективные модели развития энергосистемы России должны учитывать рост нагрузок потребителей, а также оценивать степень износа оборудования энергосистемы и планы по модернизации объектов генерации и электросетевого комплекса.

Учитывая выше сказанное, выпускная квалификационная работа, направленная на разработку проекта реконструкции понизительной подстанции, является актуальной, так как позволяет на реальном объекте, закрепить навыки проектирования электрической части понизительной подстанции, а также продемонстрировать высокий уровень подготовки по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника».

Цель выпускной квалификационной работы – повышение установленной мощности подстанции «Куйбышевская» с классами напряжения 110 кВ и 10 кВ.

Повышение установленной мощности подстанции «Куйбышевская» будет достигаться за счет замены существующих силовых трансформаторов на более мощные. Выбор мощности силовых трансформаторов подстанции «Куйбышевская» будет проведен с учетом оценки перспективного роста нагрузок питаемого района.

Исходя из поставленной в рамках выполнения выпускной квалификационной работы цели будут решаться следующие задачи:

- анализ текущей загрузки и состояния оборудования подстанции «Куйбышевская» с расчетным определением перспективного роста нагрузки в питаемом подстанцией районе;
- определение состава высоковольтного оборудования подстанции «Куйбышевская» после проведения реконструкции, на основании расчетов нагрузки и токов короткого замыкания;
- выбор компоновки подстанции «Куйбышевская» после реконструкции с учетом выбранного оборудования и норм проектирования объектов электросетевого комплекса.

Поставленная в рамках выполнения выпускной квалификационной работы цель и определенные для ее достижения задачи выполняются с учетом действующих нормативно-правовых актов, стандартов организаций, а также методик проектирования объектов электросетевого комплекса. При выборе оптимального состава оборудования учтены требования по безопасности объекта, а также требования по энергетической эффективности. Учтены особенности проектирования объектов электросетевого комплекса с точки зрения цифровизации. Все выбираемое оборудование является оборудованием отечественного, Российского, производства. Все данные, использованные при выполнении выпускной квалификационной работы взяты из открытых источников, размещенных в сети Интернет.

1 Описание и анализ объекта реконструкции

Рассматривается и анализируется текущая загрузка подстанции «Куйбышевская». Дана краткая характеристики объекта выпускной квалификационной работы – подстанции «Куйбышевская» 110/10 кВ. Представлены расчеты перспективного развития и роста нагрузок района, питаемого подстанцией «Куйбышевская» 110/10 кВ.

1.1 Характеристика объекта реконструкции

Подстанция «Куйбышевская» расположена в Центральном округе г. Омска, Омской области, недалеко от Омской ТЭЦ-5 (рисунок 1), в границах: улицы 10 лет Октября; улицы 1-й Заречной; улицы Универсальной.

Подстанция «Куйбышевская» имеет два класса напряжения: 110 кВ и 10 кВ, поэтому на подстанции используется два распределительных устройства – это открытое распределительное устройство (ОРУ) напряжением 110 кВ и закрытое распределительное устройство (ЗРУ) напряжением 10 кВ.

Подстанция «Куйбышевская» связана с энергосистемой по двум воздушным линиям напряжением 110 кВ. Обе ВЛ-110 кВ — это отпайки от ВЛ 110 кВ соединяющих подстанцию (ПС) «Фрунзенская» с ТЭЦ-5 г. Омска (Омская ТЭЦ-5). Наименование воздушных линий электропередачи, от которых отходят отпайки на подстанцию «Куйбышевская»:

- «ТЭЦ-5 – Фрунзенская» -1 с отпайкой на ПС «Куйбышевская» 1;
- «ТЭЦ-5 – Фрунзенская» -2 с отпайкой на ПС «Куйбышевская» 2.

Обе отпайки выполнены проводом АС-120/19. Длина каждой отпайки 0,4 км. Общая длина каждой ВЛ до Омской ТЭЦ-5 включая длину отпайки составляет 2,6 км. Эту длину питающих ВЛ необходимо учесть при расчете токов короткого замыкания и выборе оборудования.

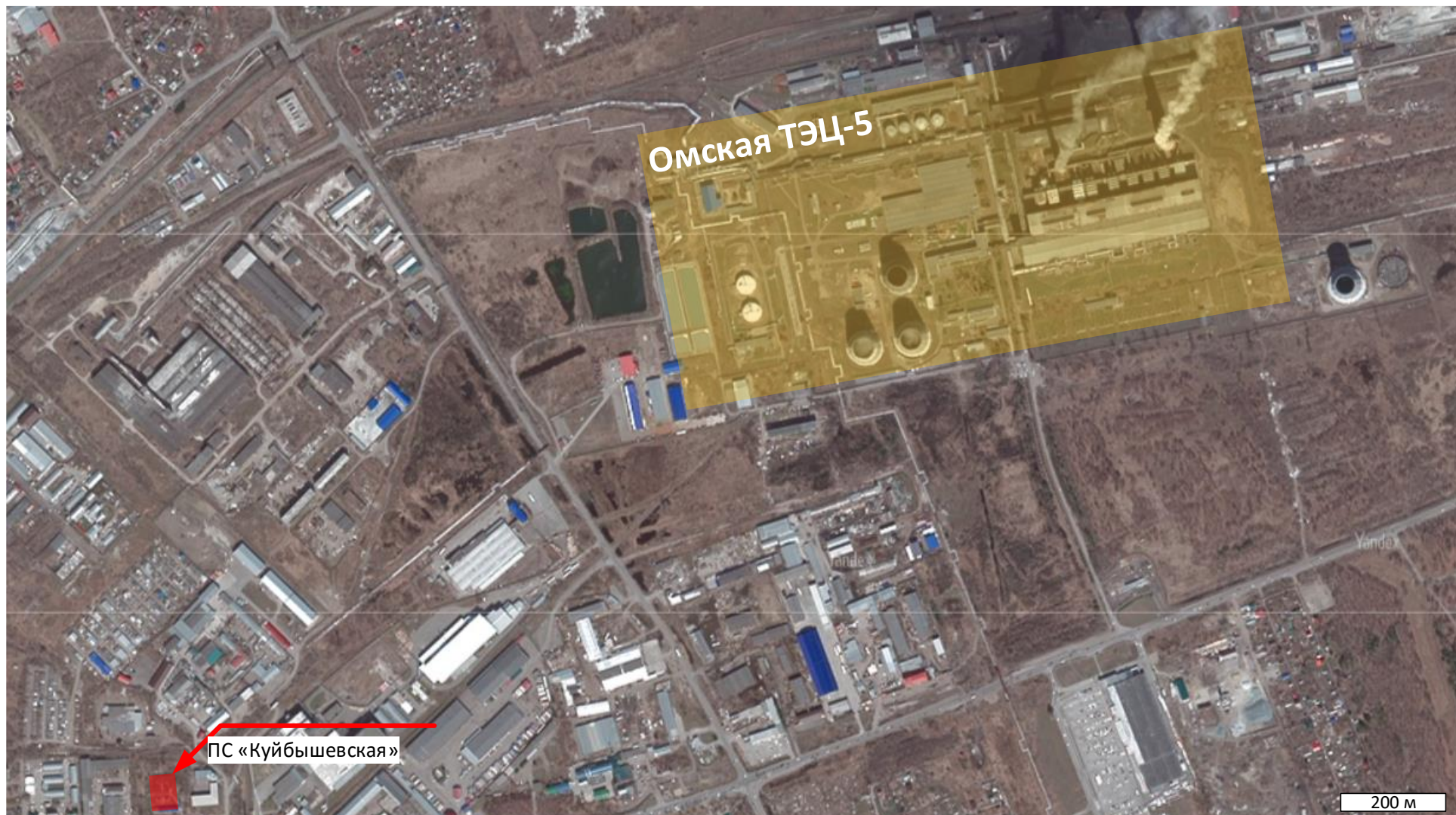


Рисунок 1 - Расположение ПС «Куйбышевская» относительно Омской ТЭЦ-5

Воздушные линии «ТЭЦ-5 – Фрунзенская» -1 и «ТЭЦ-5 – Фрунзенская» -2 до отпайки на подстанцию «Куйбышевская» выпилены проводом марки АС-185/29. Длина ВЛ от ТЭЦ-5 до отпайки 2,2 км.

На подстанции «Куйбышевская» установлено два силовых трансформатора марки ТРДН. Мощность каждого трансформатора подстанции составляет $S_{T1.ном} = S_{T2.ном} = 40000$ (кВА). Трансформатор Т1 был введен в эксплуатацию в 1983 году, а трансформатор Т2 был введен в эксплуатацию в 1976 году. На сегодняшний момент трансформатор Т1 имеет индекс технического состояния (ИТС) $ИТС_{T1} = 71$, а трансформатор Т2 имеет $ИТС_{T2} = 73$.

Индекс технического состояния – это показатель отражающий результат определения интегрального показателя технического состояния оборудования. Для индекса технического состояния предусмотрена следующая трактовка полученных значений (таблица 1).

Таблица 1 - Характеристика значений ИТС

Значение ИТС	Вид технического состояния	Цветовая характеристика
(0,25]	Критическое	красный
(25,50]	Неудовлетворительное	оранжевый
(50,70]	Удовлетворительное	желтый
(70,85]	Хорошее	зеленый
(85,100]	Очень хорошее	

Состояние обоих трансформаторов подстанции «Куйбышевская» оценивается как «хорошее».

Для определения необходимости реконструкции подстанции необходимо оценить ее загрузку. По данным о загрузке центров питания ПАО «Россети-Сибирь» максимальное значение активной нагрузки, зафиксированной на подстанции в период с 2020 г. по 2022 г. составило $P_{max ПС} = 37,179$ (МВт). Среднее значение коэффициента активной мощности в сетях 110 кВ может быть принят на уровне $\cos \varphi = 0,89$. Тогда значение

максимальной полной мощности нагрузки, зафиксированной на подстанции «Куйбышевская» в период с 2020 г. по 2022 г. составил:

$$S_{\max \text{ ПС}} = \frac{P_{\max \text{ ПС}}}{\cos \varphi} = \frac{37,179}{0,89} = 41,77 \text{ (МВА)} \quad (1)$$

Далее необходимо определить загрузку подстанции в режиме N-1. Для подстанции данный режим учитывает загрузку одного из трансформаторов при условии выхода второго из строя или его отключения. Загрузку подстанции в режиме N-1 определим по выражению:

$$K_{з.N-1} = \frac{S_{\max \text{ ПС}}}{S_{T1.\text{ном}}} = \frac{41,77}{40,0} = 1,04 \quad (2)$$

Для подстанций, относящихся к городским электрическим сетям и питающим электроприемники различных категорий надежности не рекомендуется превышать значение коэффициента загрузки подстанции в нормальном режиме $K_{з.ПС.\text{норм}} = 0,5$. Текущий коэффициент загрузки подстанции «Куйбышевская» равна:

$$K_{з.ПС} = \frac{S_{\max \text{ ПС}}}{S_{\text{ПС.уст}}} = \frac{41,77}{80} = 0,52 \quad (3)$$

Значение коэффициента загрузки подстанции полученное в (3) превышает значение $K_{з.ПС.\text{норм}} = 0,5$, и, следовательно, в режиме N-1 трансформатор подстанции будет работать с перегрузкой.

В настоящее время для подстанции «Куйбышевская» определена мощность потребителей по заключенным договорам на технологическое присоединение $P_{\text{тех.пр}}^{\text{доп}} = 0,201$ (МВт). Следовательно значение полной мощности подстанции с условием подключения потребителей составит:

$$S_{\text{персп.}}^{\text{ПС}} = S_{\text{max ПС}} + \frac{P_{\text{тех.пр}}^{\text{доп}}}{\cos \varphi} = 41,77 + \frac{0,201}{0,89} = 41,996 \text{ (МВА)} \quad (4)$$

В качестве нагрузки подстанции в 2023 году примем максимальное значение равное $S_{\text{max ПС}}^{\text{персп.}} = S_{\text{персп.}}^{\text{ПС}} = 41,996 \text{ (МВА)}$.

1.2 Анализ графиков текущей загрузки подстанции

Рассмотрим суточный график полной мощности для дня, соответствующего полученному значению мощности $S_{\text{max ПС}}^{\text{персп.}} = 41,996 \text{ (МВА)}$. Суточный график (зимний период) представлен на рисунке 2.

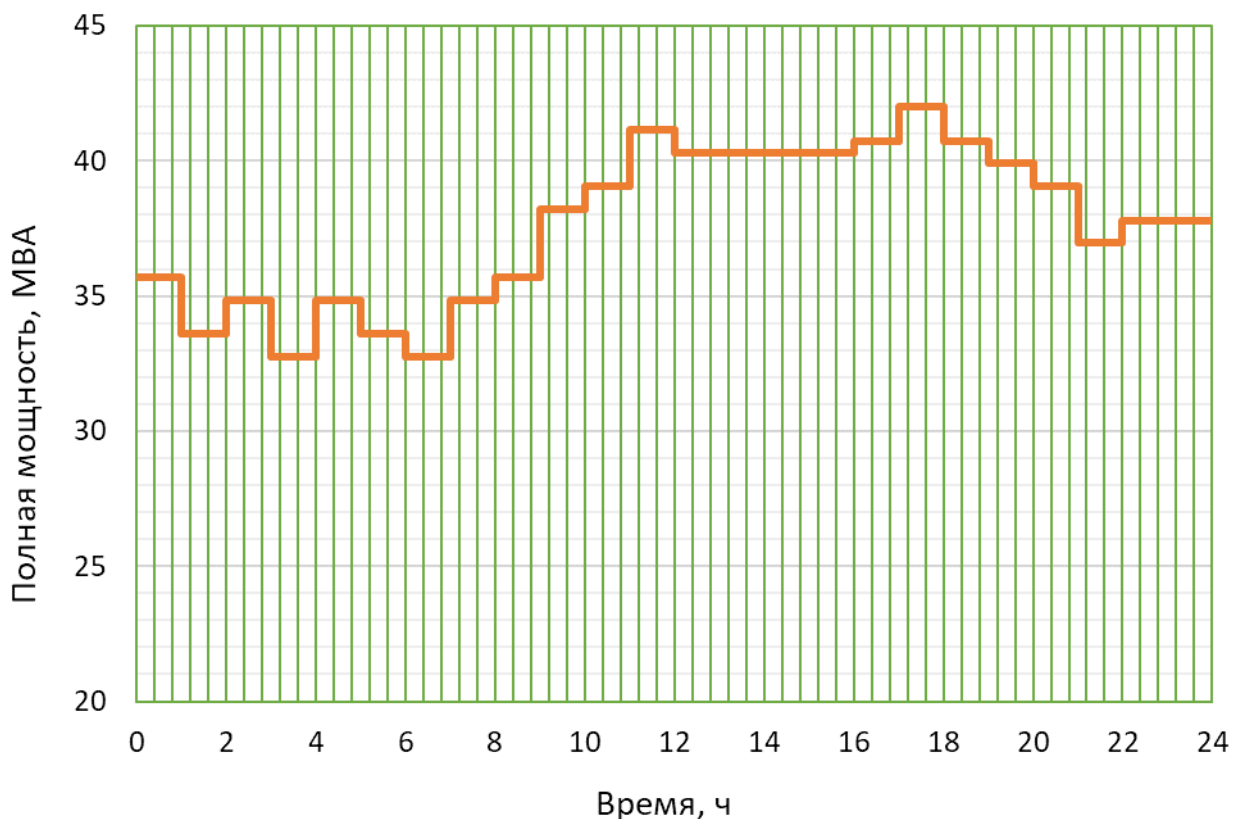


Рисунок 2 - Суточный график нагрузки для зимнего периода

Рассмотрим также летний суточный график нагрузок, представленный на рисунке 3. Как видно из графика, представленного на рисунке 3, характерно

смещение вечернего максимума в отличие от суточного графика для зимнего периода (рисунок 2).

Используя суточные графики нагрузок для разработки проекта реконструкции подстанции необходимо построить годовой упорядоченный график полной мощности, а для этого необходимо сложить суточные графики представленные на рисунке 2 и на рисунке 3.



Рисунок 3 - Суточный график нагрузки для летнего периода

Сложение суточных графиков выполняется исходя из условий продолжительности летнего и зимнего периодов. Для г. Омск продолжительность летнего периода составляет $n_{\text{дней.лето}} = 152$ дня, а зимнего периода $n_{\text{дней.зим}} = 213$ дней. Исходя из этого определим продолжительность ступени нагрузки с летнего суточного графика на годовом упорядоченном графике по выражению:

$$T_{\text{зим}} = n_{\text{дней.зим}} \cdot t_{\text{с.зим}} = 213 \cdot 1 = 213 \text{ (ч)} \quad (5)$$

где $t_{\text{с.зим}}$ – продолжительность ступени на суточном графике нагрузок для зимнего периода, принято равным 1 ч.

Аналогично (5) найдем продолжительность ступени для летнего графика:

$$T_{\text{лето}} = n_{\text{дней.лето}} \cdot t_{\text{с.лето}} = 152 \cdot 1 = 152 \text{ (ч)} \quad (6)$$

где $t_{\text{с.лето}}$ – продолжительность ступени на суточном графике нагрузок для летнего периода, принято равным 1 ч.

В результате сложения суточных графиков получим годовой упорядоченный график полной мощности для подстанции «Куйбышевская» представленный на рисунке 4.

Для годового графика нагрузок определим значение активной мощности на каждой ступени по выражению:

$$P_i = S_i \cdot \cos \varphi \quad (7)$$

где i – номер ступени годового графика нагрузки (рисунок 4);

S_i – мощность i -й ступени годового графика нагрузок (рисунок 4), МВА;

$\cos \varphi$ – коэффициент активной мощности, в расчетах принято $\cos \varphi = 0,89$.

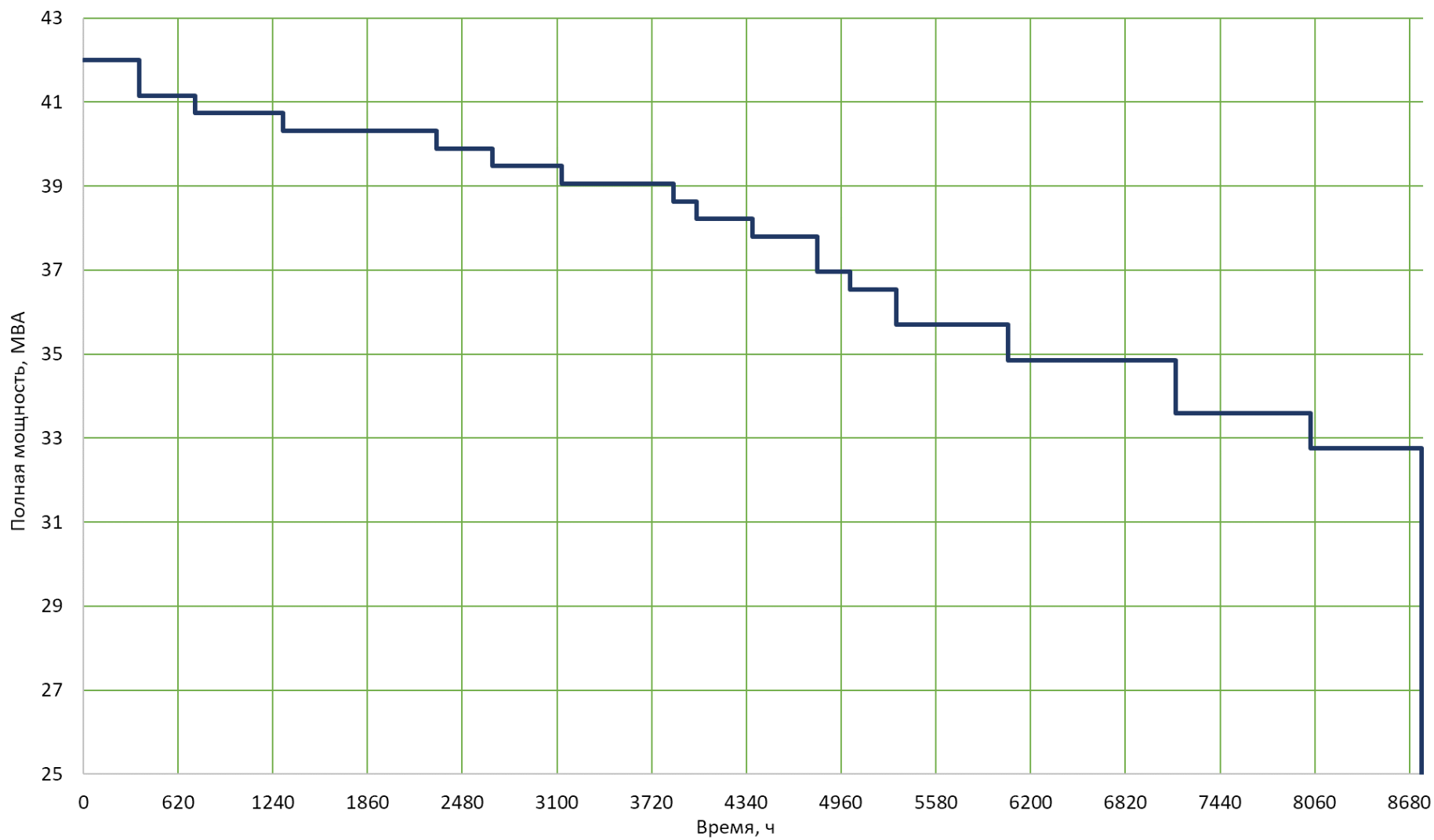


Рисунок 4 - Годовой упорядоченный график полной мощности

Далее по полученным в (7) значениям, для каждой ступени годового графика определим значение потребленной электрической энергии по выражению:

$$W_i = P_i \cdot T_i \quad (8)$$

где i – номер ступени годового графика нагрузки (рисунок 4);

P_i – активная мощность i -й ступени годового графика нагрузок, МВт;

T_i – продолжительность i -й ступени годового графика нагрузок согласно годовому графику полной мощности (рисунок 4), ч.

Используя (7) и (8), а также значения годового графика полной мощности подстанции «Куйбышевская» заполним таблицу 2.

