

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 35/6 кВ «АС-8» с переводом на
напряжение 110 кВ

Обучающийся

А.Р. Утчева

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., В.С. Романов

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

Консультант

к.филол.н., доцент, О.В. Мурдускина

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

Тольятти 2022

Аннотация

В выпускной квалификационной работе представлены результаты выполнения проекта реконструкции подстанции «АС-8» с переводом на напряжение 110 кВ.

Выпускная квалификационная работа содержит 8 основных разделов в которых последовательно раскрываются и решаются задачи ВКР.

Первый этап выполнения ВКР включает в себя разделы 1 и 2 и направлен на решение первой поставленной задачи. В данных разделах проанализирован объект ВКР – подстанция «АС-8», определены основания проведения реконструкции, проанализирована карта региона расположения подстанции и определены воздушные линии, которые будут обеспечивать питание подстанции «АС-8» после реконструкции.

Далее, в разделах 3 – 6 решается вторая задача ВКР, а именно выбирается оптимальный тип силового трансформатора, выбирается схема распределительных устройств подстанции и выбирается соответствующее оборудование: высоковольтные выключатели, разъединители, трансформаторы тока и трансформаторы напряжения.

В разделах 7 и 8 решается третья задача ВКР, а именно проектируется система молниезащиты территории подстанции, а также выбирается микропроцессорный терминал релейной защиты силового трансформатора и выполняется расчет уставок срабатывания.

В результате выполнения всех разделов ВКР достигается цель, поставленная во введении.

Пояснительная записка выполнена на 63 листах формата А4, включает в себя 10 рисунков и 9 таблиц. Список используемой литературы включает в себя 26 наименований в том числе пять на английском языке. Все источники использованы при выполнении выпускной квалификационной работы.

Abstract

The bachelor thesis presents the results of the project implementation with a AS-8 substation modernization and transferring to the voltage class 100 kV.

The bachelor thesis contains 8 main sections in which the tasks are sequentially disclosed and solved.

The first stage of bachelor thesis implementation includes sections 1 and 2 and is aimed with solving the first task. In these sections, the bachelor thesis facility, the AS-8 substation, is analyzed, the grounds for the reconstruction are determined, the map of the region where the substation is located is analyzed, and overhead lines that will provide power to the AS-8 substation after the reconstruction are identified.

Further, in sections 3 - 6, the second task of the bachelor thesis is solved, namely, the optimal type of power transformer is selected, the substation switchgear scheme is selected and the appropriate equipment is selected: high-voltage circuit breakers, disconnectors, current transformers and voltage transformers.

In sections 7 and 8, the third task of the bachelor thesis is solved, namely, the lightning protection system of the substation territory is designed, and the microprocessor relay protection terminal of the power transformer is selected and the operation settings are calculated.

As a result of the implementation of all sections of the bachelor thesis, the goal set in the introduction is achieved.

The explanatory note is made on 63 sheets of A4 format, includes 10 figures and 9 tables. The list of used literature includes 26 titles, including five in English. All sources were used in the bachelor thesis.

Содержание

Введение	5
1 Описание проекта.....	7
2 Определение трассы воздушных линий 110 кВ.....	13
3 Выбор трансформаторов	17
4 Расчет токов короткого замыкания	34
5 Выбор главной типа главной схемы подстанции.....	41
6 Выбор оборудования подстанции.....	44
7 Защита трансформатора от повреждений	49
8 Расчет молниезащиты	53
Заключение	57
Список используемой литературы	61

Введение

Бурное строительство объектов электроэнергетики происходило во второй половине 20 века. На сегодняшний момент большая часть подстанций построенных в то время находится в аварийном или предаварийном состоянии. Кроме того, в настоящее время современное оборудование и технологии позволяет повысить эффективность и надежность электроснабжения потребителей.

В настоящее время, класс напряжения 35 кВ является устаревшим и не применяется в распределительных сетях, так как в энергосистеме наблюдается тренд на повышение номинального напряжения. Класс напряжения 35 кВ переходит в разряд сетей среднего напряжения 10(6)-35 кВ. Так как сети 35 кВ имеют большой уровень потерь при передаче электрической энергии на дальние расстояния [22].

Исходя из вышесказанного, выпускная квалификационная работа, направленная на разработку проекта реконструкции подстанции с переводом на класс напряжения 110 кВ является актуальной.

Объектом ВКР является подстанция «АС-8» с классами напряжения 35/6 кВ.

Предметом ВКР является электрическая часть подстанции «АС-8» с классом напряжения 35/6 кВ.

Целью ВКР является – повышение класса напряжения подстанции «АС-8» с напряжения 35 кВ на напряжение 110 кВ с заменой силовых трансформаторов и повышением установленной мощности.

Для выполнения поставленной в рамках ВКР цели необходимо решить следующие задачи:

- Проанализировать объект реконструкции – подстанцию «АС-8» напряжением 35/6 кВ, а также схему энергорайона и карту района размещения подстанции для определения трасс воздушных линий напряжением 110 кВ;

- Выполнить выбор оборудования подстанции для перевода на напряжение 110 кВ, а именно выбрать силовые трансформаторы, высоковольтные выключатели, измерительные трансформаторы тока и напряжения и т.д.;
- Разработать проект защиты подстанции «АС-8» после реконструкции от атмосферных перенапряжений, а также выполнить расчет уставок релейной защиты силового трансформатора.

При выполнении проекта реконструкции подстанции с повышением класса напряжения необходимо использовать оборудование отечественного производства. При разработке проектных решений необходимо использовать действующие нормы и правила проектирования объектов электросетевого комплекса ПАО «Россети».

1 Описание проекта

Подстанция «АС-8» напряжением 35/6 кВ расположена на хуторе Большой-Лог, являющимся административным центром Большелогского сельского поселения, вблизи г. Аксай [8].

Подстанция «АС-8» обслуживается Аксайским РЭС и находится в ведении ПАО «Россети Юг» - филиал «Ростовэнерго» [10].

На подстанции «АС-8» установлено два силовых трансформатора марки ТМН 7500/35/6 кВ. Год ввода подстанции в эксплуатацию – 1951 г. В настоящее время на подстанции отсутствует свободная трансформаторная мощность для подключения новых потребителей. По данным «МРСК-Юг» загрузка подстанции составляет 109,54% от установленной мощности и при этом подстанция «АС-8» входит в перечень подстанций загруженных либо выше 130% либо имеющие технические ограничения [9]. Так как подстанция загружена на 109,54%, то можно предположить, что на подстанции «АС-8» кроме высокой загрузки существуют дополнительные ограничения [4].

Установленная мощность подстанции «АС-8» составляет $S_{уст} = 15$ (МВА). Соответственно текущая загрузка подстанции составляет:

$$S_{загр} = S_{уст} \cdot \frac{109,54}{100} = 15 \cdot 1,0954 = 16,431 \text{ (МВА)} \quad (1)$$

Определим коэффициент загрузки для трансформаторов подстанции «АС-8»:

$$K_3 = \frac{S_{загр}}{S_{Т.ном} \cdot n} = \frac{16,431}{7,5 \cdot 2} = 1,1 \text{ (МВА)} \quad (2)$$

Значение коэффициента загрузки, полученное в выражении (2) выше нормируемого для двухтрансформаторных подстанций 0,7. Этот факт может

служить основанием для проведения реконструкции объекта, так как принимая во внимание, что подстанция введена в эксплуатацию больше 70 лет назад, трансформаторы уже исчерпали свой ресурс и затягивание реконструкции объекта может привести к аварийным ситуациям на объекте [4]. Большой срок эксплуатации подстанции «АС-8» с трансформаторами ТМН 7500/35/6 кВ позволяет определить с высокой степенью вероятности, что данные трансформаторы исчерпали свой ресурс и должны быть заменены.