Таблица 2 - Расчетные значения для графиков нагрузок

Номер ступени i	W_i , МВт·ч	S_i , МВА	T_i , ч	P_i , МВт
1	2	3	4	5
1	7961,18172	41,996	213	37,37644
2	5681,21888	41,996	152	37,37644
3	7801,958086	41,15608	213	36,6289112
4	5567,594502	41,15608	152	36,6289112
5	7722,346268	40,73612	213	36,2551468
6	7722,346268	40,73612	213	36,2551468
7	5510,782314	40,73612	152	36,2551468
8	7642,734451	40,31616	213	35,8813824
9	7642,734451	40,31616	213	35,8813824
10	7642,734451	40,31616	213	35,8813824
11	7642,734451	40,31616	213	35,8813824
12	5453,970125	40,31616	152	35,8813824
13	7563,122634	39,8962	213	35,507618
14	5397,157936	39,8962	152	35,507618
15	5340,345747	39,47624	152	35,1338536
16	5340,345747	39,47624	152	35,1338536
17	5340,345747	39,47624	152	35,1338536
18	7403,899	39,05628	213	34,7600892
19	7403,899	39,05628	213	34,7600892
20	5283,533558	39,05628	152	34,7600892
21	5283,533558	39,05628	152	34,7600892
22	5226,72137	38,63632	152	34,3863248
23	7244,675365	38,21636	213	34,0125604
24	5169,909181	38,21636	152	34,0125604

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
25	7165,063548	37,7964	213	33,638796
26	7165,063548	37,7964	213	33,638796
27	7005,839914	36,95648	213	32,8912672
28	4942,660426	36,53652	152	32,5175028
29	4942,660426	36,53652	152	32,5175028
30	6767,004462	35,6966	213	31,769974
31	6767,004462	35,6966	213	31,769974
32	4829,036048	35,6966	152	31,769974
33	4829,036048	35,6966	152	31,769974
34	6607,780828	34,85668	213	31,0224452
35	6607,780828	34,85668	213	31,0224452
36	6607,780828	34,85668	213	31,0224452
37	4715,41167	34,85668	152	31,0224452
38	4715,41167	34,85668	152	31,0224452
39	4715,41167	34,85668	152	31,0224452
40	6368,945376	33,5968	213	29,901152
41	6368,945376	33,5968	213	29,901152
42	4544,975104	33,5968	152	29,901152
43	4544,975104	33,5968	152	29,901152
44	4544,975104	33,5968	152	29,901152
45	6209,721742	32,75688	213	29,1536232
46	6209,721742	32,75688	213	29,1536232
47	4431,350726	32,75688	152	29,1536232
48	4431,350726	32,75688	152	29,1536232
$W_{\text{год},\Sigma}$, МВт·ч	292027,7322			

Также для данных таблицы 2 необходимо определить годовое потребление электрической энергии по выражению:

$$W_{\text{год},\Sigma} = \sum_{i=1}^{48} W_i \quad (9)$$

где i – номер ступени годового графика нагрузки согласно таблице -18;

W_i – электрическая энергия потребляемая на i -й ступени годового графика нагрузок согласно таблице 2, МВт·ч.

Используя значения полученные по выражению (7), а также данные таблицы 2 (столбец 4 и столбец 5) построим годовой упорядоченный график

активной мощности подстанции «Куйбышевская» 110/10/10 кВ показанный на рисунке 5.

Далее определим показатели, характеризующие график нагрузки подстанции «Куйбышевская» 110/10/10 кВ.

Значение продолжительности использования максимальной мощности:

$$T_{max} = \frac{W_{год.Σ}}{P_{max.год}} = \frac{292027,7322}{37,37644} = 7813,15 \text{ (ч)} \quad (10)$$

Значение среднегодовой активной мощности:

$$P_{ср.год} = \frac{W_{год.Σ}}{T_{год}} = \frac{292027,7322}{8760} = 33,33 \text{ (МВт)} \quad (11)$$

Продолжительность максимальных потерь в году:

$$\tau_{max} = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10000}\right)^2 \cdot T_{год}, \quad (12)$$

$$\tau_{max} = \left(0,124 + \frac{7813,15}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 7179,65 \text{ (ч)} \quad (13)$$

Коэффициент заполнения годового графика нагрузок подстанции до реконструкции:

$$K_{зап} = \frac{P_{ср.год}}{P_{max.год}} = \frac{33,33}{37,37644} = 0,89 \quad (14)$$

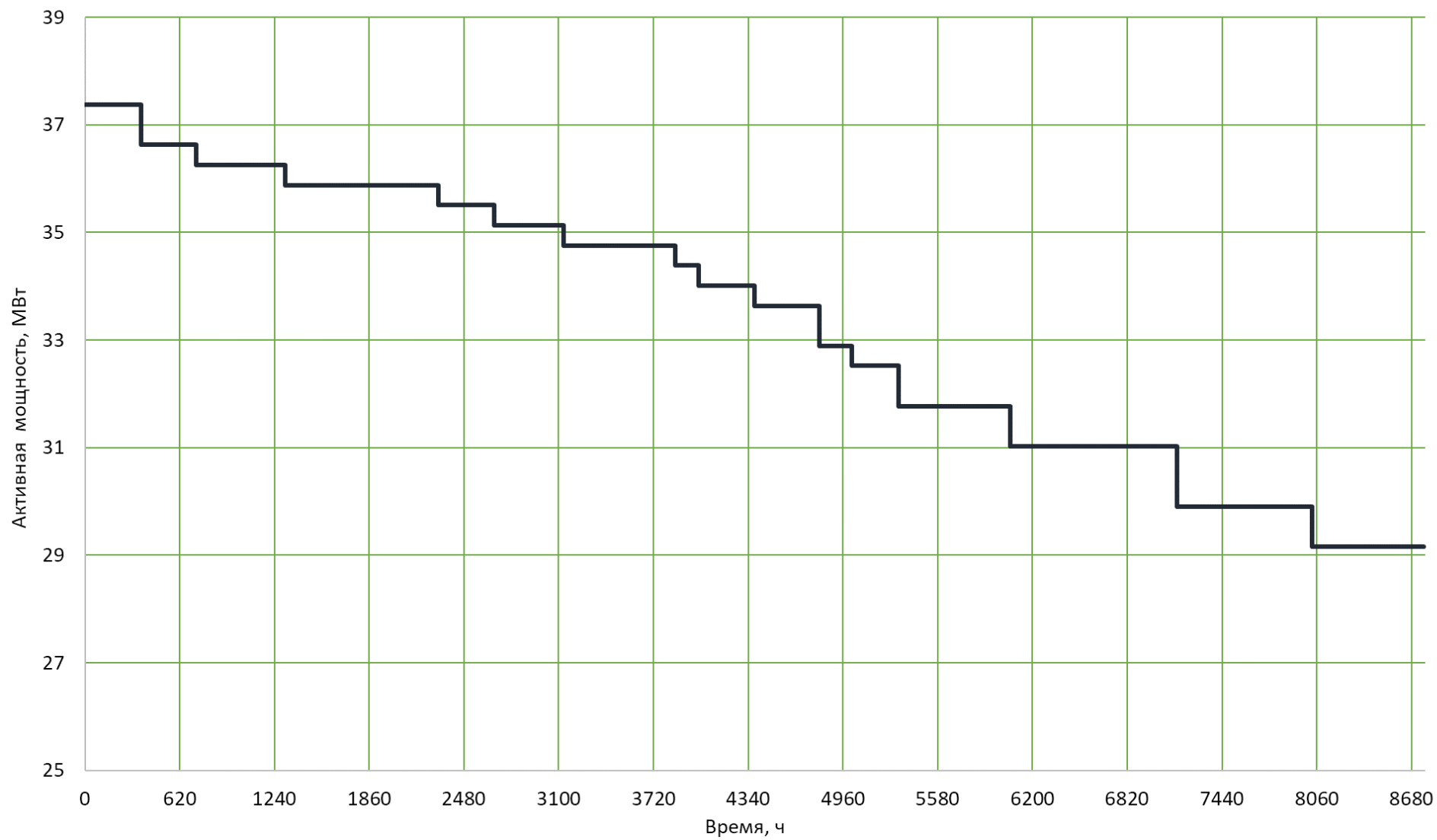


Рисунок 5 - Годовой график активной мощности

Значение коэффициента заполнения полученное в выражении (14) показывает, что годовой график нагрузки подстанции имеет высокую степень заполнения, т.е. нагрузка подстанции относительно равномерная в течении года, что в том числе, характерно для потребителей с неизменным характером электропотребления, которые могут иметь только определённые сезонные колебания в потреблении электрической энергии.

1.3 Определение перспективной мощности подстанции

Программой развития энергетики Омской области предусмотрено проведение реконструкции подстанции «Куйбышевская» 110/10/10 кВ. Это обусловлено необходимостью предотвращения превышения длительно-допустимой токовой перегрузки (ДДТП) и аварийной-длительной токовой перегрузки (АДТП) на подстанции при подключении новых потребителей. Поэтому для проведения реконструкции подстанции необходимо определить перспективную нагрузку для выбора силовых трансформаторов оптимальной мощности способных обеспечить качественное и надежное электроснабжение потребителей подстанции [26].

В таблице 3 и на рисунке 6 представлены данные текущего и прогнозируемого потребления электрической энергии в энергосистеме Омской области по данным ОАО «Системный оператор ЕЭС России» [3].

Для данных электропотребления определены значения годового темпа прироста по выражению:

$$T_{\text{пр.}}^{\text{год}} = \frac{W_{i-k} - W_i}{W_{i-k}} \cdot 100 \quad (15)$$

где W_{i-k} – значение годового потребления электрической энергии в энергосистеме в предыдущем году, млн кВт·ч;

W_i – значение годового потребления электрической энергии в энергосистеме в текущем году, млн кВт·ч.

Таблица 3 – Показатели текущего и прогнозируемого электропотребления энергосистемы Омской области

Показатель	Год											
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Потребление электрической энергии, млн кВт ч	10807	11015	10681	10350	10976	11021	11082	11187	11223	11255	11276	11324
Годовой темп прироста, %	-0,51	1,92	-3,03	-3,10	6,05	0,41	0,55	0,95	0,32	0,29	0,19	0,43
Среднегодовая мощность, МВт	1233,68	1257,42	1219,29	1181,51	1252,97	1258,11	1265,07	1277,05	1281,16	1284,82	1287,21	1292,69

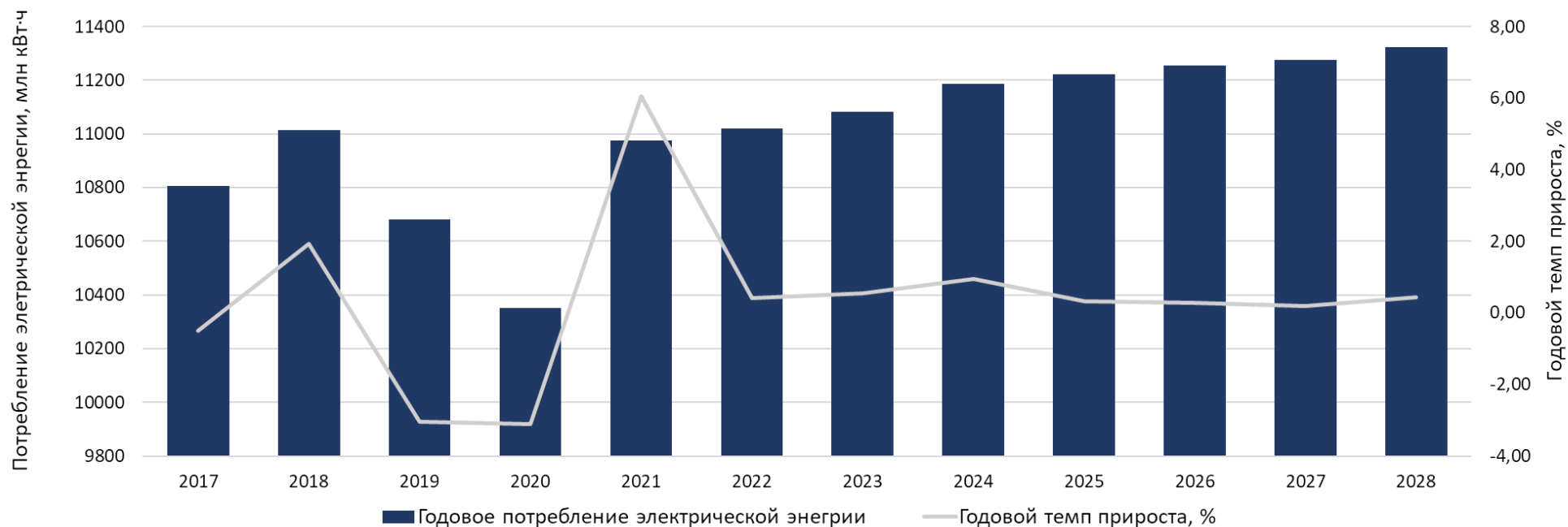


Рисунок 6 - Электропотребления энергосистемы Омской области в период с 2017 по 2028 года

Используя определенные по выражению (15) значения годовых темпов прироста составим прогнозный график роста нагрузки подстанции «Куйбышевская». Значение мощности подстанции определим согласно выражения:

$$S_i = \frac{T_{\text{пр.}i}}{100} \cdot S_{i-k} + S_{i-k} \quad (16)$$

где $T_{\text{пр.}i}$ – значение темпа прироста в i -й год, %;

S_{i-k} – значение мощности подстанции в год предыдущий i -у, МВА.

По (16) в 2024 году мощность потребителей подстанции «Куйбышевская» составит:

$$S_{2024} = \frac{T_{\text{пр.}2024}}{100} \cdot S_{\text{макс ПС}}^{\text{персп.}} + S_{\text{макс ПС}}^{\text{персп.}} \quad (17)$$

$$S_{2024} = \frac{0,95}{100} \cdot 41,996 + 41,996 = 42,395 \text{ (МВА)}$$

По выражению (16) выполним расчеты мощности потребителей подстанции до 2028 года используя значения годовых темпов прироста из таблицы 3, по аналогии с расчетами выполненными в выражении (17). Полученные значения занесем в таблицу 4 и отобразим на графике, представленном на рисунке 7.

Таблица 4 - Значения прогнозируемой мощности потребителей подстанции

Показатель	Год						
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Мощность потребителей подстанции, МВА	0,41	0,55	0,95	0,32	0,29	0,19	0,43
Годовой темп прироста, %	41,77	42,00	42,39	42,53	42,65	42,73	42,75

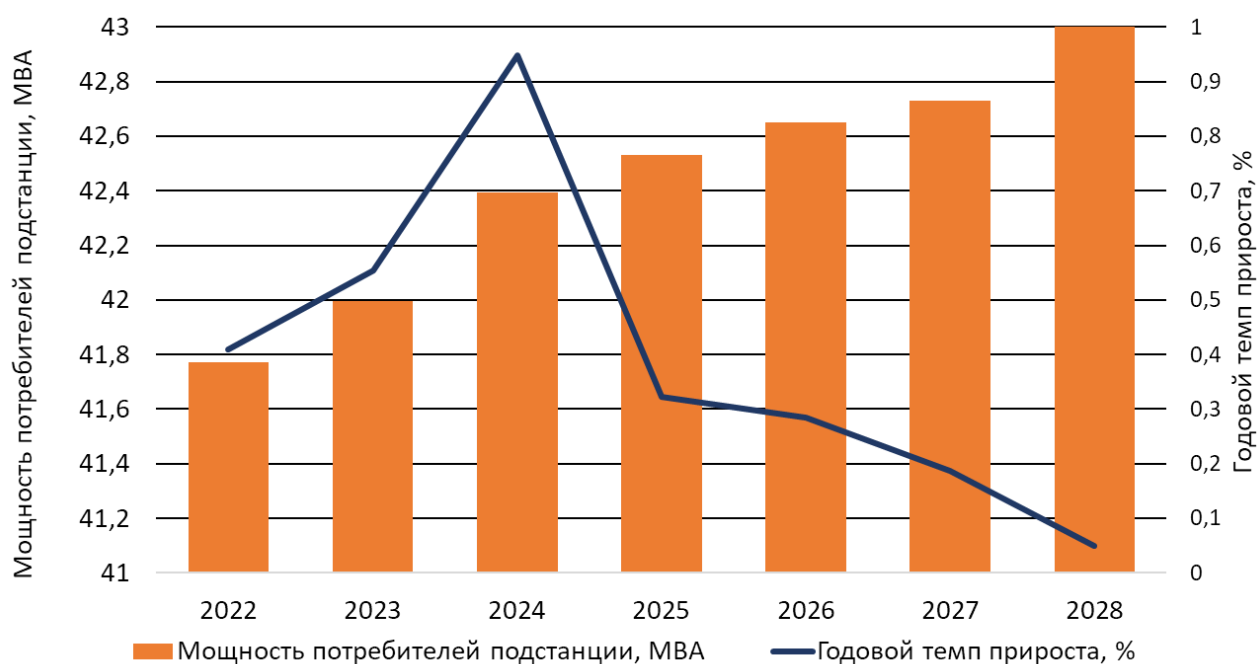


Рисунок 7 – Мощность потребителей подстанции в период с 2022 по 2028 года

Полученные значения полной мощности будут использованы при выборе силовых трансформаторов подстанции «Куйбышевская».

1.4 Описание схемы подстанции «Куйбышевская»

Как было определено ранее на подстанции «Куйбышевская» установлено два силовых трансформатора марок ТРДН 40000/110/10/10. Данный трансформатор имеет расщепленную обмотку низкого напряжения, что в свою очередь, обуславливает компоновку распределительного устройства низкого напряжения. Так схема РУ-10 кВ на подстанции выполнена по типовой схеме 10(6) – 3 «Четыре одиночные секционированные выключателями системы шин» [11].

Так как подстанция «Куйбышевская» получает питание по отпайкам от двух линий 110 кВ «ТЭЦ-5 – Фрунзенская», то схема распределительного устройства высокого напряжения (110 кВ) на подстанции выполнена по типовой схеме 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической

перемычкой со стороны линии» [11]. Общий вид схемы подстанции «Куйбышевская» представлен на рисунке 8 [1].

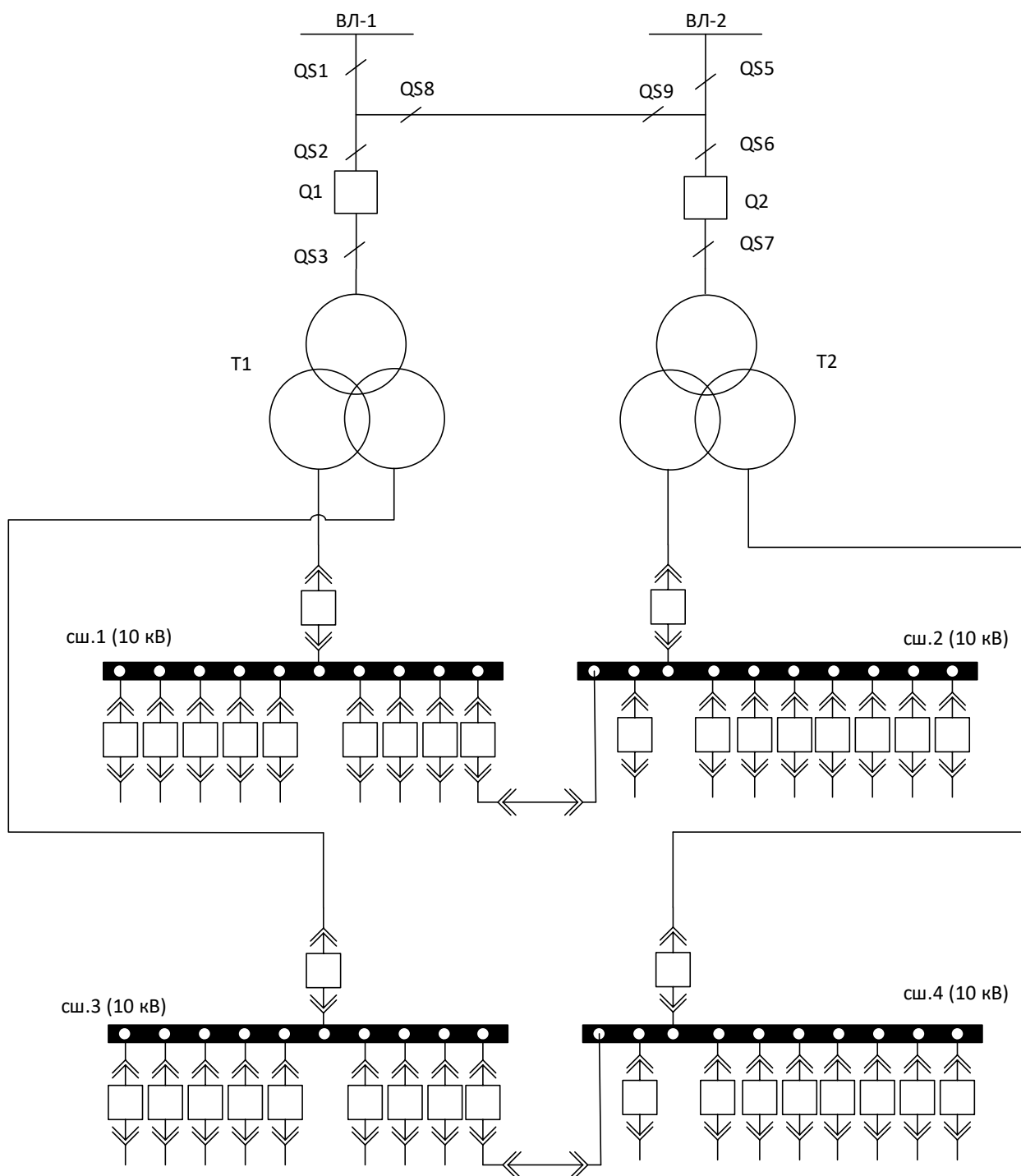


Рисунок 8 - Общий вид схемы подстанции «Куйбышевская»

При проведении реконструкции не планируется выполнять изменение схемы подстанции как на напряжении 110 кВ, так и на напряжении 10 кВ, так

как питание со стороны 110 кВ после реконструкции будет также осуществляться от двух отпаяк.

Рассмотрим компоновку подстанции «Куйбышевская» (рисунок 9) и определим размеры подстанции и размеры распределительных устройств.



Рисунок 9 - Компоновка подстанции «Куйбышевская»

Согласно рисунку 9 размеры подстанции «Куйбышевская» 50×65 м, размеры открытого распределительного устройства 42×42 м, размеры закрытого распределительного устройства 39×12,5 м, размеры территории установки силовых трансформаторов 31×9 м. Площадь территории подстанции $S_{\text{ПС}} = 3250 \text{ м}^2$, площадь ОРУ 110 кВ $S_{\text{ПС.ОРУ}} = 1764 \text{ м}^2$, площадь ЗРУ 10 кВ $S_{\text{ПС.ЗРУ}} = 487,5 \text{ м}^2$, площадь территории на которой установлены силовые трансформаторы $S_{\text{ПС.СТ}} = 279 \text{ м}^2$.

Выводы по разделу 1. Представлены результаты анализа объекта ВКР – подстанции 110/10 кВ «Куйбышевская». Определено месторасположения подстанции «Куйбышевская» - Центральный округ г. Омска, в границах ул. 10 лет Октября, ул. 1-й Заречной и ул. Универсальной. Установлено, что подстанция «Куйбышевская» связана с энергосистемой по двум воздушным линиям электропередачи, выполненных отпайками от ВЛ «ТЭЦ-5 – Фрунзенская» -1 и ВЛ «ТЭЦ-5 – Фрунзенская» -2. Протяженность линий до ТЭЦ-5 составляет 2,6 км. Кроме того, проведенный анализ подстанции «Куйбышевская» позволил установить, что на подстанции установлено два силовых трансформатора марки ТРДН 40000/110/10/10. Трансформатор Т1 на подстанции «Куйбышевская» был введен в эксплуатацию в 1983 году, а трансформатор Т2 введен в эксплуатацию в 1976 году. Установлено, что на сегодняшний момент трансформатор Т1 имеет индекс технического состояния $ИТС_{Т1} = 71$, а трансформатор Т2 имеет $ИТС_{Т2} = 73$. Данные показатели ИТС характеризуются как «хорошее» техническое состояние, однако значения ИТС для обоих трансформаторов близки к переходу в состояние «удовлетворительное».