Необходимость реконструкции также связано с тем фактом, что вблизи объекта – подстанции «АС-8», расположены подстанции с высшим классом напряжения 110 кВ. Поэтому при проведении реконструкции предлагается выполнить перевод подстанции 35/6 кВ «АС-8» на класс напряжения 110 кВ.

Данное решение потребует определить точку подключения ВЛ-110 кВ. При условии, что на подстанции установлено два трансформатора, необходимо определить трассу прокладки двух воздушных линий 110 кВ.

Для определения трассы ВЛ-110 кВ необходимо выполнить анализ схемы энергорайона, а также карту местности расположения подстанции «АС-8» [8].

Составим годовой график нагрузки подстанции «АС-8» с учетом максимальной мощности, определенной в выражении (1).

График нагрузки подстанции «АС-8» по полной мощности показан на рисунке 1. График активной мощности подстанции «АС-8» показан на рисунке 2. График реактивной мощности подстанции «АС-8» показан на рисунке 3.

Значение максимальной активной мощности для графика (рисунок 2):

$$P_{\text{загр}} = S_{\text{загр}} \cdot \cos \varphi = 16,431 \cdot 0,85 = 13,96635 \text{ (МВт)} \quad (3)$$

Значение максимальной реактивной мощности для графика (рисунок 3):

$$Q_{\text{загр}} = \sqrt{S_{\text{загр}}^2 - P_{\text{загр}}^2} = \sqrt{16,431^2 - 13,96635^2} = 8,65 \text{ (Мвар)} \quad (4)$$

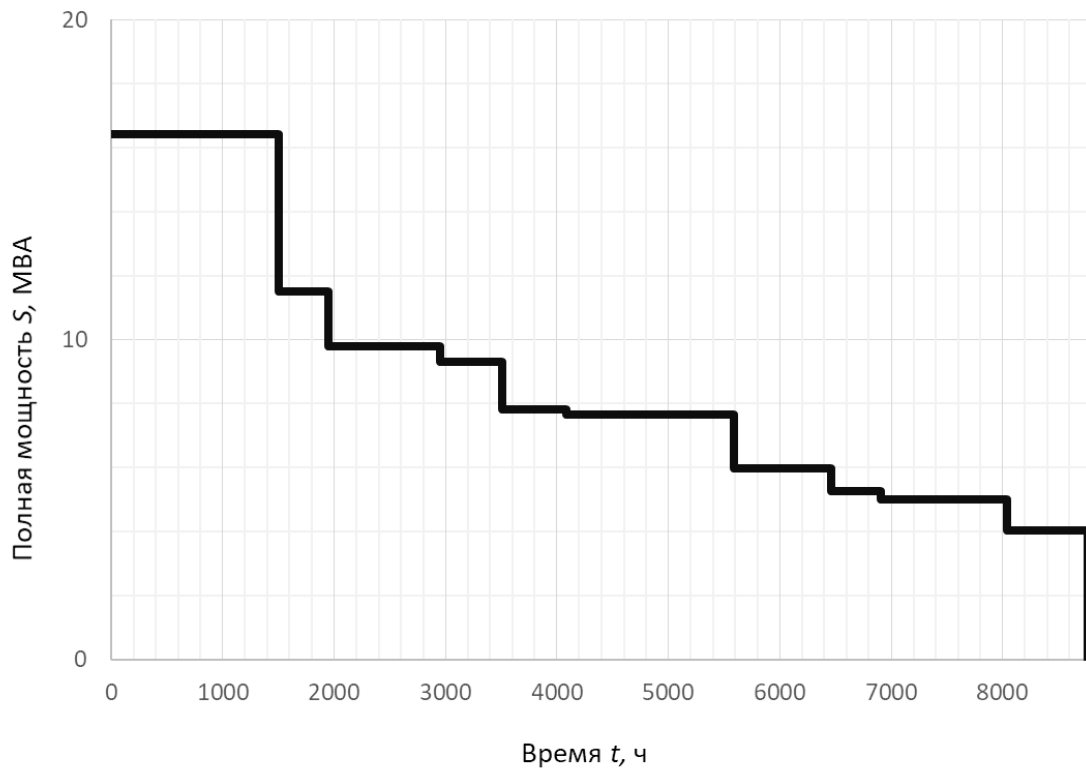


Рисунок 1 - График полной мощности подстанции «АС-8»