Анализ подстанции «Куйбышевская» позволил определить, что схема распределительного устройства 110 кВ выполнена по типовой схеме 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии», а схема распределительного устройства 10 кВ выполнена по типовой схеме 10(6) – 3 «Четыре одиночные секционированные выключателями системы шин».

Для подстанции «Куйбышевская» установлено, что максимальное значение зафиксированной мощности составляет 41,77 (МВА). Определены суточные графики нагрузок подстанции, а также составлены годовые упорядоченные графики полной и активной мощностей подстанции «Куйбышевская». Определены перспективные нагрузки подстанции на период до 2028 года.

2 Выбор трансформаторов

2.1 Определение типа и числа трансформаторов подстанции после реконструкции

Подстанция «Куйбышевская», как было определено ранее в первом разделе выпускной квалификационной работы, расположена в г. Омск и потребителей различной категории надежности. Исходя из полученного значения максимальной мощности подстанции «Куйбышевская», равной 38,87 (МВА) определим типы трансформаторов, которые могут быть использованы на подстанции после реконструкции.

Для определения типа трансформатора необходимо использовать следующие данные [16]:

- Номинальное значение напряжения линии, связывающей реконструируемую подстанцию с электроэнергетической системой;
- Номинальное напряжение, на которое рассчитаны потребители подстанции;
- Мощность силового трансформатора.

Исходя из определенных критериев для подстанции «Куйбышевская» необходимо определить расчетную мощность трансформатора. Расчетная мощность определяется исходя из максимальной мощности подстанции, а также числа устанавливаемых на подстанции трансформаторов. Для подстанции «Куйбышевская» принято использовать такое же число трансформаторов, как и до реконструкции, т.е. два силовых трансформатора. Это, в первую очередь, определяется категориями надежности потребителей и высокой мощностью подстанции. Расчетное значение трансформаторов определим по выражению:

$$S_{\text{тр}}^{\text{расч}} = \frac{S_{\text{max ПС}}^{\text{персп.}}}{K_{\text{дл.доп.пер.}}(n - 1)} \quad (18)$$

где $S_{\max \text{ ПС}}^{\text{персп.}}$ – перспективная нагрузка реконструируемой подстанции, МВА;

$K_{\text{дл.доп.пер.}}$ – коэффициент длительно допустимой перегрузки одного трансформатора подстанции, принимаем $K_{\text{дл.доп.пер.}} = 1$;

n – число трансформаторов, установленных на подстанции, шт.

Для подстанции «Куйбышевская» не целесообразно использование одного трансформатора, а также больше двух трансформаторов согласно [23] и [22]. Поэтому на подстанции будем использовать два силовых трансформатора. Определим расчетную мощность одного трансформатора по выражению (18) и на основании данных таблицы 4. Расчет выполним для 2023 года:

$$S_{\text{тр.2023}}^{\text{расч}} = \frac{S_{\max \text{ ПС.2023}}^{\text{персп.}}}{K_{\text{дл.доп.пер.}}(n - 1)} = \frac{41,77}{1,0 \cdot (2 - 1)} = 41,77 \text{ (МВА)} \quad (19)$$

По аналогии с (19) используя выражение (18) и данные таблицы 4 определим расчетную мощность трансформаторов на период до 2028 года, все данные занесем в таблицу 5.

Таблица 5 – Расчетная мощность трансформаторов с учетом прогнозируемого роста нагрузок

Показатель	Год						
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Мощность потребителей подстанции, МВА	41,77	42,00	42,39	42,53	42,65	42,73	42,75
Годовой темп прироста, %	0,41	0,55	0,95	0,32	0,29	0,19	0,43
Расчетная мощность трансформатора, МВА	41,77	42,00	42,39	42,53	42,65	42,73	42,75

Исходя из расчетных значений мощности трансформаторов, представленных в таблице 5 воспользуемся каталогами производителей

трансформаторного оборудования [10] и [25], а также документами [8] и [9] для определения типа и мощности трансформаторов исходя из условия:

$$S_{\text{тр}}^{\text{расч}} \leq S_{\text{тр.ном}}^{\text{кат}} \quad (20)$$

где $S_{\text{тр.ном}}^{\text{кат}}$ – номинальная мощность трансформатора, представленная в каталоге производителя, МВА.

Для значения полученного в (19) из каталогов производителей удовлетворяют следующие мощности трансформаторов:

$$41,77 < 63 \text{ (МВА)} \quad (21)$$

$$41,77 < 80 \text{ (МВА)} \quad (22)$$

Двухобмоточные трансформаторы с номинальными мощностями 63 МВА и 80 МВА выполняются с расщепленной обмоткой низкого напряжения, с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха. Поэтому для установки на подстанции «Куйбышевская» будем рассматривать трансформаторы ТРДН 63000/110/10/10 и ТРДН 80000/110/10/10.

2.2 Определение возможности установки трансформаторов ТРДН 63000/110/10/10

Согласно [23] и [22] определим паспортные данные трансформатора марки ТРДН 63000/110/10/10. Паспортные данные сведем в таблицу 6.

Определим коэффициент загрузки трансформатора ТРДН 110/10/10 при установке на подстанции с учетом данных таблицы 5 для 2023 года:

$$K_{\text{загр.тр.}}^{2023} = \frac{S_{\text{max ПС.2023}}^{\text{персп.}}}{S_{\text{тр.ном}}^{\text{кат}}} = \frac{41,77}{63} = 0,66 \quad (23)$$

Таблица 6 - Паспортные данные трансформатора ТРДН 63000/110/10/10

Марка	Номинальная мощность, МВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Напряжение КЗ, %				Ток XX, %	Потери КЗ, кВт	Потери XX, кВт
		ВН	НН1, НН2	ВН-НН	ВН-НН1	ВН-НН2	НН1-НН2			
ТРДН	63	115	11, 11	10,5	20	20	30	0,1	245	29,5

По паспортным данным трансформатора ТРДН 63000/110/10/10 (таблица б) и методике представленной в [6] определим оптимальный коэффициент загрузки:

$$K_{\text{загр.тр.}}^{\text{опт.}} = \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{XX}}}{\Delta P_{\text{КЗ}}}} = \sqrt{\frac{29,5}{245}} = 0,347 \quad (24)$$

Таким образом для трансформатора ТРДН 63000/110/10/10 оптимальным является коэффициент загрузки равный 0,347, что означает минимум потерь мощности в трансформаторе при работе с этим коэффициентом загрузки.

Так как на подстанции установлено два трансформатора, принимая во внимание равномерное распределение мощности между ними получим, что каждый из трансформаторов работает с загрузкой:

$$K_{\text{загр.ПС.}}^{2023} = \frac{S_{\text{max ПС.2023}}^{\text{персп.}}}{n \cdot S_{\text{тр.ном}}^{\text{кат}}} = \frac{41,77}{2 \cdot 63} = 0,33 \quad (25)$$

По (25) определим коэффициент загрузки трансформаторов подстанции на период до 2028 года, данные сведем в таблицу 7.

Таблица 7 – Коэффициент загрузки подстанции с учетом прогнозного роста нагрузки при установке трансформатора ТРДН 63000/110

Показатель	Год						
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Мощность потребителей подстанции, МВА	41,77	42,00	42,39	42,53	42,65	42,73	42,75
Годовой темп прироста, %	0,41	0,55	0,95	0,32	0,29	0,19	0,43
Оптимальный коэффициент загрузки трансформатора	0,347						
Расчетное значение коэффициента загрузки подстанции	0,33	0,33	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
Отклонение расчетного коэффициента загрузки от оптимального	0,04	0,04	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02

Данные таблицы 7 показывают, что при использовании на подстанции «Куйбышевская» трансформаторов марки ТРДН 63000/110/10/10 коэффициент загрузки приблизится к оптимальному только к 2026 году. Данный срок попадает по период действия программы развития энергетики Омской области 2028 года. Поэтому оценим величину приведенных затрат при установке на подстанции «Куйбышевская» двух трансформаторов марки ТРДН 63000/110/10/10 в 2026 году.

Используя методики представленные в [21] и [20] выполним расчет приведенных затрат на установку трансформатора ТРДН 63000/110/10/10 на подстанции «Куйбышевская».

Коэффициент загрузки для обмотки высокого напряжения ($K_{\text{загр.ВН}}$) и обмоток низкого напряжения ($K_{\text{загр.НН1}}$ и $K_{\text{загр.НН2}}$) учитывая, что $K_{\text{загр.НН1}} = K_{\text{загр.НН2}}$:

$$K_{\text{загр.ВН}} = \frac{S_{\text{max ПС.2026}}^{\text{персп.}}}{S_{\text{тр.ном}}^{\text{кат}}} = \frac{42650}{63000} = 0,67 \quad (26)$$

$$K_{\text{загр.НН1}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{S_{\text{max ПС.2026}}^{\text{персп.}}}{S_{\text{тр.ном}}^{\text{кат}}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{42650}{63000} = 0,34 \quad (27)$$

где $S_{\text{max ПС.2026}}^{\text{персп.}}$ – прогнозируемая мощность потребителей подстанции в 2026 году, по данным таблицы 7, кВА;

$S_{\text{тр.ном}}^{\text{кат}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.

Реактивная мощность холостого хода:

$$Q_{\text{xx}} = \frac{i_{\text{xx.}\%}}{100} \cdot S_{\text{тр.ном}}^{\text{кат}} = \frac{0,1}{100} \cdot 63000 = 63 \text{ (квар)} \quad (28)$$

Нагрузочные потери трансформатора:

$$\Delta P'_{\text{xx.Т}} = \Delta P_{\text{xx}} + 0,05 \cdot Q_{\text{xx}} = 29,5 + 0,05 \cdot 63 = 32,65 \text{ (кВт)} \quad (29)$$

Напряжение короткого замыкания обмотки ВН ($U_{\text{кз.ВН}}$) и обмоток НН1 и НН2 ($U_{\text{кз.НН1}}, U_{\text{кз.НН2}}$) учитывая, что $U_{\text{кз.НН1}} = U_{\text{кз.НН2}}$:

$$U_{\text{кз.ВН}} = 0,125 \cdot u_{\text{кз.}\%} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,13 \text{ (\%)} \quad (30)$$

$$U_{\text{кз.НН1}} = 1,75 \cdot u_{\text{кз.}\%} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375 \text{ (\%)} \quad (31)$$

Потери реактивной мощности обмотки ВН ($Q_{\text{кз.ВН}}$) и обмоток НН1 и НН2 ($Q_{\text{кз.НН1}}, Q_{\text{кз.НН2}}$) учитывая, что $Q_{\text{кз.НН1}} = Q_{\text{кз.НН2}}$:

$$Q_{\text{кз.ВН}} = \frac{U_{\text{кз.ВН}}}{100} \cdot S_{\text{тр.ном}}^{\text{кат}} = \frac{1,13}{100} \cdot 63000 = 711,9 \text{ (квар)} \quad (32)$$

$$Q_{\text{кз.НН1}} = \frac{U_{\text{кз.НН1}}}{100} \cdot S_{\text{тр.ном}}^{\text{кат}} = \frac{18,375}{100} \cdot 63000 = 11576,25 \text{ (квар)} \quad (33)$$

Потери активной мощности для обмоток НН1 и НН2 ($P_{\text{кз.НН1}}, P_{\text{кз.НН2}}$) учитывая, что $\Delta P_{\text{кз.НН1}} = \Delta P_{\text{кз.НН2}}$:

$$\Delta P_{\text{кз.НН1}} = \Delta P_{\text{кз.НН2}} = 2 \cdot \Delta P_{\text{кз}} = 2 \cdot 245 = 490 \text{ (кВт)} \quad (34)$$

Потери активной мощности для обмотки ВН принимаем $\Delta P_{\text{кз.ВН}} = 0$.

Нагрузочные потери в обмотке ВН:

$$\Delta P'_{\text{кз.ВН}} = \Delta P_{\text{кз.ВН}} + 0,05 \cdot Q_{\text{кз.ВН}} = 0 + 0,05 \cdot 711,9 = 35,595 \text{ (кВт)} \quad (35)$$

Нагрузочные потери для обмоток НН1 и НН2 ($\Delta P'_{\text{кз.НН1}}, \Delta P'_{\text{кз.НН2}}$) учитывая, что $\Delta P'_{\text{кз.НН1}} = \Delta P'_{\text{кз.НН2}}$:

$$\begin{aligned} \Delta P'_{\text{кз.НН1}} &= \Delta P_{\text{кз.НН1}} + 0,05 \cdot Q_{\text{кз.НН1}}, \\ \Delta P'_{\text{кз.НН1}} &= 490 + 0,05 \cdot 11576,25 = 1068,8 \text{ (квар)} \end{aligned} \quad (36)$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\begin{aligned} P'_T &= \Delta P'_{\text{хх.Т}} + K_{\text{загр.ВН}}^2 \cdot \Delta P'_{\text{кз.ВН}} + K_{\text{загр.НН1}}^2 \cdot \Delta P'_{\text{кз.НН1}} + \\ &\quad + K_{\text{загр.НН2}}^2 \cdot \Delta P'_{\text{кз.НН2}}; \\ P'_T &= 32,65 + 0,67^2 \cdot 35,595 + 0,34^2 \cdot 1068,8 + 0,34^2 \cdot 1068,8; \\ P'_T &= 295,7 \text{ (кВт)} \end{aligned} \quad (37)$$

Потери электрической энергии на подстанции:

$$\Delta W_{\text{ПС}} = \sum_{i=1}^n \Delta W_{\text{хх.}i} + \sum_{i=1}^n \Delta W_{\text{кз.}i} \quad (38)$$

где n – количество ступеней на годовом графике нагрузки;

$\Delta W_{\text{хх.}i}$ – потери электрической энергии для режима холостого хода на i -й ступени годового графика активной мощности, кВт·ч;

$\Delta W_{кз.i}$ – потери электрической энергии для режима короткого замыкания на i -й ступени годового графика активной мощности, кВт·ч.

Потери электрической энергии для режима холостого хода на i -й ступени годового графика активной мощности определяются выражением:

$$\Delta W_{xx.i} = \sum_{i=1}^n m_i \cdot \Delta P'_{xx.T} \cdot t_i \quad (39)$$

где n – количество ступеней на годовом графике нагрузки;

m – число трансформаторов, работающих на i -й ступени годового графика нагрузок;

$\Delta P'_{xx.T}$ - нагрузочные потери холостого хода трансформатора, кВт;

t_i – продолжительность i -й ступени годового графика нагрузок, ч.

Потери электрической энергии для режима короткого замыкания на i -й ступени годового графика активной мощности определяются выражением, все используемые значения были определены ранее:

$$\begin{aligned} \Delta W_{кз.i} = & \sum_{i=1}^n \frac{\Delta P'_{кз.ВН} \cdot K_{загр.ВН.i}^2 \cdot t_i}{m_i} + \sum_{i=1}^n \frac{\Delta P'_{кз.НН1} \cdot K_{загр.НН1.i}^2 \cdot t_i}{m_i} + \\ & + \sum_{i=1}^n \frac{\Delta P'_{кз.НН2} \cdot K_{загр.НН2.i}^2 \cdot t_i}{m_i} \end{aligned} \quad (40)$$

Значение числа трансформаторов (m) работающих на ступени годового графика нагрузки определяется не только схемой подстанции, но и значением потребляемой мощности. Допускается вывод одного трансформатора из работы при условии, что потребляемая мощность на подстанции снижается ниже экономически эффективной мощности:

$$S_{\text{Э.ПС}} = S_{\text{тр.ном}}^{\text{кат}} \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{xx}} \cdot m \cdot (m - 1)}{\Delta P_{\text{кз}}}} \quad (41)$$

$$S_{\text{Э.ПС}} = 63000 \cdot \sqrt{\frac{29,5 \cdot 2 \cdot (2 - 1)}{245}} = 30916 \text{ (кВА)}$$

По значению полученному в (41) можно сделать обоснованный вывод, что отключение одного трансформатора, при установке на подстанции «Куйбышевская» двух трансформаторов марки ТРДН 63000/110/10/10 экономически не целесообразно. Поэтому на каждой ступени годового графика нагрузки подстанции оба трансформатора будут постоянно находиться в работе.

Расчеты потерь электрической энергии, по выражениям (26), (27), (38), (39), (40), (41), а также используя значения полученные в (29), (35) и (36) выполним с использованием инструментов MS EXCEL. Результаты расчетов сведем в таблицу 8.

Затраты на оплату потерь электрической энергии при установке на подстанции двух трансформаторов ТРДН 63000/110/10/10:

$$Z_{\text{ээ}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{э}} = 1487620,927 \cdot 1,96 = 2915737 \text{ (руб)} \quad (42)$$

где $C_{\text{э}}$ – стоимость потерь электрической энергии [24], $\frac{\text{руб}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$.

Затраты на оплату годовых отчислений на трансформаторы:

$$Z_{\text{г.о}} = p_{\text{сум}} \cdot K \cdot m = 0,094 \cdot 106000000 \cdot 2 = 19928000 \text{ (руб)} \quad (43)$$

где K – стоимость одного трансформатора марки ТРДН 63000/110, руб;

m – число трансформаторов, шт.

Таблица 8 - Результаты расчета нагрузочных потерь электрической энергии

i	$t_i, \text{ч}$	S_i^{2026}, MBA	m	$K_{\text{загр.ВН}}$	$K_{\text{загр.НН1}}$	$K_{\text{загр.НН2}}$	$\Delta W_{\text{xx},i}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	$\Delta W_{\text{кз.ВН},i}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	$\Delta W_{\text{кз.НН1},i}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	$\Delta W_{\text{кз.НН2},i}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	213	42,65	2	0,676984127	0,338492063	0,338492063	13908,9	1737,383038	13041,9651	13041,9651
2	152	42,65	2	0,676984127	0,338492063	0,338492063	9925,6	1239,822637	9306,94223	9306,94223
3	213	41,797	2	0,663444444	0,331722222	0,331722222	13908,9	1668,58267	12525,50328	12525,50328
4	152	41,797	2	0,663444444	0,331722222	0,331722222	9925,6	1190,725661	8938,387318	8938,387318
5	213	41,3705	2	0,656674603	0,328337302	0,328337302	13908,9	1634,7037	12271,18496	12271,18496
6	213	41,3705	2	0,656674603	0,328337302	0,328337302	13908,9	1634,7037	12271,18496	12271,18496
7	152	41,3705	2	0,656674603	0,328337302	0,328337302	9925,6	1166,549119	8756,901944	8756,901944
8	213	40,944	2	0,649904762	0,324952381	0,324952381	13908,9	1601,172208	12019,47504	12019,47504
9	213	40,944	2	0,649904762	0,324952381	0,324952381	13908,9	1601,172208	12019,47504	12019,47504
10	213	40,944	2	0,649904762	0,324952381	0,324952381	13908,9	1601,172208	12019,47504	12019,47504
11	213	40,944	2	0,649904762	0,324952381	0,324952381	13908,9	1601,172208	12019,47504	12019,47504
12	152	40,944	2	0,649904762	0,324952381	0,324952381	9925,6	1142,620543	8577,277959	8577,277959
13	213	40,5175	2	0,643134921	0,32156746	0,32156746	13908,9	1567,988192	11770,3735	11770,3735
14	152	40,5175	2	0,643134921	0,32156746	0,32156746	9925,6	1118,93993	8399,515363	8399,515363
15	152	40,091	2	0,636365079	0,31818254	0,31818254	9925,6	1095,507282	8223,614155	8223,614155
16	152	40,091	2	0,636365079	0,31818254	0,31818254	9925,6	1095,507282	8223,614155	8223,614155
17	152	40,091	2	0,636365079	0,31818254	0,31818254	9925,6	1095,507282	8223,614155	8223,614155
18	213	39,6645	2	0,629595238	0,314797619	0,314797619	13908,9	1502,662589	11279,99561	11279,99561
19	213	39,6645	2	0,629595238	0,314797619	0,314797619	13908,9	1502,662589	11279,99561	11279,99561
20	152	39,6645	2	0,629595238	0,314797619	0,314797619	9925,6	1072,322599	8049,574335	8049,574335
21	152	39,6645	2	0,629595238	0,314797619	0,314797619	9925,6	1072,322599	8049,574335	8049,574335
22	152	39,238	2	0,622825397	0,311412698	0,311412698	9925,6	1049,38588	7877,395904	7877,395904
23	213	38,8115	2	0,616055556	0,308027778	0,308027778	13908,9	1438,726894	10800,0513	10800,0513
24	152	38,8115	2	0,616055556	0,308027778	0,308027778	9925,6	1026,697126	7707,078861	7707,078861
25	213	38,385	2	0,609285714	0,304642857	0,304642857	13908,9	1407,280261	10563,99173	10563,99173

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
26	213	38,385	2	0,609285714	0,304642857	0,304642857	13908,9	1407,280261	10563,99173	10563,99173	
27	213	37,532	2	0,595746032	0,297873016	0,297873016	13908,9	1345,429424	10099,69777	10099,69777	
28	152	37,1055	2	0,58897619	0,294488095	0,294488095	9925,6	938,4217542	7044,424574	7044,424574	
29	152	37,1055	2	0,58897619	0,294488095	0,294488095	9925,6	938,4217542	7044,424574	7044,424574	
30	213	36,2525	2	0,575436508	0,287718254	0,287718254	13908,9	1255,259245	9422,819784	9422,819784	
31	213	36,2525	2	0,575436508	0,287718254	0,287718254	13908,9	1255,259245	9422,819784	9422,819784	
32	152	36,2525	2	0,575436508	0,287718254	0,287718254	9925,6	895,7718555	6724,265761	6724,265761	
33	152	36,2525	2	0,575436508	0,287718254	0,287718254	9925,6	895,7718555	6724,265761	6724,265761	
34	213	35,3995	2	0,561896825	0,280948413	0,280948413	13908,9	1196,883175	8984,609757	8984,609757	
35	213	35,3995	2	0,561896825	0,280948413	0,280948413	13908,9	1196,883175	8984,609757	8984,609757	
36	213	35,3995	2	0,561896825	0,280948413	0,280948413	13908,9	1196,883175	8984,609757	8984,609757	
37	152	35,3995	2	0,561896825	0,280948413	0,280948413	9925,6	854,1138148	6411,552502	6411,552502	
38	152	35,3995	2	0,561896825	0,280948413	0,280948413	9925,6	854,1138148	6411,552502	6411,552502	
39	152	35,3995	2	0,561896825	0,280948413	0,280948413	9925,6	854,1138148	6411,552502	6411,552502	
40	213	34,12	2	0,541587302	0,270793651	0,270793651	13908,9	1111,925144	8346,857663	8346,857663	
41	213	34,12	2	0,541587302	0,270793651	0,270793651	13908,9	1111,925144	8346,857663	8346,857663	
42	152	34,12	2	0,541587302	0,270793651	0,270793651	9925,6	793,4864879	5956,443027	5956,443027	
43	152	34,12	2	0,541587302	0,270793651	0,270793651	9925,6	793,4864879	5956,443027	5956,443027	
44	152	34,12	2	0,541587302	0,270793651	0,270793651	9925,6	793,4864879	5956,443027	5956,443027	
45	213	33,267	2	0,528047619	0,26402381	0,26402381	13908,9	1057,02384	7934,731566	7934,731566	
46	213	33,267	2	0,528047619	0,26402381	0,26402381	13908,9	1057,02384	7934,731566	7934,731566	
47	152	33,267	2	0,528047619	0,26402381	0,26402381	9925,6	754,3080925	5662,343653	5662,343653	
48	152	33,267	2	0,528047619	0,26402381	0,26402381	9925,6	754,3080925	5662,343653	5662,343653	
Суммарные значения							572028	57176,87038	429208,0283	429208,0283	
							$\Delta W_{\text{ПС}}$, кВт·ч	1487620,927			

Приведенные затраты:

$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{H}} \cdot K \cdot m + Z_{\text{г.о}} + Z_{\text{ээ}},$$

$$Z_{\text{пр.1}} = 0,15 \cdot 106000000 \cdot 2 + 19928000 + 2915737 \quad (44)$$

$$Z_{\text{пр.1}} = 54643737 \text{ (руб)}$$

Значение полученное в (44) будет сравниваться с аналогичным значением для трансформатора марки ТРДН 80000/110/10/10 для определения наименьшей величины.

2.3 Определение возможности установки трансформаторов ТРДН 80000/110/10/10

Согласно [23] и [22] определим паспортные данные трансформатора марки ТРДН 80000/110/10/10. Паспортные данные сведем в таблицу 9.

Таблица 9 - Паспортные данные трансформатора ТРДН 80000/110/10/10

Марка	Номинальная мощность, МВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Напряжение КЗ, %				Ток XX, %	Потери КЗ, кВт	Потери XX, кВт
		ВН	НН1, НН2	ВН-НН	ВН-НН1	ВН-НН2	НН1-НН2			
ТРДН	80	115	11, 11	10,5	20	20	36	0,1	300	38

Определим коэффициент загрузки трансформатора ТРДН 80000/110/10/10 при установке на подстанции с учетом данных таблицы 5 для 2023 года:

$$K_{\text{загр.тр.}}^{2023} = \frac{S_{\text{max ПС.2023}}^{\text{персп.}}}{S_{\text{тр.ном}}^{\text{кат}}} = \frac{41,77}{80} = 0,52 \quad (45)$$

По паспортным данным трансформатора ТРДН 80000/110/10/10 (таблица 9) и методике представленной в [6] определим оптимальный коэффициент загрузки:

$$K_{\text{загр.тр.}}^{\text{опт.}} = \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{xx}}}{\Delta P_{\text{кз}}}} = \sqrt{\frac{38}{300}} = 0,356 \quad (46)$$

Таким образом для трансформатора ТРДН 80000/110/10/10 оптимальным является коэффициент загрузки равный 0,356, что означает минимум потерь мощности в трансформаторе при работе с этим коэффициентом загрузки.

Так как на подстанции установлено два трансформатора, принимая во внимание равномерное распределение мощности между ними получим, что каждый из трансформаторов работает с загрузкой:

$$K_{\text{загр.ПС.}}^{2023} = \frac{S_{\text{max ПС.2023}}^{\text{персп.}}}{n \cdot S_{\text{тр.ном}}^{\text{кат}}} = \frac{41,77}{2 \cdot 80} = 0,26 \quad (47)$$

По (50) определим коэффициент загрузки трансформаторов подстанции на период до 2028 года, данные сведем в таблицу 10.

Таблица 10 – Коэффициент загрузки подстанции с учетом прогнозного роста нагрузки при установке трансформатора ТРДН 80000/110

Показатель	Год						
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	2	3	4	5	6	7	8
Мощность потребителей подстанции, МВА	0,41	0,55	0,95	0,32	0,29	0,19	0,43
Годовой темп прироста, %	41,77	42,00	42,39	42,53	42,65	42,73	42,75

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7	8
Оптимальный коэффициент загрузки трансформатора	0,356						
Расчетное значение коэффициента загрузки подстанции	0,26	0,26	0,26	0,27	0,27	0,27	0,27
Отклонение расчетного коэффициента загрузки от оптимального	0,27	0,24	0,24	0,23	0,23	0,23	0,23

Данные таблицы 10 показывают, что при использовании на подстанции «Куйбышевская» трансформаторов марки ТРДН 80000/110/10/10 коэффициент загрузки не приблизится к оптимальному даже в 2028 году. Величина отклонения коэффициента загрузки отличается от оптимального почти в два раза на протяжении всего прогнозируемого периода. Можно сделать вывод о том, что трансформатор марки ТРДН 80000/110/10/10 не подходит так как его мощность сильно завышена для данной подстанции. Однако, для сравнения с трансформатором ТРДН 63000/110/10/10 выполним аналогичные расчеты. Так как трансформатор ТРДН 80000/110/10/10 не достигнет оптимального коэффициента загрузки, то будем использовать данные для 2026, как было выполнено при определении возможности использования трансформатора ТРДН 63000/110.

Используя методики представленные в [21] и [20] выполним расчет приведенных затрат на установку трансформатора ТРДН 80000/110/10/10 на подстанции «Куйбышевская».

Коэффициент загрузки для обмотки высокого напряжения ($K_{\text{загр.ВН}}$) и обмоток низкого напряжения ($K_{\text{загр.НН1}}$ и $K_{\text{загр.НН2}}$) учитывая, что $K_{\text{загр.НН1}} = K_{\text{загр.НН2}}$:

$$K_{\text{загр.ВН}} = \frac{S_{\text{max ПС.2026}}^{\text{персп.}}}{S_{\text{тр.ном}}^{\text{кат}}} = \frac{42650}{80000} = 0,533 \quad (48)$$

$$K_{\text{загр.НН1}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{S_{\text{max ПС.2026}}^{\text{персп.}}}{S_{\text{тр.ном}}^{\text{кат}}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{42650}{80000} = 0,266 \quad (49)$$

где $S_{\max}^{\text{персп. ПС.2026}}$ – прогнозируемая мощность потребителей подстанции в 2026 году, по данным таблицы 10, кВА;
 $S_{\text{тр.ном}}^{\text{кат}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.

Реактивная мощность холостого хода:

$$Q_{\text{xx}} = \frac{i_{\text{xx.}\%}}{100} \cdot S_{\text{тр.ном}}^{\text{кат}} = \frac{0,1}{100} \cdot 80000 = 80 \text{ (квар)} \quad (50)$$

Нагрузочные потери трансформатора:

$$\Delta P'_{\text{xx.T}} = \Delta P_{\text{xx}} + 0,05 \cdot Q_{\text{xx}} = 38 + 0,05 \cdot 80 = 42 \text{ (кВт)} \quad (51)$$

Напряжение короткого замыкания обмотки ВН ($U_{\text{кз.ВН}}$) и обмоток НН1 и НН2 ($U_{\text{кз.НН1}}, U_{\text{кз.НН2}}$) учитывая, что $U_{\text{кз.НН1}} = U_{\text{кз.НН2}}$:

$$U_{\text{кз.ВН}} = 0,125 \cdot u_{\text{кз.}\%} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,13 \text{ (\%)} \quad (52)$$

$$U_{\text{кз.НН1}} = 1,75 \cdot u_{\text{кз.}\%} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375 \text{ (\%)} \quad (53)$$

Потери реактивной мощности обмотки ВН ($Q_{\text{кз.ВН}}$) и обмоток НН1 и НН2 ($Q_{\text{кз.НН1}}, Q_{\text{кз.НН2}}$) учитывая, что $Q_{\text{кз.НН1}} = Q_{\text{кз.НН2}}$:

$$Q_{\text{кз.ВН}} = \frac{U_{\text{кз.ВН}}}{100} \cdot S_{\text{тр.ном}}^{\text{кат}} = \frac{1,13}{100} \cdot 80000 = 904 \text{ (квар)} \quad (54)$$

$$Q_{\text{кз.НН1}} = \frac{U_{\text{кз.НН1}}}{100} \cdot S_{\text{тр.ном}}^{\text{кат}} = \frac{18,375}{100} \cdot 80000 = 14700 \text{ (квар)} \quad (55)$$

Потери активной мощности для обмоток НН1 и НН2 ($P_{\text{кз.НН1}}, P_{\text{кз.НН2}}$) учитывая, что $\Delta P_{\text{кз.НН1}} = \Delta P_{\text{кз.НН2}}$:

$$\Delta P_{\text{кз.НН1}} = \Delta P_{\text{кз.НН2}} = 2 \cdot \Delta P_{\text{кз}} = 2 \cdot 300 = 600 \text{ (кВт)} \quad (56)$$

Потери активной мощности для обмотки ВН принимаем $\Delta P_{\text{кз.ВН}} = 0$.

Нагрузочные потери в обмотке ВН:

$$\Delta P'_{\text{кз.ВН}} = \Delta P_{\text{кз.ВН}} + 0,05 \cdot Q_{\text{кз.ВН}} = 0 + 0,05 \cdot 904 = 45,2 \text{ (кВт)} \quad (57)$$

Нагрузочные потери для обмоток НН1 и НН2 ($\Delta P'_{\text{кз.НН1}}, \Delta P'_{\text{кз.НН2}}$) учитывая, что $\Delta P'_{\text{кз.НН1}} = \Delta P'_{\text{кз.НН2}}$:

$$\begin{aligned} \Delta P'_{\text{кз.НН1}} &= \Delta P_{\text{кз.НН1}} + 0,05 \cdot Q_{\text{кз.НН1}}, \\ \Delta P'_{\text{кз.НН1}} &= 600 + 0,05 \cdot 14700 = 1335 \text{ (квар)} \end{aligned} \quad (58)$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\begin{aligned} P'_T &= \Delta P'_{\text{хх.Т}} + K_{\text{загр.ВН}}^2 \cdot \Delta P'_{\text{кз.ВН}} + K_{\text{загр.НН1}}^2 \cdot \Delta P'_{\text{кз.НН1}} + \\ &\quad + K_{\text{загр.НН2}}^2 \cdot \Delta P'_{\text{кз.НН2}}; \\ P'_T &= 42 + 0,533^2 \cdot 45,2 + 0,266^2 \cdot 1335 + 0,266^2 \cdot 1335; \\ P'_T &= 243,759 \text{ (кВт)} \end{aligned} \quad (59)$$

Потери электрической энергии на подстанции:

$$\Delta W_{\text{ПС}} = \sum_{i=1}^n \Delta W_{\text{хх.}i} + \sum_{i=1}^n \Delta W_{\text{кз.}i} \quad (60)$$

где n – количество ступеней на годовом графике нагрузки;

$\Delta W_{\text{хх.}i}$ – потери электрической энергии для режима холостого хода на i -й ступени годового графика активной мощности, кВт·ч;

$\Delta W_{кз.i}$ – потери электрической энергии для режима короткого замыкания на i -й ступени годового графика активной мощности, кВт·ч.

Потери электрической энергии для режима холостого хода на i -й ступени годового графика активной мощности определяются выражением:

$$\Delta W_{xx.i} = \sum_{i=1}^n m_i \cdot \Delta P'_{xx.T} \cdot t_i \quad (61)$$

где n – количество ступеней на годовом графике нагрузки;

m – число трансформаторов, работающих на i -й ступени годового графика нагрузок;

$\Delta P'_{xx.T}$ - нагрузочные потери холостого хода трансформатора, кВт;

t_i – продолжительность i -й ступени годового графика нагрузок, ч.

Потери электрической энергии для режима короткого замыкания на i -й ступени годового графика активной мощности определяются выражением, все используемые значения были определены ранее:

$$\begin{aligned} \Delta W_{кз.i} = & \sum_{i=1}^n \frac{\Delta P'_{кз.ВН} \cdot K_{загр.ВН.i}^2 \cdot t_i}{m_i} + \sum_{i=1}^n \frac{\Delta P'_{кз.НН1} \cdot K_{загр.НН1.i}^2 \cdot t_i}{m_i} + \\ & + \sum_{i=1}^n \frac{\Delta P'_{кз.НН2} \cdot K_{загр.НН2.i}^2 \cdot t_i}{m_i} \end{aligned} \quad (62)$$

Значение числа трансформаторов (m) работающих на ступени годового графика нагрузки определяется не только схемой подстанции, но и значением потребляемой мощности. Допускается вывод одного трансформатора из работы при условии, что потребляемая мощность на подстанции снижается ниже экономически эффективной мощности:

$$S_{\text{Э.ПС}} = S_{\text{тр.ном}}^{\text{кат}} \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{xx}} \cdot m \cdot (m - 1)}{\Delta P_{\text{кз}}}} \quad (63)$$

$$S_{\text{Э.ПС}} = 80000 \cdot \sqrt{\frac{38 \cdot 2 \cdot (2 - 1)}{300}} = 40265,78 \text{ (кВА)}$$

По значению полученному в (63) можно сделать вывод, что отключение одного трансформатора, при установке на подстанции «Куйбышевская» двух трансформаторов марки ТРДН 80000/110/10/10 экономически целесообразно почти на протяжении всего года.

Расчеты потерь электрической энергии, по выражениям (48), (49), (60), (61), (62), а также используя значения полученные в (51), (57), (58) и (63) выполним с использованием инструментов MS EXCEL. Результаты расчетов сведем в таблицу 11.

Затраты на оплату потерь электрической энергии при установке на подстанции двух трансформаторов ТРДН 80000/110/10/10:

$$Z_{\text{ээ}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{э}} = 1645658,523 \cdot 1,96 = 3225490,7 \text{ (руб)} \quad (64)$$

где $C_{\text{э}}$ – стоимость потерь электрической энергии [24], $\frac{\text{руб}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$.

Затраты на оплату годовых отчислений на трансформаторы:

$$Z_{\text{г.о}} = p_{\text{сум}} \cdot K \cdot m = 0,094 \cdot 136000000 \cdot 2 = 25568000 \text{ (руб)} \quad (65)$$

где K – стоимость одного трансформатора марки ТРДН 80000/110, руб;

m – число трансформаторов, шт.

Таблица 11 - Результаты расчета нагрузочных потерь электрической энергии

i	$t_i, \text{ч}$	S_i^{2026}, MVA	m	$K_{\text{загр.ВН}}$	$K_{\text{загр.НН1}}$	$K_{\text{загр.НН2}}$	$\Delta W_{\text{xx},i}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	$\Delta W_{\text{кз.ВН},i}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	$\Delta W_{\text{кз.НН1},i}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	$\Delta W_{\text{кз.НН2},i}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	213	42,65	2	0,533125	0,266563	0,266563	17892	1368,189	10102,50279	10102,50279
2	152	42,65	2	0,533125	0,266563	0,266563	12768	976,3603	7209,297768	7209,297768
3	213	41,797	2	0,522463	0,261231	0,261231	17892	1314,009	9702,443682	9702,443682
4	152	41,797	2	0,522463	0,261231	0,261231	12768	937,6965	6923,809576	6923,809576
5	213	41,3705	2	0,517131	0,258566	0,258566	17892	1287,329	9505,444878	9505,444878
6	213	41,3705	2	0,517131	0,258566	0,258566	17892	1287,329	9505,444878	9505,444878
7	152	41,3705	2	0,517131	0,258566	0,258566	12768	918,6574	6783,22827	6783,22827
8	213	40,944	2	0,5118	0,2559	0,2559	17892	1260,923	9310,466574	9310,466574
9	213	40,944	2	0,5118	0,2559	0,2559	17892	1260,923	9310,466574	9310,466574
10	213	40,944	2	0,5118	0,2559	0,2559	17892	1260,923	9310,466574	9310,466574
11	213	40,944	2	0,5118	0,2559	0,2559	17892	1260,923	9310,466574	9310,466574
12	152	40,944	2	0,5118	0,2559	0,2559	12768	899,8137	6644,088823	6644,088823
13	213	40,5175	2	0,506469	0,253234	0,253234	17892	1234,791	9117,50877	9117,50877
14	152	40,5175	2	0,506469	0,253234	0,253234	12768	881,1652	6506,391235	6506,391235
15	152	40,091	1	0,501138	0,250569	0,250569	6384	1725,424	12740,27101	12740,27101
16	152	40,091	1	0,501138	0,250569	0,250569	6384	1725,424	12740,27101	12740,27101
17	152	40,091	1	0,501138	0,250569	0,250569	6384	1725,424	12740,27101	12740,27101
18	213	39,6645	1	0,495806	0,247903	0,247903	8946	2366,694	17475,30933	17475,30933
19	213	39,6645	1	0,495806	0,247903	0,247903	8946	2366,694	17475,30933	17475,30933
20	152	39,6645	1	0,495806	0,247903	0,247903	6384	1688,908	12470,64328	12470,64328
21	152	39,6645	1	0,495806	0,247903	0,247903	6384	1688,908	12470,64328	12470,64328
22	152	39,238	1	0,490475	0,245238	0,245238	6384	1652,783	12203,89926	12203,89926
23	213	38,8115	1	0,485144	0,242572	0,242572	8946	2265,995	16731,76513	16731,76513
24	152	38,8115	1	0,485144	0,242572	0,242572	6384	1617,048	11940,03896	11940,03896
25	213	38,385	1	0,479813	0,239906	0,239906	8946	2216,466	16366,05452	16366,05452

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
26	213	38,385	1	0,479813	0,239906	0,239906	8946	2216,466	16366,05452	16366,05452
27	213	37,532	1	0,46915	0,234575	0,234575	8946	2119,051	15646,75633	15646,75633
28	152	37,1055	1	0,463819	0,231909	0,231909	6384	1478,014	10913,43496	10913,43496
29	152	37,1055	1	0,463819	0,231909	0,231909	6384	1478,014	10913,43496	10913,43496
30	213	36,2525	1	0,453156	0,226578	0,226578	8946	1977,033	14598,11654	14598,11654
31	213	36,2525	1	0,453156	0,226578	0,226578	8946	1977,033	14598,11654	14598,11654
32	152	36,2525	1	0,453156	0,226578	0,226578	6384	1410,841	10417,43527	10417,43527
33	152	36,2525	1	0,453156	0,226578	0,226578	6384	1410,841	10417,43527	10417,43527
34	213	35,3995	1	0,442494	0,221247	0,221247	8946	1885,091	13919,22835	13919,22835
35	213	35,3995	1	0,442494	0,221247	0,221247	8946	1885,091	13919,22835	13919,22835
36	213	35,3995	1	0,442494	0,221247	0,221247	8946	1885,091	13919,22835	13919,22835
37	152	35,3995	1	0,442494	0,221247	0,221247	6384	1345,229	9932,970464	9932,970464
38	152	35,3995	1	0,442494	0,221247	0,221247	6384	1345,229	9932,970464	9932,970464
39	152	35,3995	1	0,442494	0,221247	0,221247	6384	1345,229	9932,970464	9932,970464
40	213	34,12	1	0,4265	0,21325	0,21325	8946	1751,282	12931,20357	12931,20357
41	213	34,12	1	0,4265	0,21325	0,21325	8946	1751,282	12931,20357	12931,20357
42	152	34,12	1	0,4265	0,21325	0,21325	6384	1249,741	9227,901143	9227,901143
43	152	34,12	1	0,4265	0,21325	0,21325	6384	1249,741	9227,901143	9227,901143
44	152	34,12	1	0,4265	0,21325	0,21325	6384	1249,741	9227,901143	9227,901143
45	213	33,267	1	0,415838	0,207919	0,207919	8946	1664,813	12292,7254	12292,7254
46	213	33,267	1	0,415838	0,207919	0,207919	8946	1664,813	12292,7254	12292,7254
47	152	33,267	1	0,415838	0,207919	0,207919	6384	1188,035	8772,273524	8772,273524
48	152	33,267	1	0,415838	0,207919	0,207919	6384	1188,035	8772,273524	8772,273524
Суммарные значения							480354	73904,54	545699,9923	545699,9923
							ΔW _{ПС} , кВт·ч		1645658,523	

Приведенные затраты:

$$\begin{aligned} Z_{\text{пр}} &= E_{\text{H}} \cdot K \cdot m + Z_{\text{г.о}} + Z_{\text{ээ}}, \\ Z_{\text{пр.2}} &= 0,15 \cdot 136000000 \cdot 2 + 25568000 + 3225490,7 \quad (66) \\ Z_{\text{пр.2}} &= 69593490,7 \text{ (руб)} \end{aligned}$$

Значение полученное в (44) сравним со значением полученным в (66).

$$Z_{\text{пр.1}} = 54643737 < Z_{\text{пр.2}} = 69593490,7 \quad (67)$$

Так как величина приведенных затрат при установке на подстанции «Куйбышевская» ТРДН 63000/110/10/10 ниже, чем при установке трансформаторов ТРДН 80000/110/10/10, то окончательно к установке принимаем два трансформатора марки ТРДН 63000/110/10/10.

Выводы по разделу 2.

Определены перспективные мощности потребителей подстанции на период до 2028 года, относительно которых определены расчетные мощности трансформаторов, которые могут быть установлены на подстанции. Предлагается рассмотреть два варианта установки трансформаторов с мощностью 63 МВА и 80 МВА. Двухобмоточные трансформаторы с номинальными мощностями 63 МВА и 80 МВА выполняются с расщепленной обмоткой низкого напряжения, с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха. Поэтому для установки на подстанции «Куйбышевская» рассмотрена возможность установки трансформаторов ТРДН 63000/110/10/10 и ТРДН 80000/110/10/10.

Для трансформатора ТРДН 63000/110/10/10 и ТРДН 80000/110/10/10 определены паспортные данные по каталогам производителей трансформаторного оборудования. Также определены оптимальные коэффициенты загрузки каждого из трансформаторов. Для ТРДН 63000/110 оптимальный коэффициент $K_{\text{загр.тр.}}^{\text{опт.}} = 0,347$, а для ТРДН 80000/110 $K_{\text{загр.тр.}}^{\text{опт.}} =$

0,359. По прогнозным значениям мощности потребителей подстанции определено, что при установке на подстанции трансформаторов ТРДН 63000/110 оптимальный коэффициент загрузки будет достигнут к 2026 года, а для ТРДН 80000/110 оптимальный коэффициент не будет достигнут на периоде до 2028 года.

Выполнены расчеты потерь электрической энергии для трансформаторов ТРДН 63000/110/10/10 и ТРДН 80000/110/10/10. Расчеты выполнены для прогнозного значения мощности потребителей 2026 года. Получено, что при установке трансформаторов ТРДН 80000/110 на подстанции «Куйбышевская», большую часть года один трансформатор может быть отключен. Это определено на основании значения экономической мощности подстанции «Куйбышевская». При установке трансформаторов ТРДН 63000/110 отключение трансформаторов на подстанции не целесообразно.