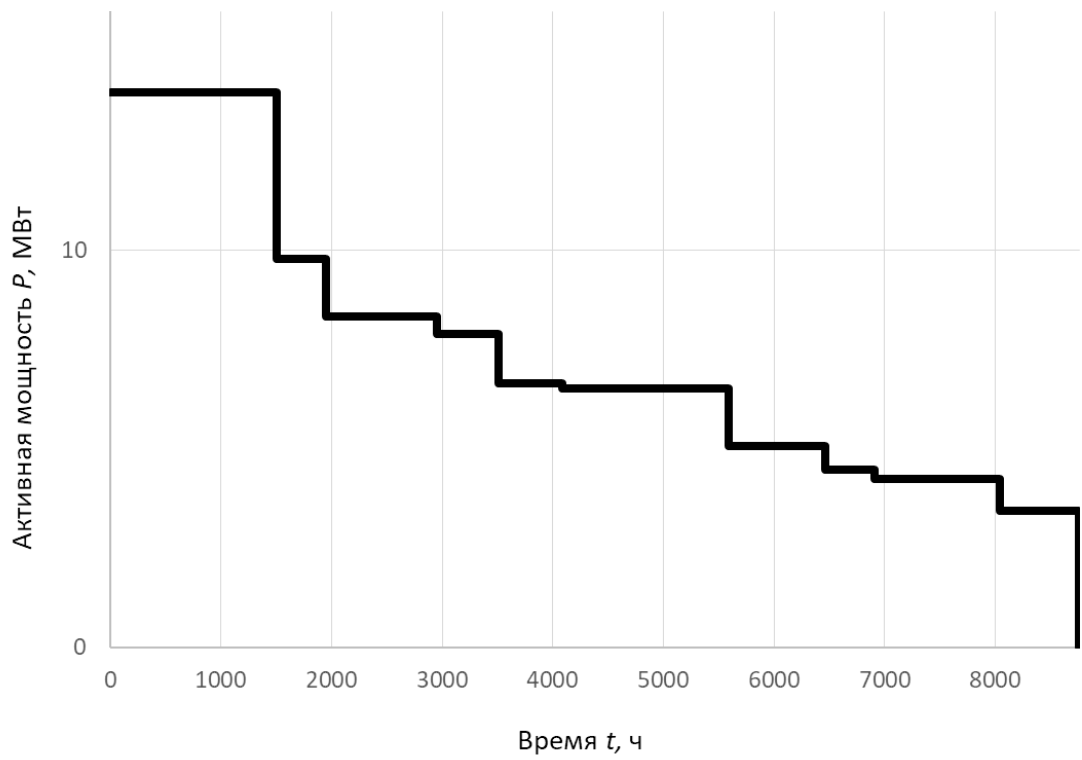


Рисунок 2 - График активной мощности подстанции «АС-8»