Получено, что на подстанции «Куйбышевская» потери электрической энергии в трансформаторах ТРДН 63000/110 составят $\Delta W_{\text{ПС}} = 1487620,927$ (кВт·ч), а в трансформаторах ТРДН 80000/1110 $\Delta W_{\text{ПС}} = 1645658,523$ (кВт·ч).

Несмотря на то, что один из трансформаторов для варианта установки ТРДН 80000/110 большую часть года был отключенным, потери электрической энергии выше, чем при установке ТРДН 63000/110.

Также определены значения приведенных затрат для варианта с трансформаторами ТРДН 63000/110 и ТРДН 80000/110. Для варианта с трансформаторами ТРДН 80000/110 величина приведенных затрат выше, чем для варианта с трансформаторами ТРДН 63000/110 поэтому окончательно к установке на подстанции «Куйбышевская» принято два трансформатора марки ТРДН 63000/110/10/10.

3 Токи короткого замыкания на подстанции после реконструкции

3.1 Трехфазные токи короткого замыкания на подстанции

Составим расчетную схему токов короткого замыкания (рисунок 10) исходя из следующих условий [12]:

- трансформаторы работают не параллельно;
- секционный выключатель на стороне 10 кВ разомкнут.

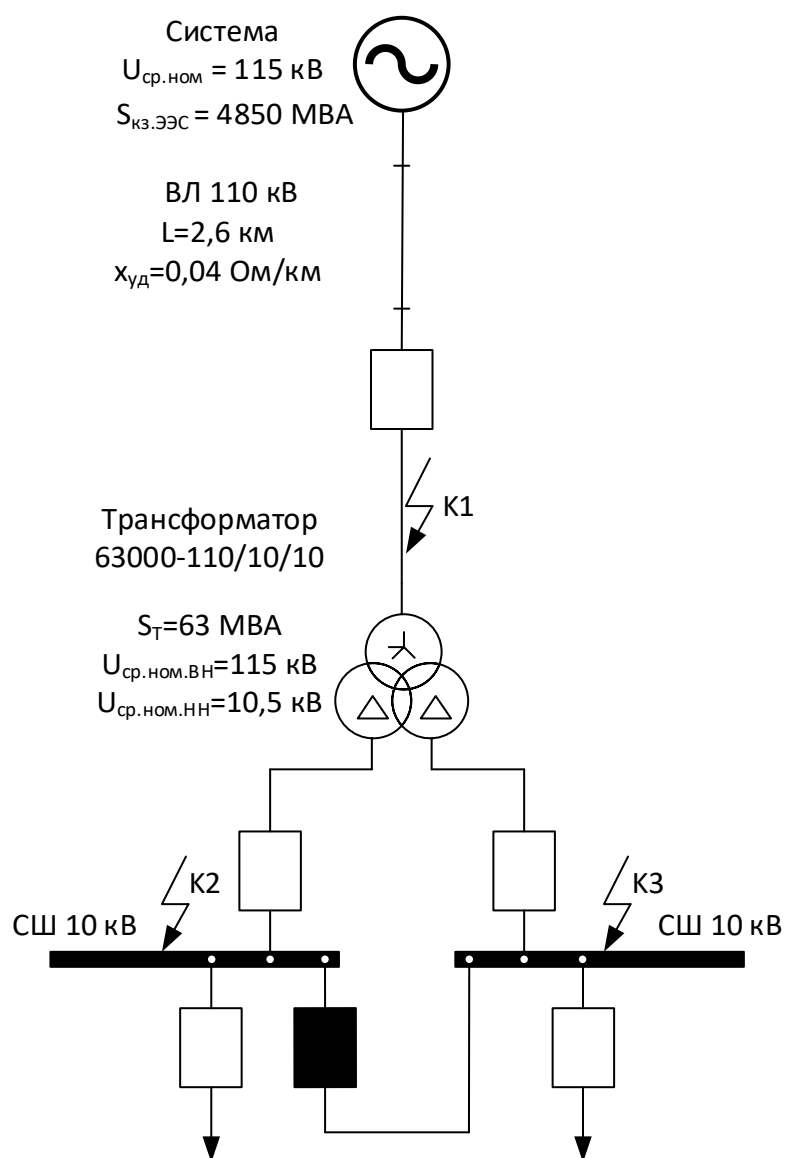


Рисунок 10 - Расчетная схема

Для расчетной схемы (рисунок 10) составим схему замещения (рисунок 11).

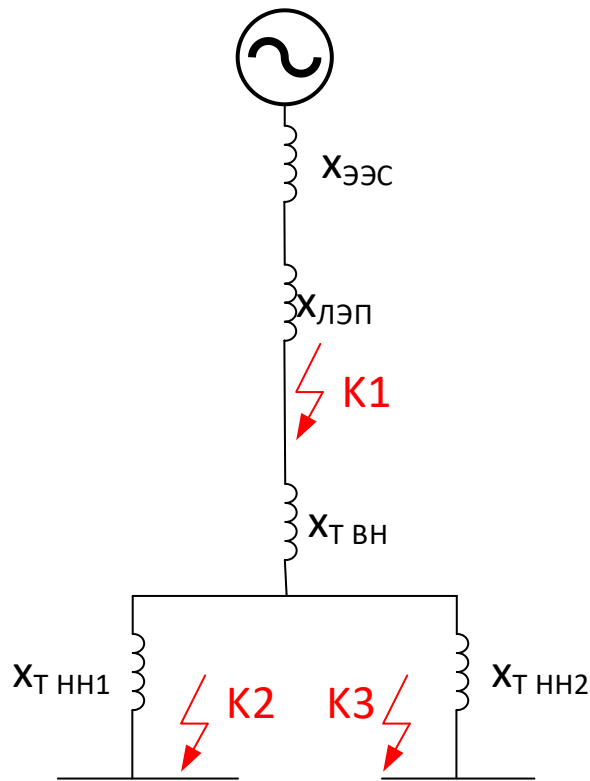


Рисунок 11 - Схема замещения

Сопротивление внешней электроэнергетической системы:

$$x_{*ЭЭС} = \frac{S_б}{S_{кз.ЭЭС}} = \frac{1000}{4850} = 0,2 \text{ (о. е)} \quad (68)$$

где $S_б$ – базисная мощность, выбирается для удобства расчетов $S_б = 1000$ МВА;

$S_{кз}$ – мощность короткого замыкания внешней системы, принято по данным энергосистемы $S_{кз.ЭЭС} = 4850$ МВА.

Сопротивление воздушной линии электропередачи:

$$x_{*ЛЭП} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср.ном}}^2} = 0,4 \cdot 2,6 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,078 \text{ (о. е)} \quad (69)$$

где x_0 – удельное сопротивление воздушной линии, Ом;

l – длина линии до подстанции энергосистемы, км;

$U_{\text{ср.ном}}$ – средне номинальное напряжение воздушной линии, кВ.

Сопротивление обмотки высокого напряжения трансформатора:

$$x_{*Т.ВН} = \frac{U_{\text{кз.ВН}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{тр.ном}}^{\text{кат}}} = \frac{1,13}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 0,179 \text{ (о. е)} \quad (70)$$

где $U_{\text{кз.ВН}}$ – напряжение короткого замыкания, определено ранее в выражении (30), %.

$S_{\text{тр.ном}}^{\text{кат}}$ – номинальная мощность выбранного к установке силового трансформатора, $S_{\text{тр.ном}}^{\text{кат}} = 63$ МВА.

Сопротивление обмоток низкого напряжения трансформатора:

$$x_{*Т.НН} = x_{*Т.НН1} = x_{*Т.НН2} = \frac{U_{\text{кз.НН}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{тр.ном}}^{\text{кат}}} \quad (71)$$

где $U_{\text{кз.НН}}$ – напряжение короткого замыкания обмотки низкого напряжения, определено ранее в выражении (31), %.

По выражению (71) получим:

$$x_{*Т.НН} = \frac{U_{\text{кз.НН}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{тр.ном}}^{\text{кат}}} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 0,046 \text{ (о. е)} \quad (72)$$

Так как расчеты сопротивлений схемы замещения выполнены в относительных единицах (о.е), то необходимо, для каждой расчетной точки

определить значение базисного тока. Для расчетной точки К1, значение базисного тока:

$$I_{\text{баз.К1}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ (кА)} \quad (73)$$

Для расчетных точек К2 и К3 значение базисного тока:

$$I_{\text{баз.К2}} = I_{\text{баз.К3}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,98 \text{ (кА)} \quad (74)$$

Определим результирующее сопротивление до расчетной точки К1:

$$x_{*\text{рез.К1}} = x_{*\text{ЭЭС}} + x_{*\text{ЛЭП}} = 0,2 + 0,078 = 0,278 \text{ (о. е)} \quad (75)$$

Определим результирующее сопротивление до расчетных точек К2 и К3:

$$x_{*\text{рез.К2}} = x_{*\text{рез.К3}} = x_{*\text{рез.К1}} + x_{*\text{Т.ВН}} + x_{*\text{Т.НН}} \quad (76)$$

$$x_{*\text{рез.К2}} = x_{*\text{рез.К3}} = 0,278 + 0,179 + 0,046 = 0,503 \text{ (о. е)}$$

Периодическая составляющая трехфазного тока короткого замыкания в момент времени $t = 0$ с в расчетной точке К1:

$$I_{\text{п0.К1}}^{(3)} = \frac{E''_{*\text{б}}}{x_{*\text{рез.К1}}} \cdot I_{\text{баз.К1}} = \frac{1}{0,278} \cdot 5,02 = 18,05 \text{ (кА)} \quad (77)$$

Периодическая составляющая трехфазного тока короткого замыкания в момент времени $t = 0$ с в расчетных точках К2 и К3:

$$I_{п0.К2}^{(3)} = I_{п0.К3}^{(3)} = \frac{E''_{*6}}{x_{*рез.К2}} \cdot I_{баз.К2} \quad (78)$$

$$I_{п0.К2}^{(3)} = I_{п0.К3}^{(3)} = \frac{1}{0,503} \cdot 54,98 = 109,32 \text{ (кА)}$$

Амплитудное значение ударного тока трехфазного короткого замыкания в точка К1:

$$i_{уд.К1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{п0.К1}^{(3)} \cdot K_{уд.К1} = \sqrt{2} \cdot 18,05 \cdot 1,8 = 45,94 \text{ (кА)} \quad (79)$$

Амплитудное значение ударного тока трехфазного короткого замыкания в точка К2 и К3:

$$i_{уд.К2}^{(3)} = i_{уд.К3}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{п0.К2}^{(3)} \cdot K_{уд.К2} \quad (80)$$

$$i_{уд.К2}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 109,32 \cdot 1,94 = 299,9 \text{ (кА)}$$

Полученные значения трехфазных токов короткого замыкания являются очень высокими, что объясняется близостью источника питания, т.е. Омской ТЭЦ-5. Для снижения токов короткого замыкания на стороне 10 кВ подстанции «Куйбышевская» необходимо рассмотреть возможность установки реакторов.

3.2 Трехфазные токи короткого замыкания при установке реакторов на стороне 10 кВ

Так как токи короткого замыкания на стороне 10 кВ имеют высокие расчетные значения, необходимо увеличить индуктивное сопротивление на стороне 10 кВ за счет установки реактора. Определим требуемое индуктивное сопротивление токоограничивающего реактора. Индуктивное сопротивление

реактора определим исходя из значения тока трехфазного короткого замыкания

$$I_{п0.К2.треб.}^{(3)} = 30 \text{ (кА):}$$

$$x_{рез.К2.треб.} = \frac{U_{ср.ном.НН}}{I_{п0.К2.треб.}^{(3)} \cdot \sqrt{3}} = \frac{10,5}{30 \cdot \sqrt{3}} = 0,2 \text{ (Ом)} \quad (81)$$

Сопротивление до точки короткого замыкания без реактора в именованных единицах:

$$x_{рез.К2.} = \frac{U_{ср.ном.НН}}{I_{п0.К2.}^{(3)} \cdot \sqrt{3}} = \frac{10,5}{109,32 \cdot \sqrt{3}} = 0,05 \text{ (Ом)} \quad (82)$$

Тогда реактор должен иметь сопротивление:

$$x_{ТОР.треб} = x_{рез.К2.треб.} - x_{рез.К2.} = 0,2 - 0,05 = 0,15 \text{ (Ом)} \quad (83)$$

Определим номинальный ток реактора на стороне 10 кВ:

$$I_{ном.НН} = \frac{1}{2} \cdot \frac{S_{тр.ном}^{кат}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.НН}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1732 \text{ (А)} \quad (84)$$

По значениям (83) и (84) выберем реактор типа РТСТ 10-2500-0,2 по каталогу производителя [19]. Реактор РТСТ 10-2500-0,2 имеет сопротивление $x_{ТОР} = 0,2 \text{ (Ом)}$ и номинальный ток $I_{ном.НН.ТОР} = 2500 \text{ (А)}$.

Выполним расчет трехфазного тока короткого замыкания в точках К2 и К3 с учетом установки реактора.

Сопротивление реактора в относительных единицах (о.е.):

$$x_{*TOP} = x_{TOP} \cdot \frac{S_6}{U_{ср.ном.НН}^2} = 0,2 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 1,814 \text{ (о. е)} \quad (85)$$

Результирующее сопротивление до точки К2 с учетом установки реактора:

$$x_{*рез.К2.2} = x_{*рез.К3.2} = x_{*рез.К1} + x_{*Т.ВН} + x_{*Т.НН} + x_{*TOP} \quad (86)$$

$$x_{*рез.К2.2} = x_{*рез.К3.2} = 0,278 + 0,179 + 0,046 + 1,814 = 2,32 \text{ (о. е)}$$

Периодическая составляющая трехфазного тока короткого замыкания в момент времени $t = 0$ с в расчетных точках К2 и К3 с учетом установки реактора:

$$I_{п0.К2.2}^{(3)} = I_{п0.К3.2}^{(3)} = \frac{E''_{*6}}{x_{*рез.К2.2}} \cdot I_{баз.К2} \quad (87)$$

$$I_{п0.К2.2}^{(3)} = I_{п0.К3.2}^{(3)} = \frac{1}{2,32} \cdot 54,98 = 23,698 \text{ (кА)}$$

Амплитудное значение ударного тока трехфазного короткого замыкания в точка К2 и К3 с учетом установки токоограничивающего реактора:

$$i_{уд.К2.2}^{(3)} = i_{уд.К3.2}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{п0.К2.2}^{(3)} \cdot K_{уд.К2} \quad (88)$$

$$i_{уд.К2.2}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 23,698 \cdot 1,94 = 65 \text{ (кА)}$$

Значения полученные в (87) (88) могут быть использованы для выбора оборудования, так как имеют допустимые значения. Уровень токов короткого замыкания на стороне 10 кВ подстанции за счет установки токоограничивающих реакторов удалось снизить в 4,6 раза.

3.3 Несимметричные токи короткого замыкания на подстанции

Расчет несимметричных токов короткого замыкания выполняется методом симметричных составляющих, поэтому составим схему замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей. Схемы прямой и обратной последовательностей аналогичны схеме замещения, представленной на рисунке 11, однако расчетную схему (рисунок 12) и схему замещения (рисунок 13) необходимо дополнить токоограничивающим реактором.

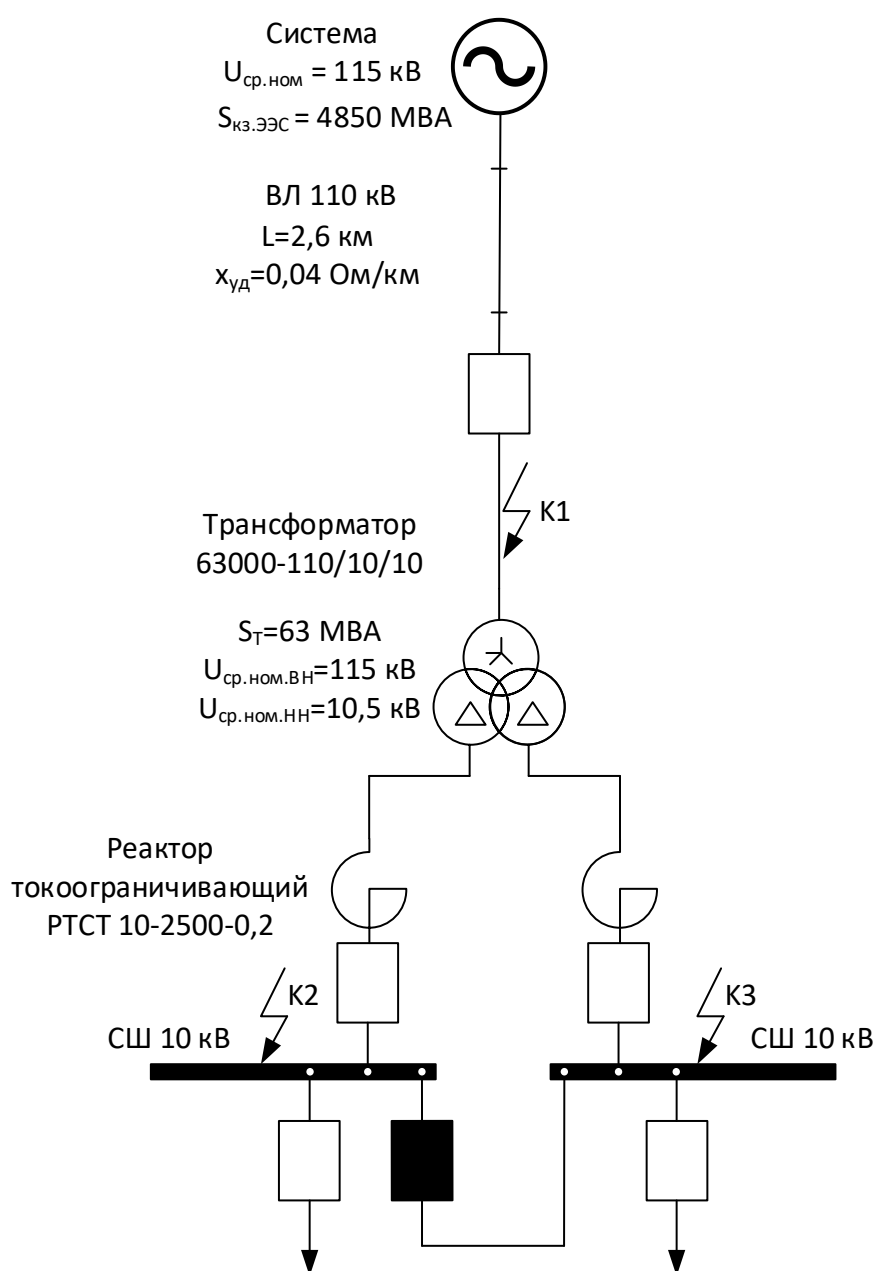


Рисунок 12 - Расчетная схема с учетом токоограничивающих реакторов

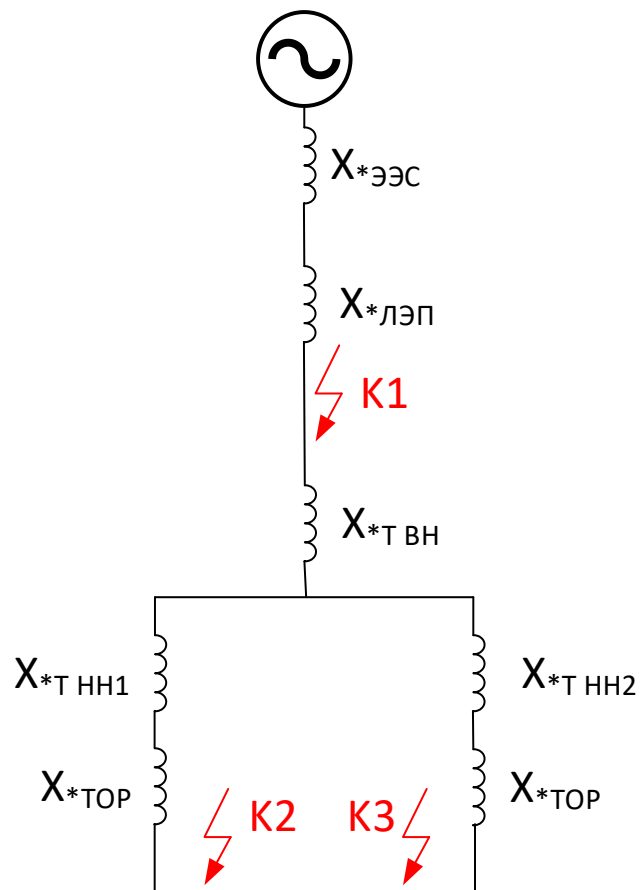


Рисунок 13 - Схема замещения с учетом установки тооограничивающих реакторов

Составим расчетную схему (рисунок 14а) и схему замещения нулевой последовательности (рисунок 14б).