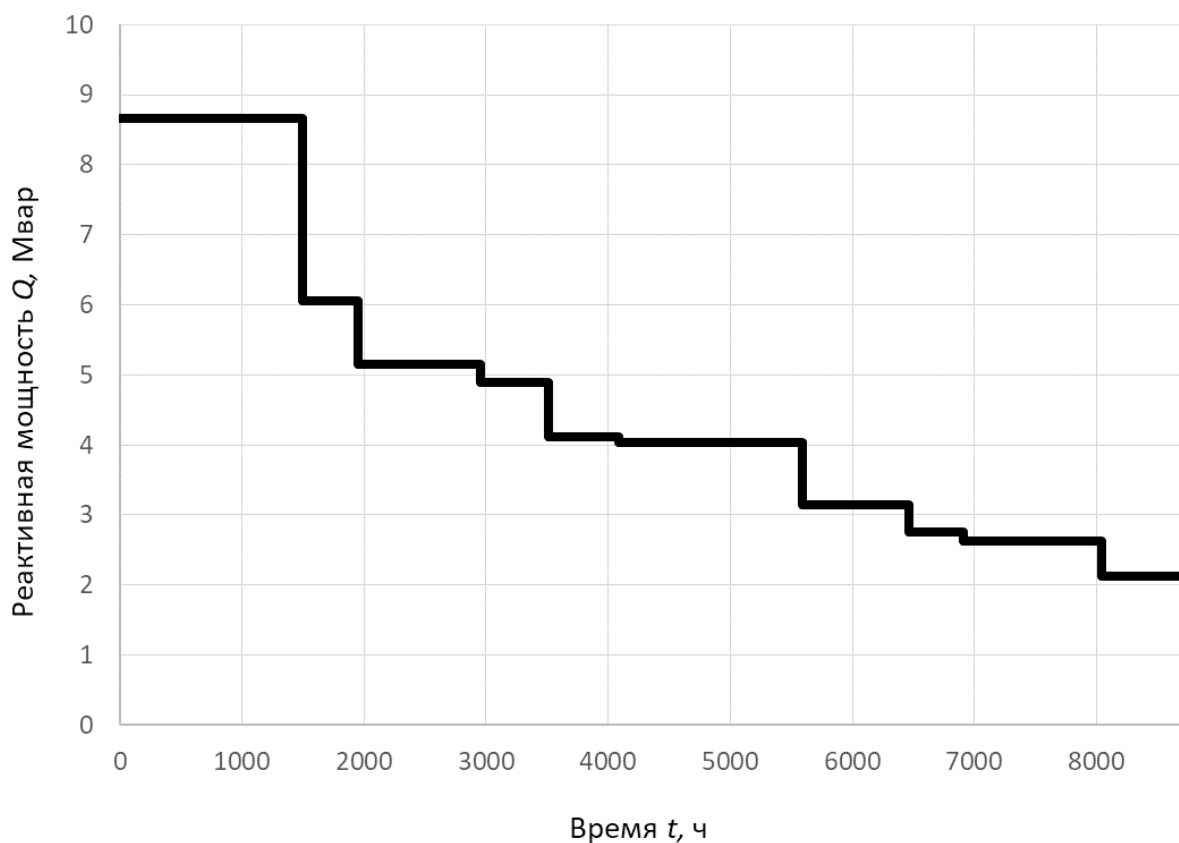


Рисунок 3 - График реактивной мощности подстанции «АС-8»

Для графиков нагрузок подстанции «АС-8» составим таблицу 1 с данными графиков, показанных на рисунках 1 - 3.

Таблица 1 - Данные графиков нагрузки подстанции «АС-8»

i	t_i , ч	S_i , МВА	P_i , МВт	Q_i , Мвар
1	1500	16,431	13,96635	8,655566
2	452	11,5017	9,776445	6,058896
3	998	9,776445	8,309978	5,150062
4	560	9,287623	7,894479	4,892559
5	1000	7,801603	6,631363	4,109749
6	1500	7,645571	6,498735	4,027554
7	875	5,963545	5,069014	3,141492
8	25	5,24792	4,460732	2,764513
9	879	4,985524	4,237695	2,626288
10	971	4,038274	3,432533	2,127293

Для данных таблицы 1 определим потребление электрической энергии для каждой ступени годового графика нагрузок (рисунок 2) по выражению:

$$W_i = P_i \cdot t_i \quad (5)$$

где i – номер ступени годового графика нагрузок, определяется по рисунку 2 или данным таблицы 1;

P_i – активная мощность на i -й ступени графика (рисунок 2), МВт;

t_i – продолжительность i -й ступени графика (рисунок 2), ч.

Далее необходимо определить годовое потребление электрической энергии по графику нагрузок используя выражение:

$$W_{\text{год}} = \sum_{i=1}^n W_i \quad (6)$$

где i – номер ступени годового графика нагрузок;

W_i – расчетное значение потребляемой электрической энергии на i -й ступени графика (рисунок 2), кВт·ч;

n – число ступеней годового графика (рисунок 2), принимаем равным 10 шт.