Сопротивление нулевой последовательности воздушной линии с учетом (69):

$$x_{*0лэп} = 3,5 \cdot x_{*лэп} = 3,5 \cdot 0,078 = 0,273 \text{ (о. е)} \quad (89)$$

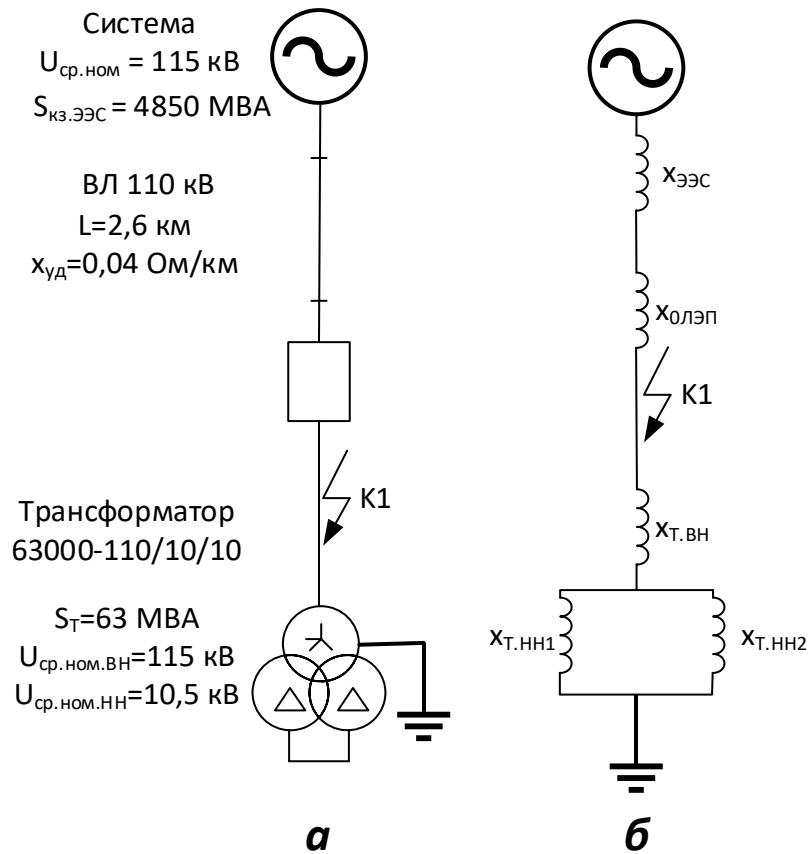


Рисунок 14 - Расчетная схема (а) и схема замещения нулевой последовательности (б)

Сопротивление нулевой последовательности силового трансформатора с учетом (70) и (71):

$$x_{*T0} = x_{*T.VH} + \frac{x_{*T.NH1} \cdot x_{*T.NH2}}{x_{*T.NH1} + x_{*T.NH2}} \quad (90)$$

$$x_{*T0} = 0,179 + \frac{0,046 \cdot 0,046}{0,046 + 0,046} = 0,202 \text{ (о. е)}$$

Результирующее сопротивление нулевой последовательности до расчетной точки К1 с учетом (68):

$$x_{*0.\text{рез.К1}} = x_{*\text{ЭЭС}} + x_{*0\text{ЛЭП}} + x_{*T0} \quad (91)$$

$$x_{*0.\text{рез.К1}} = 0,2 + 0,273 + 0,202 = 0,675 \text{ (о. е)}$$

Периодическая составляющая однофазного тока короткого замыкания на землю в момент времени $t = 0$ с в расчетной точке К1:

$$I_{п0.К1}^{(1)} = \frac{3I_{баз.К1} \cdot E''_{*6}}{2x_{*рез.К1} + x_{*0.рез.К1}} = \frac{3 \cdot 5,02 \cdot 1}{2 \cdot 0,278 + 0,975} = 9,8 \text{ (кА)} \quad (92)$$

Определим амплитудное значение ударного однофазного тока короткого замыкания на землю в точке К1:

$$i_{уд.К1}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot I_{п0.К1}^{(1)} \cdot K_{уд.К1} = \sqrt{2} \cdot 9,8 \cdot 1,8 = 25 \text{ (кА)} \quad (93)$$

Периодическая составляющая двухфазного короткого замыкания на землю в момент времени $t = 0$ с в расчетной точке К1:

$$I_{п0.К1}^{(1.1)} = \frac{3I_{баз.К1} \cdot E''_{*6}}{x_{*рез.К1} + 2 \cdot x_{*0.рез.К1}} = \frac{3 \cdot 5,02 \cdot 1}{0,278 + 2 \cdot 0,975} = 1,462 \text{ (кА)} \quad (94)$$

Определим амплитудное значение ударного двухфазного короткого замыкания на землю в точке К1:

$$i_{уд.К1}^{(1.1)} = \sqrt{2} \cdot I_{п0.К1}^{(1.1)} \cdot K_{уд.К1} = \sqrt{2} \cdot 1,462 \cdot 1,8 = 6,75 \text{ (кА)} \quad (95)$$

Периодическая составляющая двухфазного короткого замыкания в момент времени $t = 0$ с в расчетной точке К1:

$$I_{п0.К1}^{(2)} = \frac{3I_{баз.К1} \cdot E''_{*6}}{2 \cdot x_{*рез.К1}} = \frac{3 \cdot 5,02 \cdot 1}{2 \cdot 0,278} = 27,1 \text{ (кА)} \quad (96)$$

Определим амплитудное значение ударного двухфазного короткого замыкания на землю в точке К1:

$$i_{уд.К1}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{п0.К1}^{(2)} \cdot K_{уд.К1} = \sqrt{2} \cdot 27,1 \cdot 1,8 = 68,9 \text{ (кА)} \quad (97)$$

Для расчетных точек К2 и К3 из несимметричных токов короткого замыкания может быть определено только значение двухфазного тока короткого замыкания. Периодическая составляющая двухфазного тока короткого замыкания в момент времени $t = 0$ с в расчетной точке К2:

$$I_{п0.К2}^{(2)} = \frac{3I_{баз.К2} \cdot E''_{*6}}{2 \cdot x_{*рез.К2.2}} = \frac{3 \cdot 54,98 \cdot 1}{2 \cdot 2,32} = 10,05 \text{ (кА)} \quad (98)$$

Определим амплитудное значение ударного двухфазного тока короткого замыкания на землю в точке К2 с учетом установки токоограничивающих реакторов на стороне 10 кВ:

$$i_{уд.К2}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{п0.К2}^{(2)} \cdot K_{уд.К2} = \sqrt{2} \cdot 10,05 \cdot 1,94 = 35,5 \text{ (кА)} \quad (99)$$

Все результаты расчетов токов короткого замыкания, выполненные в разделе, отметим на схеме подстанции, представленной на рисунке 15.

Выводы по разделу.

Замена силовых трансформаторов на подстанции «Куйбышевская» потребовала расчета токов короткого замыкания. Составлена расчетная схема токов короткого замыкания на основании условий: трансформаторы работают не параллельно; секционный выключатель на стороне 10 кВ разомкнут.

На первом этапе выполнен расчет трехфазных токов короткого замыкания. На стороне 110 кВ получено $I_{п0.К1}^{(3)} = 18,05$ (кА), $i_{уд.К1}^{(3)} = 45,95$ (кА). Для стороны 10 кВ получено $I_{п0.К2}^{(3)} = 109,32$ (кА), $i_{уд.К1}^{(3)} = 299,9$ (кА). Значение трехфазных токов короткого замыкания на стороне 10 кВ имеют высокие значения, поэтому принято решение установки токоограничивающих реакторов.

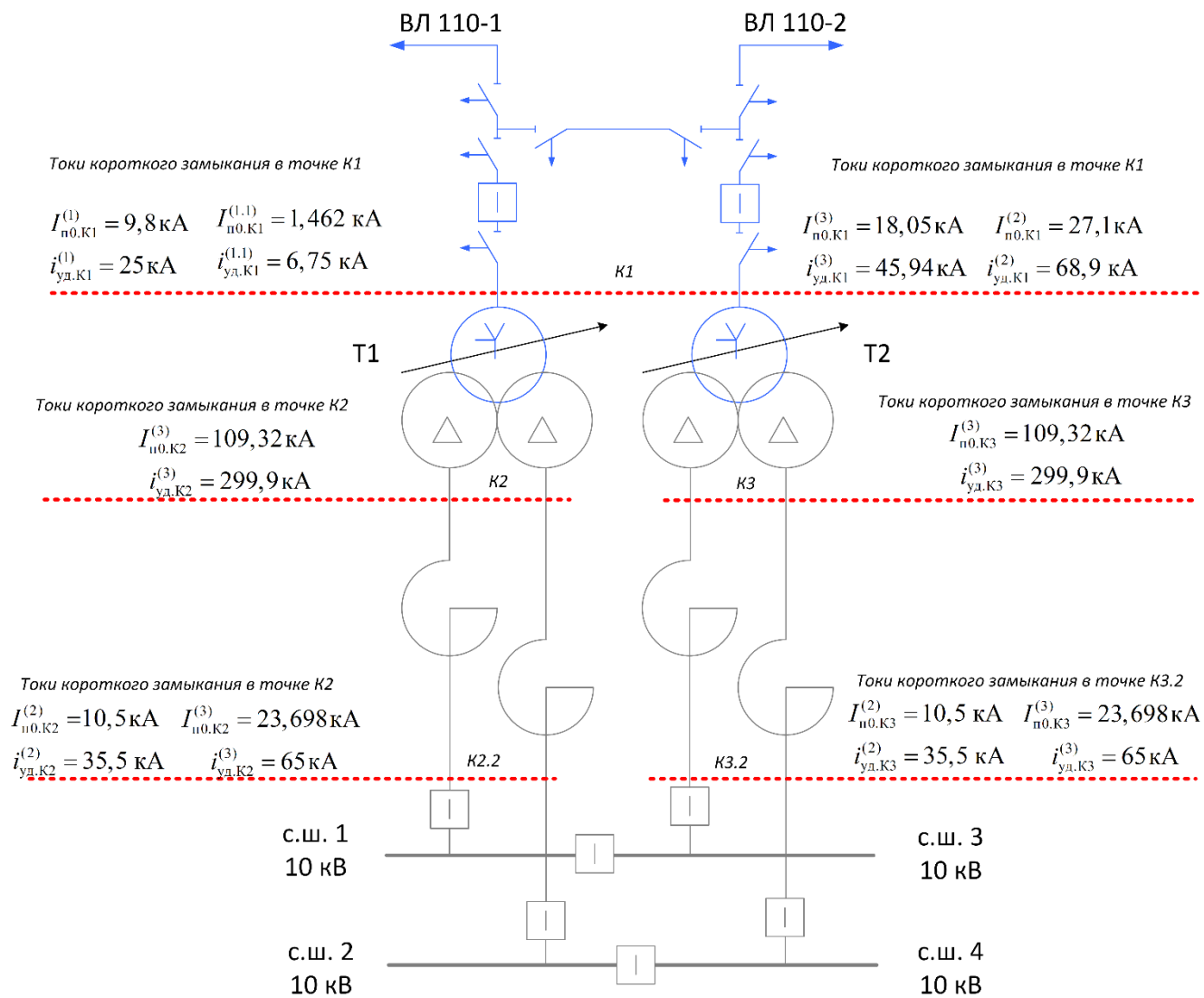


Рисунок 15 - Результаты расчета токов короткого замыкания

Высокие значения трехфазных токов короткого замыкания на стороне 10 кВ обусловлены близостью источника генерации – Омской ТЭЦ-5, расстояние до Омской ТЭЦ-5 всего 2,6 км.

Для выбора токоограничивающих реакторов было принято значение $I_{п0.к2}^{(3)} = 30$ (кА). Исходя из значения номинального тока на стороне 10 кВ 1732 (А), а также полученного расчетного значения индуктивного сопротивления реактора 0,15 (Ом) выбран токоограничивающий реактор типа РТСТ 10-2500-0,2 по каталогу производителя [19]. Реактор РТСТ 10-2500-0,2 имеет сопротивление $x_{ТОР} = 0,2$ (Ом) и номинальный ток $I_{ном.нн.тор} = 2500$ (А). Уровень токов короткого замыкания на стороне 10 кВ подстанции за счет установки токоограничивающих реакторов удалось снизить в 4,6 раза.

Далее был выполнен расчет несимметричных токов короткого замыкания на стороне 110 кВ и 10 кВ. Все результаты рассчитанных токов короткого замыкания отмечены на схеме подстанции.

4 Оборудование подстанции

При реконструкции подстанции «Куйбышевская» предлагается выполнить подстанцию в закрытом исполнении с установкой в распределительном устройстве 110 кВ комплектного распределительного устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ) [27], [28].

«Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ) используются для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах работы, а также для разъединения или замыкания обесточенных цепей» [2]. Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией собираются из блоков. Согласно схеме 110-4Н на подстанции будут использованы [2] и [5]:

- блок типа КРУЭ-В-1. Блок высоковольтного выключателя. Используется два блока типа КРУЭ-В-1. Конструкция блока типа КРУЭ-В-1 показана на рисунке 16а;
- блок типа КРУЭ-ВВ-2. Блок воздушного ввода, обеспечивает ввод в задние ЗРУ-110 кВ. Используется два блока типа КРУЭ-ВВ-2. Конструкция блока типа КРУЭ-ВВ-2 представлена на рисунке 16б;
- блок типа КРУЭ-ОПН-3. Блок ограничителя перенапряжений нелинейного. Используется два блока типа КРУЭ-ОПН-3. Конструкция блока типа КРУЭ-ОПН-3 представлена на рисунке 17а;
- блок типа КРУЭ-ТН-4. Блок измерительного трансформатора напряжения. Используется два блока типа КРУЭ-ТН-4. Конструкция блока представлена на рисунке 17б;
- блок типа КРУЭ-ТТ-5. Блок измерительного трансформатора тока. Используется два блока типа КРУЭ-ТТ-5. Конструкция блока представлена на рисунке 18а;
- блоки типа КРУЭ-С-6, КРУЭ-С-7, КРУЭ-С-8. Блоки соединительные, число используемых блоков определяется исходя из компоновки

- КРУЭ. Конструкция блоков типа КРУЭ-С-6, КРУЭ-С-7, КРУЭ-С-8 представлена на рисунке 18б;
- блок типа КРУЭ-БР-9. Блок быстродействующего разъединителя. Используется восемь блоков типа КРУЭ-БР-9. Конструкция блоков типа КРУЭ-БР-9 представлена на рисунке 19;
 - блок типа КРУЭ-РЗ-10. Блок разъединителя/заземлителя. Используется двенадцать блоков типа КРУЭ-РЗ-10. Конструкция блоков типа КРУЭ-РЗ-10 представлена на рисунке 19б.

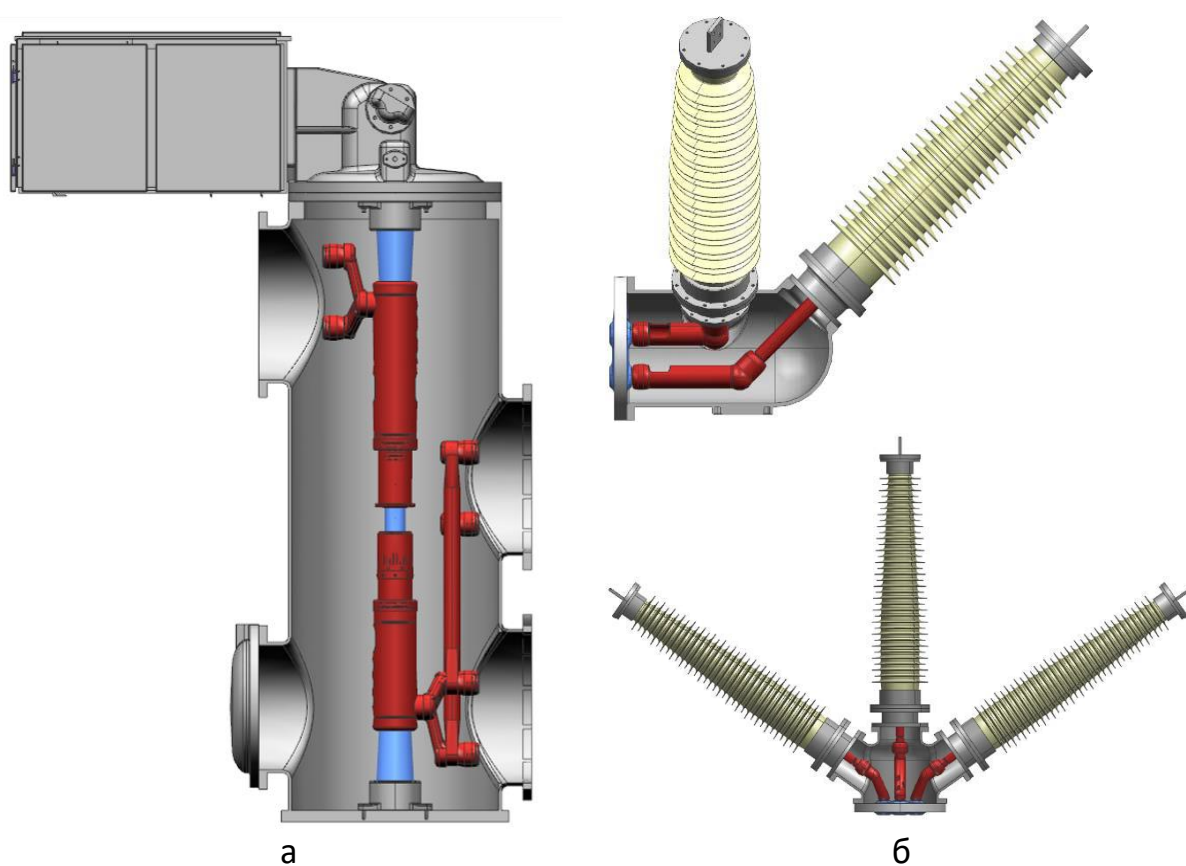


Рисунок 16 - Конструкция блоков типа КРУЭ-В-1 (а) и КРУЭ-ВВ-2 (б)

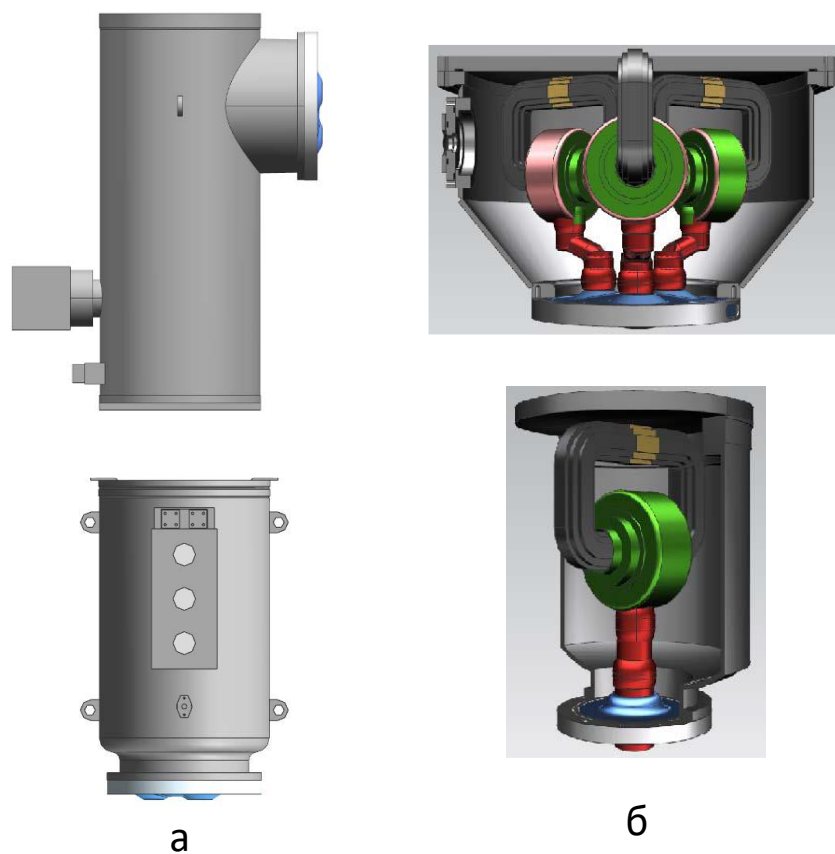


Рисунок 17 - Конструкция блоков типа КРУЭ-ОПН-3 (а) и КРУЭ-ТН-4 (б)

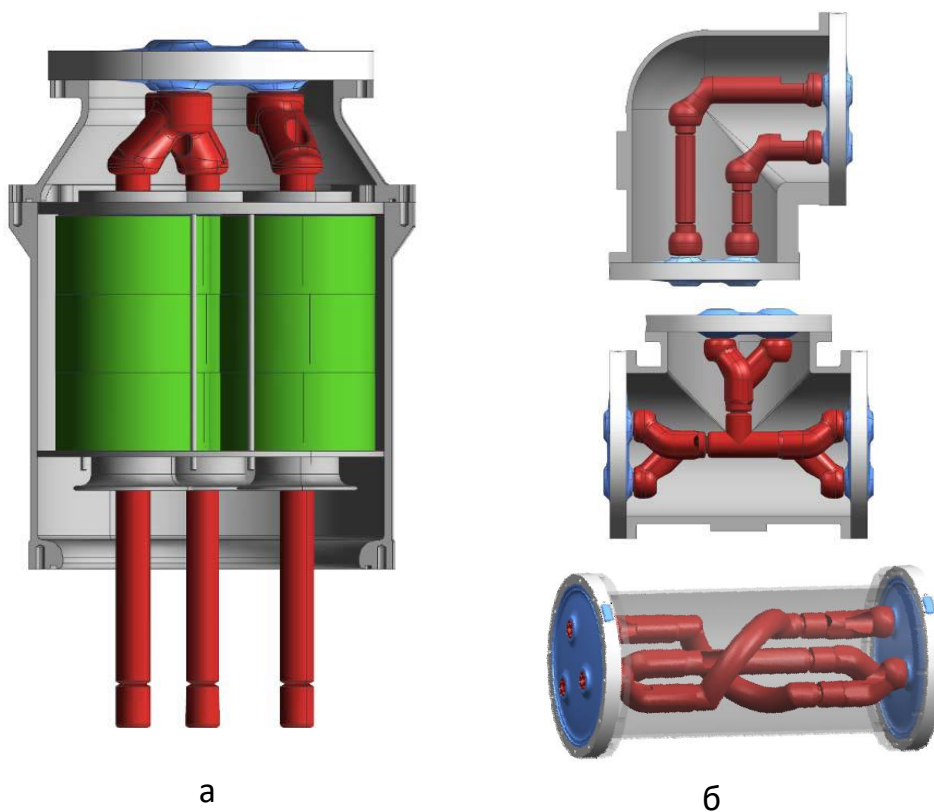


Рисунок 18 - Конструкция блоков типа КРУЭ-ТТ-5 (а) и КРУЭ-С-6,

КРУЭ-С-7, КРУЭ-С-8 (б)

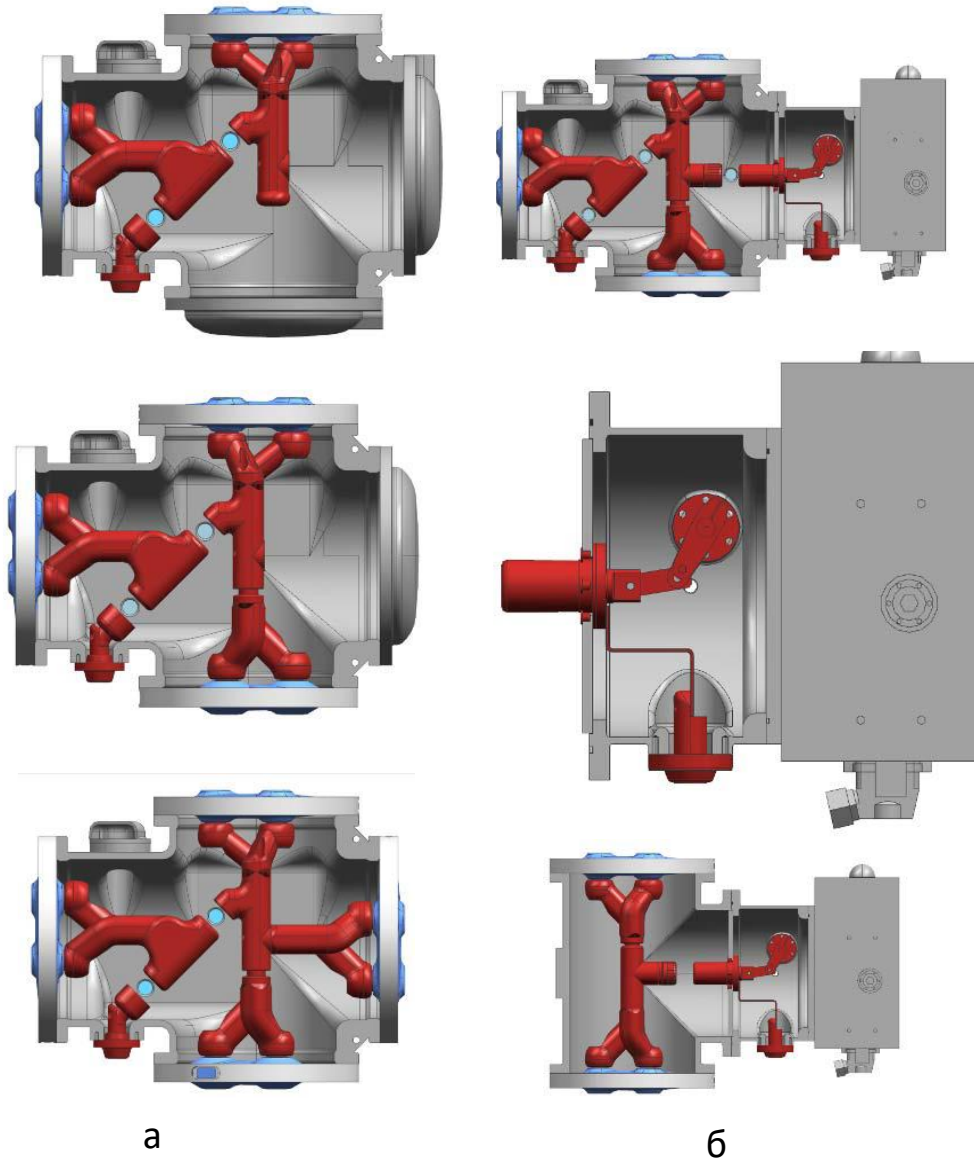


Рисунок 19 - Конструкция блоков типа КРУЭ-БР-9 (а) и КРУЭ-РЗ-10 (б)

Номинальный блоков типа КРУЭ-В-1, КРУЭ-ВВ-2, КРУЭ-БР-9, КРУЭ-РЗ-10:

$$I_{\text{НОМ}} = 1,4 \frac{S_{\text{тр.НОМ}}^{\text{кат}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} = 1,4 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 462,9 \text{ (A)} \quad (100)$$

Номинальный блока типа КРУЭ-ТТ-5:

$$I_{\text{НОМ.ТТ}} = \frac{S_{\text{тр.НОМ}}^{\text{кат}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 330,66 \text{ (A)} \quad (101)$$

Номинальный ток выключателей 10 кВ, вводного и секционного выключателей:

$$I_{\text{НОМ.ВВ}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1,4 \cdot S_{\text{тр.НОМ}}^{\text{кат}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2546,1 \text{ (A)} \quad (102)$$

Номинальный ток трансформатора тока вводного и секционного выключателя:

$$I_{\text{НОМ.ВВ.ТТ}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{S_{\text{тр.НОМ}}^{\text{кат}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1818,6 \text{ (A)} \quad (103)$$

Номинальные токи выключателей, устанавливаемых в отходящих ячейках:

$$I_{\text{НОМ.ОЯ}} = \frac{S_{\text{потр}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 173,2 \text{ (A)} \quad (104)$$

Для стороны 110 кВ и 10 кВ определим расчетную величину теплового импульса:

$$B_{\text{К.110}} = \left(I_{\text{п0.К1}}^{(3)} \right)^2 \cdot (t_{\text{откл.КЗ}} + T_a), \quad (105)$$

$$B_{\text{К.110}} = 18,05^2 \cdot (0,02 + 0,1) = 39,1 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

$$B_{\text{К.10}} = \left(I_{\text{п0.К2}}^{(3)} \right)^2 \cdot (t_{\text{откл.КЗ}} + T_a), \quad (106)$$

$$B_{\text{К.10}} = 23,698^2 \cdot (0,02 + 0,0955) = 64,86 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Определим апериодическую составляющую ТКЗ для стороны 110 кВ и 10 кВ:

$$I_{ат.К1} = i_{ат.К1} = I_{п0.К1}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = 18,05 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,1}} = 12,7 \text{ (кА)} \quad (107)$$

$$I_{ат.К2} = i_{ат.К2} = I_{п0.К2}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = 23,698 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,0955}} = 16,4 \text{ (кА)} \quad (108)$$

Составим ведомость (таблица 12) выбранного оборудования КРУЭ 110 кВ ведомость выбора оборудования КРУ 10 кВ (таблица 13), проверку оборудования выполняем согласно условия:

$$P_{кат} \geq P_{расч} \quad (109)$$

где $P_{кат}$ – значение из каталога производителя;

$P_{расч}$ – расчетное значение.

Таблица 12 - Ведомость оборудования КРУЭ 110 кВ

Наименование параметра	Обозначение параметра	Единица измерения	Значение из каталога производителя	Расчетное значение	Соответствие условию выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	110	110	соответствует
Номинальный ток, А	$I_{ном}$	А	2500		соответствует
Сквозной ток короткого замыкания:					
- амплитудное значение:	$i_{уд.К1}^{(3)}$	кА	100	45,94	соответствует
- действующее значение периодической составляющей	$I_{п0.К1}^{(3)}$	кА	40	18,05	соответствует
Термическая стойкость,	$B_{К.110}$	кА ² ·с	6400	39,1	соответствует
Ток отключения выключателя, кА	$I_{п0.К1}^{(3)}$	кА	40	18,05	соответствует
Номинальный ток трансформатора тока (первичный/вторичный),	$I_{ном.ТТ}/I_{ном.ТТ2}$	А	400/5	330,66/5	соответствует

Таблица 13 - Ведомость оборудования КРУ 10 кВ

Наименование параметра	Единица измерения параметра	Выключатель вводной и секционный		Выключатель отходящей линии		Трансформатор напряжения		Трансформатор тока вводной и секционный		Трансформатор тока отходящей линии	
		ВВУ-СЭЩ-П-10-50		ВВУ-СЭЩ-П-10-50		ЗНОЛ – СЭЩ - 10		ТПЛ – СЭЩ– 10		ТПЛ – СЭЩ– 10	
		Расчетное значение	Значение из каталога производителя	Расчетное значение	Значение из каталога производителя	Расчетное значение	Значение из каталога производителя	Расчетное значение	Значение из каталога производителя	Расчетное значение	Значение из каталога производителя
Номинальное напряжение	кВ	10	10	10	10	$10\sqrt{3}$	$10\sqrt{3}$	10	10	10	10
Номинальный ток	А	2546,1	3150	2546,1	1000	-	-	1818,6	2000	173,2	200
Номинальный ток отключения, периодическая составляющая	кА	23,698	50	23,698	50	-	-	23,698	-	23,698	-
Номинальный ток отключения, аperiodическая составляющая	кА	16,4	125	16,4	125	-	-	16,4	-	16,4	-
Электродинамическая стойкость	кА	65	125	65	125	-	-	65	102	65	102
Термическая стойкость	кА ² с	64,86	7500	64,86	7500	-	-	64,86	1600	64,86	1600
Соответствие условию выбора		соответствует		соответствует		соответствует		соответствует		соответствует	

Выводы по разделу 4. Для подстанции «Куйбышевская» принято решение о сооружении закрытой подстанции при реконструкции. Для распределительного устройства 110 кВ принято решение использовать комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией (КРУЭ).

Согласно схемы распределительного устройства 110 кВ – 110-4Н определены типы, назначение и число используемых блоков КРУЭ 110 кВ.

Для проверки выбираемого оборудования определены значения расчетных параметров: номинального тока с условием сорокапроцентной перегрузки трансформаторов для выключателей и разъединителей 110 кВ, а также для вводных и секционных выключателей 10 кВ. Также определены значения теплового импульса трехфазного тока короткого замыкания на стороне 110 кВ и на шинах распределительного устройства 10 кВ и амплитудные значения апериодической составляющей трехфазного тока короткого замыкания в распределительном устройстве 110 кВ и 10 кВ.

Для установки в распределительном устройстве 10 кВ приняты шкафы комплектного распределительного устройства типа КРУ-СЭЩ-80, производства ОАО «Самарский Электроцит» [4]. В состав КРУ-СЭЩ-80 входят вакуумные выключатели типа ВВУ-СЭЩ-П-10-50, трансформаторы тока ТПЛ – СЭЩ– 10 и трансформаторы напряжения ЗНОЛ – СЭЩ – 10.

5 Релейная защита силового трансформатора

Выполним расчет уставок микропроцессорного блока релейной защиты силового трансформатора марки ТРДН 63000/110 устанавливаемого на подстанции после реконструкции. В качестве блока защиты выбираем микропроцессорный блок РЗА-Системс РС83-ДТ2. Для расчета уставок воспользуемся методическими рекомендациями производителя [17]. Схема, иллюстрирующая работу дифференциальной защиты трансформатора (ДЗТ) [13], [15], [30] представлена на рисунке 20.

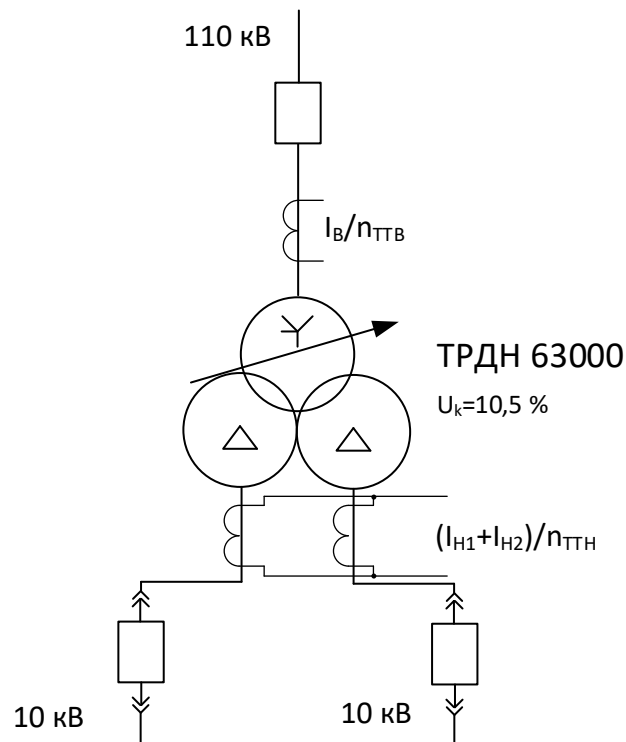


Рисунок 20 - Схема дифференциальной защиты трансформатора

Суммарный ток на стороне 10 кВ силового трансформатора с учетом максимальной расчетной нагрузки подстанции $S_{\text{расч.ПС}} = 17385,11$ (кВА):

$$I_{\text{max.НН}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{S_{\text{max ПС.2026}}^{\text{персп.}}}{\sqrt{3}U_{\text{НН}}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{42560}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1170,1 \text{ (A)} \quad (110)$$

Номинальный рабочий ток обмотки 110 кВ:

$$I_{max.ВН} = 2I_{max.НН} \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = 2 \cdot 1170,1 \cdot \frac{10,5}{110} = 223,38 \text{ (A)} \quad (111)$$

Номинальный ток трансформатора на стороне 110 кВ без учета аварийной перегрузки:

$$I_{ном.ВН} = \frac{S_{тр.ном}^{кат}}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 330,66 \text{ (A)} \quad (112)$$

Коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне ВН силового трансформатора с учетом значений полученных в (111):

$$K_{ТТ.ВН.расч.} = \frac{I_{max.ВН}}{I_{ном.В}} = \frac{330,66}{5} = 66,133 \quad (113)$$

По значению полученному в (113) принимаем $K_{ТТ.ВН} = \frac{400}{5} = 80$.

Коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне НН силового трансформатора:

$$K_{ТТ.НН.расч.} = \frac{K_{ТТ.ВН} \cdot U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{80 \cdot 110}{10,5} = 838,1 \quad (114)$$

Проверим возможность установки на стороне НН трансформаторов тока с коэффициентом трансформации $K_{ТТ.НН} = 400$:

$$K_{ТТ.НН} = 400 \geq \frac{I_{max.НН}}{I_{ном.2.ТТ}} = \frac{1170,1}{5} = 234,02 \quad (115)$$

Так как условие (115) выполняется, то принимаем коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне НН $K_{ТТ.НН} = \frac{2000}{5} = 400$.

Коэффициент выравнивания на стороне 110 кВ:

$$K_{вр.ВН} = K_{ТТ.ВН} \frac{I_{ном.В}}{I_{max.ВН}} = 50 \cdot \frac{5}{223,38} = 1,117 \quad (116)$$

Коэффициент выравнивания на стороне 10 кВ:

$$K_{вр.НН} = K_{вр.ВН} \cdot \frac{K_{ТТ.НН}}{K_{ТТ.ВН}} \cdot \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = 1,117 \cdot \frac{400}{50} \cdot \frac{10,5}{110} = 0,854 \quad (117)$$

Выполним проверку полученных значений коэффициентов выравнивания на допустимую величину отклонения, для этого определим величину отклонения при выбранных нами коэффициентах трансформации трансформаторов тока и значений коэффициентов выравнивания:

$$\delta I_{доп.расч} = \frac{\left(K_{вр.ВН} \cdot \frac{I_{ном.ВН}}{K_{ТТ.ВН}} - 2 \cdot \left(K_{вр.НН} \cdot \frac{I_{ном.НН}}{K_{ТТ.НН}} \right) \right)}{K_{вр.ВН} \cdot \frac{I_{ном.ВН}}{K_{ТТ.ВН}}} \quad (118)$$

$$\delta I_{доп.расч} = \frac{\left(1,117 \cdot \frac{330,66}{50} - 2 \cdot \left(0,854 \cdot \frac{1818,6}{400} \right) \right)}{1,117 \cdot \frac{330,66}{50}} = -0,0511785$$

Допустимым значением погрешности считается значение $\delta I_{доп} = 0,01$:

$$\delta I_{доп.расч} = -0,0511785 < \delta I_{доп} = 0,01 \quad (119)$$

Так как значение погрешности, полученное в (118) удовлетворяет условию (119), то коэффициенты выравнивания, полученные в (116) и (117)

могут быть использованы для дальнейшего расчета уставок дифференциальной защиты.

Уставка начального тока срабатывания дифференциальной защиты трансформатора:

$$I_{ДТ.0} = 0,3 \cdot K_{вр.ВН} \cdot \frac{I_{ном.ВН}}{K_{ТТ.ВН}} = 0,3 \cdot 1,117 \cdot \frac{330,66}{50} = 2,216 \text{ (A)} \quad (120)$$

Уставка ограничения тока торможения с учетом значения полученного в (77):

$$I_{Т.огр.} = \frac{I_{п0.К1}^{(3)}}{K_{ТТ.НН}} = \frac{18,05 \cdot 10^3}{400} = 45,127 \text{ (A)} \quad (121)$$

Ток небаланса:

$$I_{Н.Б.} = 0,05 \cdot I_{п0.К1}^{(3)} + 0,18 \cdot I_{п0.К1}^{(3)} \quad (122)$$
$$I_{Н.Б.} = 0,05 \cdot 18,05 \cdot 10^3 + 0,18 \cdot 18,05 \cdot 10^3 = 4151,5 \text{ (A)}$$

Ток срабатывания второй ступени дифференциальной защиты силового трансформатора с учетом отстройки оттока небаланса:

$$I_{огр.} = \frac{1,2 \cdot K_{вр.НН} \cdot I_{Н.Б.}}{K_{ТТ.НН}} = \frac{1,2 \cdot 1,117 \cdot 4151,5}{400} = 13,91 \quad (123)$$

Уставка коэффициента торможения:

$$K_{торм.} = \frac{I_{огр.} - I_{ДТ.0}}{I_{Т.огр.} - I_{Т.0.}} = \frac{13,91 - 2,216}{45,127 - 4} = 0,28 \quad (124)$$

Выполним расчет коэффициента чувствительности для дифференциальной защиты силового трансформатора.

Ток торможения:

$$I_{Т.ч.} = \frac{1}{2} \cdot \frac{I_{НОМ.НН}}{K_{ТТ.НН}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1818,6}{400} = 2,27 \text{ (А)} \quad (125)$$

Так как значение полученное в (125) меньше 4 А, то:

$$I_{Д.ср.ч} = I_{ДТ.0} = 2,216 \text{ (А)} \quad (126)$$

Ток, на который реагирует защита в таком режиме:

$$I_{Д.ч} = 0,9 \cdot I_{п0.К1}^{(3)} \cdot \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} \cdot \frac{K_{вр.ВН}}{K_{ТТ.ВН}} \quad (127)$$

$$I_{Д.ч} = 0,9 \cdot 18,05 \cdot 10^3 \cdot \frac{10,5}{110} \cdot \frac{1,117}{50} = 34,64 \text{ (А)}$$

Коэффициент чувствительности второй ступени защиты:

$$K_{ч.ДЗТ} = \frac{I_{Д.ч}}{I_{Д.ср.ч}} = \frac{34,64}{2,216} = 15,63 \quad (128)$$

Уставка тока срабатывания дифференциальной отсечки защиты:

$$I_{Д.отс.} = 3,5 \cdot K_{вр.ВН} \cdot \frac{I_{НОМ.ВН}}{K_{ТТ.ВН}} = 3,5 \cdot 1,117 \cdot \frac{330,66}{50} = 25,85 \text{ (А)} \quad (129)$$

Коэффициент чувствительности дифференциальной отсечки защиты:

$$K_{\text{ч.отс.}} = \frac{I_{\text{д.ч.}}}{I_{\text{д.отс.}}} = \frac{34,64}{25,85} = 1,34 \quad (130)$$

Выводы по разделу 7. Для защиты силового трансформатора марки ТРДН 63000/110/10/10 выбран микропроцессорный блок РС83-ДТ2 производства РЗА-Системс. Данный блок применяется для реализации основной защиты (дифференциальной защиты) двухобмоточных трансформаторов с расщепленной обмоткой низкого напряжения [29], [30]. Выполнен расчет уставок срабатывания всех ступеней дифференциальной защиты, а также уточнены значения коэффициентов трансформации для измерительных трансформаторов тока выбранных в разделе 4 для установки на стороне 110 кВ и 10 кВ.

Проверка правильности расчета уставок дифференциальной защиты силового трансформатора марки ТРДН 63000/110/10/10 выполнена путем расчета коэффициентов чувствительности всех ступеней защиты. Расчетные значения коэффициентов чувствительности обеспечивают срабатывание защиты, так как имеют достаточно высокие значения. Следовательно, рассчитанные уставки срабатывания могут быть использованы при настройке терминала микропроцессорной релейной защиты.

6 Система заземления

Так как в четвертом разделе ВКР принято решение выполнить подстанцию «Куйбышевская» закрытой, с установкой КРУЭ 110 кВ, то для система заземления выполняется по периметру подстанции, внутри помещений подстанции предусматриваются полосы заземления для подключения всего оборудования которые соединяются с внешним контуром подстанции выполненным по периметру в четырех местах, по углам подстанции стальной полосой 40×5 мм. Все соединения выполняются сваркой (рисунок 21).

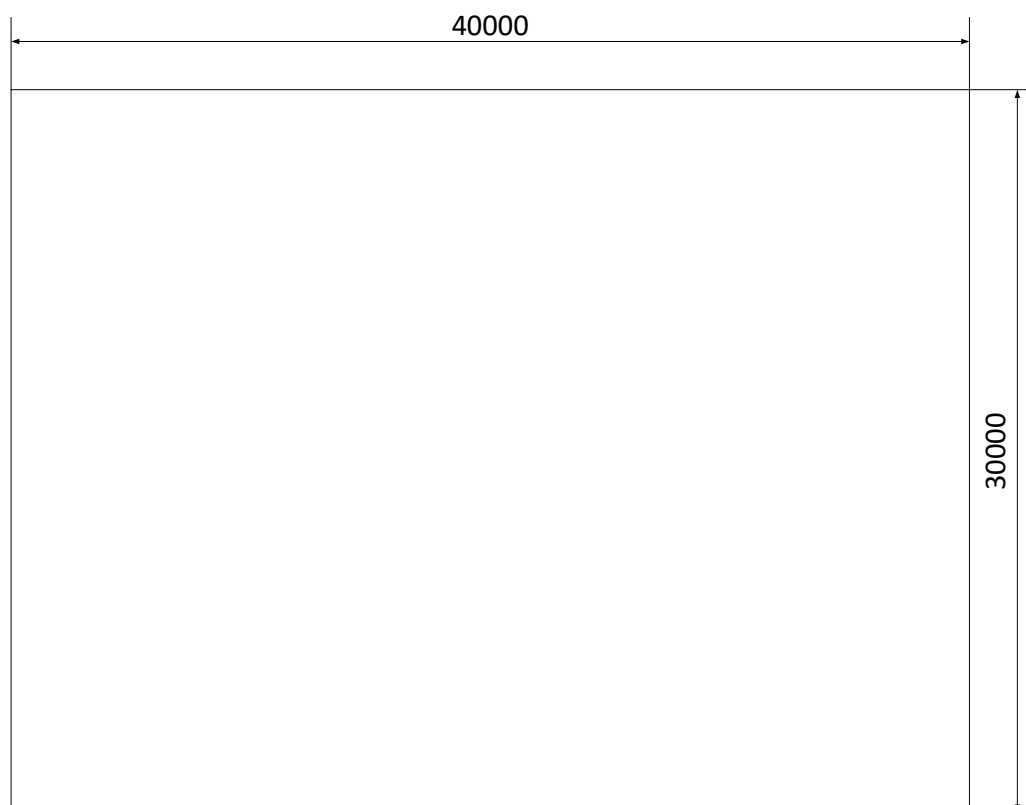


Рисунок 21 - Периметр подстанции закрытого типа «Куйбышевская»

Внешний контур заземления располагается на расстоянии 1,5 м от ограждающих конструкций подстанции. Размер заземляющего устройства в таком случае 43×33 м, а площадь заземляющего устройства $S_{3y} = 1419 \text{ м}^2$. Вертикальные заземлители выполняются стальным уголком 40×40×5 мм.

Длина вертикальных заземлителей принимается $l_6 = 5$ м, длина горизонтального заземлителя, выполненного стальной полосой 40×5 $L_2 = 152$ м.

Коэффициент для сложных заземлителей из горизонтальных и вертикальных проводников:

$$K_{\Pi} = \frac{\beta \cdot M}{\left(\frac{l_{\text{верт.}} \cdot L_{\text{гор.}}}{a \cdot \sqrt{S_{3y}}} \right)^{0,45}} = \frac{0,94 \cdot 0,5}{\left(\frac{5 \cdot 152}{5 \cdot \sqrt{1419}} \right)^{0,45}} = 0,25 \quad (131)$$

Напряжение на заземлителе:

$$U_{3y} = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{K_{\Pi}} = \frac{500}{0,25} = 2000 \text{ (В)} \quad (132)$$

Значение полученное в (132) меньше 10000 В следовательно сопротивление заземляющего устройства в пределах допустимых значений.

Сопротивление ЗУ учитывая ток замыкания на землю, полученный в выражении (92) и равный $I_{\text{п0.К1}}^{(1)} = 9,8$ (кА):

$$R_{3y, \text{доп.}} = \frac{U_{3y}}{I_{\text{п0.К1}}^{(1)}} = \frac{2000}{9,8 \cdot 10^3} = 0,2 \text{ (Ом)} \quad (133)$$

Выполним расчеты, уточняющие расчетную модель:

$$m_{\text{гор.}} = \frac{L_{\text{гор.}}}{2 \cdot \sqrt{S_{3y}}} - 1 = \frac{152}{2 \cdot \sqrt{1419}} - 1 = 2,017 \approx 3 \text{ (шт)} \quad (134)$$

Длина полос в расчетной модели:

$$L'_{гор.} = 2 \cdot \sqrt{S_{3у}} \cdot (m_{гор.} + 1) = 2 \cdot \sqrt{1419} \cdot (3 + 1) \quad (135)$$

$$L'_{гор.} = 301,35 \approx 300 \text{ (м)}$$

Длина сторон ячейки системы заземления:

$$b = \frac{\sqrt{S_{3у}}}{m_{гор.}} = \frac{\sqrt{1419}}{3} = 12,55 \text{ (м)} \quad (136)$$

Число вертикальных заземлителей, расположенных по периметру контура заземления:

$$n_{верт.} = \frac{\sqrt{S_{3у}} \cdot 4}{l_{верт.}} = \frac{\sqrt{1419} \cdot 4}{5} = 30,136 \approx 30 \text{ (шт)} \quad (137)$$

Общая длина вертикальных заземлителей в системе заземления после уточненных расчетов:

$$L_{верт.3у} = l_{верт.} \cdot n_{верт.} = 5 \cdot 30 = 150 \text{ (м)} \quad (138)$$

Коэффициент системы заземления:

$$A_{3у} = \left(0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_{верт.} + 1}{\sqrt{S_{3у}}} \right) \quad (139)$$

$$A_{3у} = \left(0,385 - 0,25 \cdot \frac{5 + 1}{\sqrt{1419}} \right) = 0,345$$

Величина сопротивления системы заземления:

$$R_{3у} = A_{3у} \cdot \frac{\rho_{черн.}}{\sqrt{S_{3у}}} + \frac{\rho_{черн.}}{L_{верт.3у} + L'_{гор.}} \quad (140)$$

$$R_{3y} = 0,345 \cdot \frac{10}{\sqrt{1419}} + \frac{10}{150 + 300} = 0,113 \text{ (Ом)}$$

Значение $R_{3y} = 0,113 \text{ (Ом)}$ меньше допустимого $R_{3y, \text{доп.}} = 0,2 \text{ (Ом)}$:

Напряжение прикосновения:

$$U_{\text{пр.}} = K_{\text{П}} \cdot I_{\text{п0.К1}}^{(1)} \cdot R_{3y} = 0,25 \cdot 9,8 \cdot 10^3 \cdot 0,113 = 276,85 \text{ (В)} \quad (141)$$

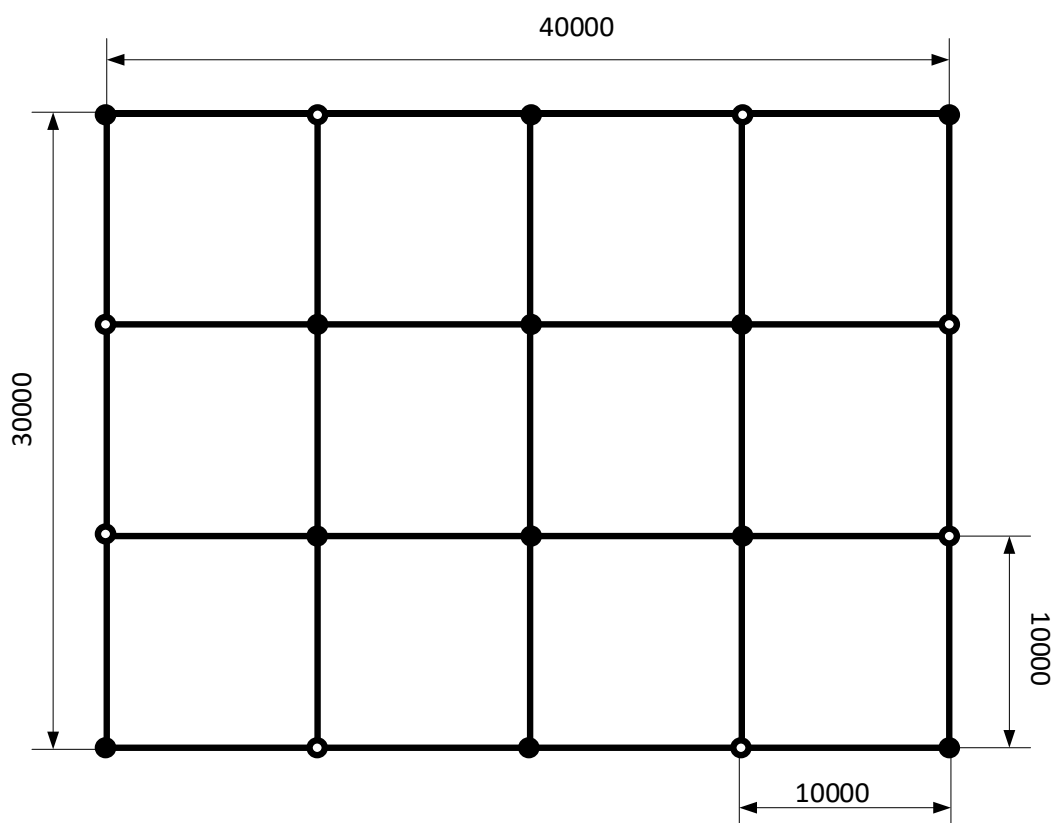
Полученное в (141) значение меньше допустимого значения 500 В, что удовлетворяет требованиям [18].

Выводы по разделу 6. Выполнен расчет системы заземления закрытой подстанции «Куйбышевская». Внешний контур заземления выполнен стальной полосой 40×5 мм и стальным уголком 40×40×5. Внешний контур заземления устанавливается по периметру подстанции на расстоянии 1,5 от ограждающих конструкций. Правильность проведенных расчетов системы заземления проверена по величине напряжения прикосновения, полученное значение напряжения прикосновения равно 276,85 (В) меньше допустимого 500 (В).

7 Система молниезащиты

Подстанция «Куйбышевская» после реконструкции будет выполнена закрытого типа, поэтому для подстанции могут не применяться стержневые молниеотводы в системе молниезащиты. Система молниезащиты закрытой подстанции выполняется в соответствии с [14] сеткой размещенной на крыше подстанции.

Сетка выполняется из круглой стали диаметром 8 мм, которая укладывается на кровле подстанции под слоем гидроизоляции. Сетка соединяется с контуром заземления стальными токопроводами. Токопроводы должны обеспечивать минимум два пути стекания тока молнии. План молниезащиты подстанции «Куйбышевская» представлен на рисунке 22.



- Точки соединения сваркой стальных прутков молниеприемной сетки
- Точки соединения сваркой стальных прутков молниеприемной сетки совмещенные со спуском токоотводов до ЗУ

Рисунок 22 - План молниезащиты подстанции

Площадь ячейки сетки должна быть не менее 100 м². Расстояние между спусками должно быть не менее 20 м.

На рисунке 22 выбраны точки не относящиеся к углам кровли, так как контур заземления подстанции соединен с внутренним контуром ЗРУ по углам в четырех точках. Согласно плану молниезащиты на рисунке 22 расстояние между токоотводами 20 м и 14 м.

Выводы по разделу 7. Для защиты подстанции от прямых ударов молнии «Куйбышевская», согласно нормативным документам, может быть применена стальная сетка, устанавливаемая на крыше подстанции под слоем гидроизоляции.

Сетка выполняется круглой сталью диаметром 8 мм. Шаг сетки выбран 10 м, площадь ячейки составляет 100 м². Токоотводы располагаются по периметру крыши с расстоянием от 14 до 20 м.

Заключение

В выпускной квалификационной работе, выполненной на тему «Реконструкция электрической части подстанции 110/10 кВ «Куйбышевская» с заменой силовых трансформаторов» во введении поставлена цель – повышение установленной мощности подстанции «Куйбышевская» с классами напряжения 110 кВ и 10 кВ. Для достижения поставленной для решения обозначены следующие задачи:

- анализ текущей загрузки и состояния оборудования подстанции «Куйбышевская» с расчетным определением перспективного роста нагрузки в питаемом подстанцией районе;
- определение состава высоковольтного оборудования подстанции «Куйбышевская» после проведения реконструкции, на основании расчетов нагрузки и токов короткого замыкания;
- выбор компоновки подстанции «Куйбышевская» после реконструкции с учетом выбранного оборудования и норм проектирования объектов электросетевого комплекса.

В рамках выполнения первой задачи определено месторасположения подстанции «Куйбышевская» - Центральный округ г. Омска, в границах ул. 10 лет Октября, ул. 1-й Заречной и ул. Универсальной. Установлено, что подстанция «Куйбышевская» связана с энергосистемой по двум воздушным линиям электропередачи, выполненных отпайками от ВЛ «ТЭЦ-5 – Фрунзенская» -1 и ВЛ «ТЭЦ-5 – Фрунзенская» -2. Протяженность линий до ТЭЦ-5 составляет 2,6 км. Кроме того, проведенный анализ подстанции «Куйбышевская» позволил установить, что на подстанции установлено два силовых трансформатора марки ТРДН 40000/110/10/10. Трансформатор Т1 на подстанции «Куйбышевская» был введен в эксплуатацию в 1983 году, а трансформатор Т2 введен в эксплуатацию в 1976 году. Установлено, что на сегодняшний момент трансформатор Т1 имеет индекс технического состояния $ИТС_{Т1} = 71$, а трансформатор Т2 имеет $ИТС_{Т2} = 73$. Данные показатели ИТС характеризуются как «хорошее» техническое состояние, однако значения ИТС

для обоих трансформаторов близки к переходу в состояние «удовлетворительное».

Анализ подстанции «Куйбышевская» позволил определить, что схема распределительного устройства 110 кВ выполнена по типовой схеме 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии», а схема распределительного устройства 10 кВ выполнена по типовой схеме 10(6) – 3 «Четыре одиночные секционированные выключателями системы шин».

Для подстанции «Куйбышевская» установлено, что максимальное значение зафиксированной мощности составляет 41,77 (МВА). Определены суточные графики нагрузок подстанции, а также составлены годовые упорядоченные графики полной и активной мощностей подстанции «Куйбышевская». Определены перспективные нагрузки подстанции на период до 2028 года.

Определены перспективные мощности потребителей подстанции на период до 2028 года, относительно которых определены расчетные мощности трансформаторов, которые могут быть установлены на подстанции.

В рамках решения второй задачи предложено рассмотреть два варианта установки трансформаторов с мощностью 63 МВА и 80 МВА. Двухобмоточные трансформаторы с номинальными мощностями 63 МВА и 80 МВА выполняются с расщепленной обмоткой низкого напряжения, с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха. Поэтому для установки на подстанции «Куйбышевская» рассмотрена возможность установки трансформаторов ТРДН 63000/110/10/10 и ТРДН 80000/110/10/10.

Для трансформатора ТРДН 63000/110/10/10 и ТРДН 80000/110/10/10 определены паспортные данные по каталогам производителей трансформаторного оборудования. Также определены оптимальные коэффициенты загрузки каждого из трансформаторов. Для ТРДН 63000/110 оптимальный коэффициент $K_{\text{загр.тр.}}^{\text{опт.}} = 0,347$, а для ТРДН 80000/110 $K_{\text{загр.тр.}}^{\text{опт.}} =$

0,359. По прогнозным значениям мощности потребителей подстанции определено, что при установке на подстанции трансформаторов ТРДН 63000/110 оптимальный коэффициент загрузки будет достигнут к 2026 года, а для ТРДН 80000/110 оптимальный коэффициент не будет достигнут на периоде до 2028 года.

Выполнены расчеты потерь электрической энергии для трансформаторов ТРДН 63000/110/10/10 и ТРДН 80000/110/10/10. Расчеты выполнены для прогнозного значения мощности потребителей 2026 года. Получено, что при установке трансформаторов ТРДН 80000/110 на подстанции «Куйбышевская», большую часть года один трансформатор может быть отключен. Это определено на основании значения экономической мощности подстанции «Куйбышевская». При установке трансформаторов ТРДН 63000/110 отключение трансформаторов на подстанции не целесообразно.

Получено, что на подстанции «Куйбышевская» потери электрической энергии в трансформаторах ТРДН 63000/110 составят $\Delta W_{\text{ПС}} = 1487620,927$ (кВт·ч), а в трансформаторах ТРДН 80000/110 $\Delta W_{\text{ПС}} = 1645658,523$ (кВт·ч).

Несмотря на то, что один из трансформаторов для варианта установки ТРДН 80000/110 большую часть года был отключенным, потери электрической энергии выше, чем при установке ТРДН 63000/110.

Также определены значения приведенных затрат для варианта с трансформаторами ТРДН 63000/110 и ТРДН 80000/110. Для варианта с трансформаторами ТРДН 80000/110 величина приведенных затрат выше, чем для варианта с трансформаторами ТРДН 63000/110 поэтому окончательно к установке на подстанции «Куйбышевская» принято два трансформатора марки ТРДН 63000/110/10/10.

Замена силовых трансформаторов на подстанции «Куйбышевская» потребовала расчета токов короткого замыкания. Составлена расчетная схема токов короткого замыкания на основании условий: трансформаторы работают не параллельно; секционный выключатель на стороне 10 кВ разомкнут.

На первом этапе выполнен расчет трехфазных токов короткого замыкания. На стороне 110 кВ получено $I_{п0.К1}^{(3)} = 18,05$ (кА), $i_{уд.К1}^{(3)} = 45,95$ (кА). Для стороны 10 кВ получено $I_{п0.К2}^{(3)} = 109,32$ (кА), $i_{уд.К1}^{(3)} = 299,9$ (кА). Значение трехфазных токов короткого замыкания на стороне 10 кВ имеют высокие значения, поэтому принято решение установки токоограничивающих реакторов.

Высокие значения трехфазных токов короткого замыкания на стороне 10 кВ обусловлены близостью источника генерации – Омской ТЭЦ-5, расстояние до Омской ТЭЦ-5 всего 2,6 км.

Для выбора токоограничивающих реакторов было принято значение $I_{п0.К2}^{(3)} = 30$ (кА). Исходя из значения номинального тока на стороне 10 кВ 1732 (А), а также полученного расчетного значения индуктивного сопротивления реактора 0,15 (Ом) выбран токоограничивающий реактор типа РТСТ 10-2500-0,2 по каталогу производителя [19]. Реактор РТСТ 10-2500-0,2 имеет сопротивление $x_{ТОР} = 0,2$ (Ом) и номинальный ток $I_{ном.нн.тор} = 2500$ (А). Уровень токов короткого замыкания на стороне 10 кВ подстанции за счет установки токоограничивающих реакторов удалось снизить в 4,6 раза.

Далее был выполнен расчет несимметричных токов короткого замыкания на стороне 110 кВ и 10 кВ. Все результаты рассчитанных токов короткого замыкания отмечены на схеме подстанции.

Для подстанции «Куйбышевская» принято решение о сооружении закрытой подстанции при реконструкции. Для распределительного устройства 110 кВ принято решение использовать комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией (КРУЭ).

Согласно схемы распределительного устройства 110 кВ – 110-4Н определены типы, назначение и число используемых блоков КРУЭ 110 кВ.

Для проверки выбираемого оборудования определены значения расчетных параметров: номинального тока с условием сорокапроцентной перегрузки трансформаторов для выключателей и разъединителей 110 кВ, а

также для вводных и секционных выключателей 10 кВ. Также определены значения теплового импульса трехфазного тока короткого замыкания на стороне 110 кВ и на шинах распределительного устройства 10 кВ и амплитудные значения апериодической составляющей трехфазного тока короткого замыкания в распределительном устройстве 110 кВ и 10 кВ.

Для установки в распределительном устройстве 10 кВ приняты шкафы комплектного распределительного устройства типа КРУ-СЭЩ-80, производства ОАО «Самарский Электроцит» [4]. В состав КРУ-СЭЩ-80 входят вакуумные выключатели типа ВВУ-СЭЩ-П-10-50, трансформаторы тока ТПЛ – СЭЩ– 10 и трансформаторы напряжения ЗНОЛ – СЭЩ – 10.

Для защиты силового трансформатора марки ТРДН 63000/110/10/10 выбран микропроцессорный блок РС83-ДТ2 производства РЗА-Системс. Данный блок применяется для реализации основной защиты (дифференциальной защиты) двухобмоточных трансформаторов с расщепленной обмоткой низкого напряжения. Выполнен расчет уставок срабатывания всех ступеней дифференциальной защиты, а также уточнены значения коэффициентов трансформации для измерительных трансформаторов тока выбранных в разделе 4 для установки на стороне 110 кВ и 10 кВ.

Проверка правильности расчета уставок дифференциальной защиты силового трансформатора марки ТРДН 63000/110/10/10 выполнена путем расчета коэффициентов чувствительности всех ступеней защиты. Расчетные значения коэффициентов чувствительности обеспечивают срабатывание защиты, так как имеют достаточно высокие значения. Следовательно, рассчитанные уставки срабатывания могут быть использованы при настройке терминала микропроцессорной релейной защиты.

В рамках решения третьей задачи выполнен расчет системы заземления закрытой подстанции «Куйбышевская». Внешний контур заземления выполнен стальной полосой 40×5 мм и стальным уголком 40×40×5. Внешний контур заземления устанавливается по периметру подстанции на расстоянии

1,5 от ограждающих конструкций. Правильность проведенных расчетов системы заземления проверена по величине напряжения прикосновения, полученное значение напряжения прикосновения равное 276,85 (В) меньше допустимого 500 (В).

Для защиты подстанции от прямых ударов молнии «Куйбышевская», согласно нормативным документам, может быть применена стальная сетка, устанавливаемая на крыше подстанции под слоем гидроизоляции.

Сетка выполняется круглой сталью диаметром 8 мм. Шаг сетки выбран 10 м, площадь ячейки составляет 100 м². Токоотводы располагаются по периметру крыши с расстоянием от 14 до 20 м.

В результате выполнения поставленных задач, цель выпускной квалификационной работы достигнута. Выполнены основные разделы проекта реконструкции подстанции с учетом требований надежности и безопасности объекта реконструкции. Учтены все требования по использованию оборудования отечественного производства.

Список используемых источников

1. Абрамова Е.А., Алешина С.К. Графические изображения элементов электрической части станций и подстанций: методические указания к курсовому и дипломному проектированию. Оренбург: Оренбургский государственный университет, 2005. 26 с.
2. АО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара». Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией КРУЭ-СЭЩ-110 кВ // Официальный сайт производителя оборудования АО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара». 2023. URL: https://www.electroshield.ru/upload/iblock/da8/Elektroshchit_Katalog_KRUE_SE_SHCH_110.pdf (дата обращения: 04.04.2023).
3. АО «Системный оператор Единой энергетической системы России». Обосновывающие материалы. Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2023-2028 годы. Омская область. // Официальный сайт АО «Системный оператор Единой энергетической системы России». 2023. URL: https://www.sosups.ru/fileadmin/files/company/future_plan/public_discussion/support_materials/3_4_Omskaja_oblast.pdf (дата обращения: 11.03.2023).
4. АО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара». Каталог продукции. Вакуумные выключатели. // Веб-сайт компании АО «Группа компаний «Электрощит»-ТМ Самара». 2023. URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/vakuumnie-vykluchateli/> (дата обращения: 02.04.2023).
5. Газонаполненное оборудование [Электронный ресурс] // Веб-сайт завода электротехнического оборудования «ЗЭТО»: [сайт]. [2023]. URL: https://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/elegazovye-kolonkovye-vyglyuchateli-tipa-vgt-110 (дата обращения: 08.02.2023).

6. Галимова А.А. Критерии выбора коэффициента загрузки силового трансформатора при проектировании подстанций распределительных сетей // Проблемы энергетики, Т. 5, № 6, 2013. С. 66-71.
7. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Стандартинформ, 2014.
8. ГОСТ 9680-77. Трансформаторы силовые мощностью 0,01 кВА и более. Ряд номинальных мощностей. М.: Издательство стандартов, 1977. 4 с.
9. ГОСТ Р 52719-2007. Национальный стандарт Российской Федерации трансформаторы силовые. Общие технические условия. М.: Стандартинформ, 2008. 70 с.
10. Группа СВЭЛ. Каталог продукции // Веб-сайт компании «Группа СВЭЛ». 2023. URL: <https://svel.ru/catalog/> (дата обращения: 201.02.2023).
11. Кокин С.Е., Дмитриев С.А., Хальясмаа А.И. Схемы электрических соединений подстанций : учебное пособие. Екатеринбург: Уральский федеральный университет, 2015. 100 с.
12. Крючков Н.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования. М.: Академия, 2015.
13. Маркевич А.И. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Псков: Издательство ПГУ, 2012. С. 138.
14. Министерство энергетики Российской Федерации. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. М.: ЦПТИ ОРГРЭС, 2004. С.60.
15. Нагай В.И. Релейная защита ответственных подстанций электрических сетей. М.: Энергоатомиздат, 2002. С 312.
16. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. 5-е изд. Санкт-Петербург: БХВ-Петербург, 2014. С.607.

17. ООО «РЗА Системз». Методические указания по выбору уставок дифференциальной защиты трансформаторов, реализуемой при помощи устройств HC83-LN2 // Официальный сайт производителя оборудования ООО «РЗА Системз». 2012. URL: http://rzasystems.kz/wp-content/uploads/2019/01/METODIKA-DT2-v-0_08a.pdf (дата обращения: 08.05.2023).
18. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. Москва: Издательство Проспект, 2020. 832 с.
19. Реакторы сухие токоограничивающие [Электронный ресурс] // Официальный сайт производителя оборудования АО «Уралэлектротяжмаш»: [сайт]. [2023]. URL: <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/reaktorysuhietokoogranichivauytchie/> (дата обращения: 05.04.2023).
20. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. М.: Академия, 2013. 449 с.
21. Степкина Ю.В., Салтыков В.М. Проектирование электрической части понизительной подстанции. Тольятти: ТГУ, 2007. 124 с.
22. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. Москва: ОАО "ФСК ЕЭС", 2007. 132 с.
23. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. М: ОАО «ФСК ЕЭС», 2010. 128 с.
24. Тарифы на передачу электроэнергии [Электронный ресурс] // Официальный сайт ПАО «Россети Урал»: [сайт]. [2023]. URL: <https://www.mrsk-ural.ru/client/transmission/tariff/> (дата обращения: 15.02.2023).
25. Трансформаторы силовые масляные класса напряжения 110 кВ // Официальный сайт производителя ООО «Тольяттинский трансформатор». 2023. URL: <https://www.transformator.com.ru/ttproduction/transform/145/1641/> (дата обращения: 8.03.2023).

26. Power System Analysis and Design. 3rd ed. Cengage Learning, 2016. 864 pp.
27. Gonen T. Electrical Power Transmission System Engineering: Analysis and Design. 3rd ed. CRC Press, 2014. 1093 pp.
28. McDonald J, editor. Electric Power Substations Engineering (Electrical Engineering Handbook). 3rd ed. CRC Press, 2012. 536 pp.
29. Parker P.M. The 2021-2026 World Outlook for Electric Power Substation Automation. ICON Group International, Inc, 2021. 300 pp.
30. Ziegler G. Numerical Differential Protection: Principles and Applications. 2nd ed. Hoboken: John Wiley & Sons, 2012. 287 pp.