Расчеты по выражениям (5) и (6) выполним в таблице 2.

Таблица 2 – Расчет потребления электрической энергии на подстанции «АС-8»

i	t_i , ч	P_i , кВт	W_i , кВт·ч
1	1500	13966,35	20949525
2	452	9776,445	4418953,14
3	998	8309,97825	8293358,294
4	560	7894,479338	4420908,429
5	1000	6631,362644	6631362,644
6	1500	6498,735391	9748103,086
7	875	5069,013605	4435386,904
8	25	4460,731972	111518,2993
9	879	4237,695374	3724934,233
10	971	3432,533253	3332989,788
$W_{\text{год}}$, кВт·ч			66067039,82

Далее определим для подстанции «АС-8» расчетное значение числа часов использования максимальной мощности по выражению:

$$T_{max} = \frac{W_{год}}{P_1} = \frac{66067039,82}{13966,35} = 4730,44 \text{ (ч)} \quad (7)$$

где $W_{год}$ - годовой потребление электрической энергии на подстанции, полученное по выражению(6), кВт·ч;

P_1 – активная мощность первой ступени годового графика нагрузок, кВт.

Выводы по разделу. Представлена краткая характеристика объекта ВКР -подстанции «АС-8», расположенной в Ростовской области. Подстанция «АС-8» обслуживается Аксайским РЭС и находится в ведении ПАО «Россети Юг» - филиал «Ростовэнерго».

В настоящее время на подстанции установлено два силовых трансформатора марки ТМН 7500/35/6 кВ. Согласно данным ПАО «Россети Юг» представленных в открытых источниках определена текущая загрузка подстанции «АС-8» 109,54%.

Определено, что текущая загрузка подстанции по полной мощности $S_{загр} = 16,431$ (МВА), по активной мощности $P_{загр} = 13,96635$ (МВт), а по реактивной $Q_{загр} = 8,65$ (Мвар).

Определены годовые упорядоченные графики нагрузки по полной, активной и реактивной мощностям, а также определены табличные данные для каждой ступени годовых графиков, общее число ступеней годового графика $i = 10$ (шт.).

Получено расчетное значение годовой потребляемой электрической энергии на подстанции «АС-8» $W_{год} = 66067039,82$ кВт·ч. Также получено расчетное значение числа часов использования максимальной мощности на подстанции «АС-8» $T_{max} = 4730,44$ ч.

2 Определение трассы воздушных линий 110 кВ

Для определения трассы воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ для подключения к подстанции «АС-8» выполним анализ энергорайона совместно с картой местности расположения подстанции [23].

Для подключения к подстанции «АС-8» необходимо определить две трассы ВЛ-110 кВ. При этом следует учитывать [11], [16]:

- ВЛ не должны прокладываться отпайкой от одной ВЛ;
- ВЛ могут прокладываться от одной подстанции, но разных ВЛ – данное решение может потребовать реконструкции подстанции, с которой будут прокладываться ВЛ в части изменения схемы распределительного устройства 110 кВ;
- Минимальное прохождение трассы ВЛ-110 кВ через населенные пункты;
- Минимизировать возможность прохождения ВЛ-110 кВ через водные объекты;
- Минимизировать вывод земель сельхозназначений из оборота за счет строительства ВЛ, так как регион расположения подстанции является сельскохозяйственным регионом.

Перечисленные условия накладывают серьезные ограничения на размещение трассы ВЛ.

На первом этапе определения трассы ВЛ рассмотрим схему энергорайона представленную на рисунке 4.

На рисунке 4 отражены следующие объекты:

- Подстанция «АС-8» 35/6 кВ - объект ВКР;
- Подстанция «АС-2» 35/6 кВ;
- Подстанция «КС-3» 110/6 кВ;
- Подстанция «АС-15» 110/10 кВ;
- Подстанция «Р-4» 220/110/10;

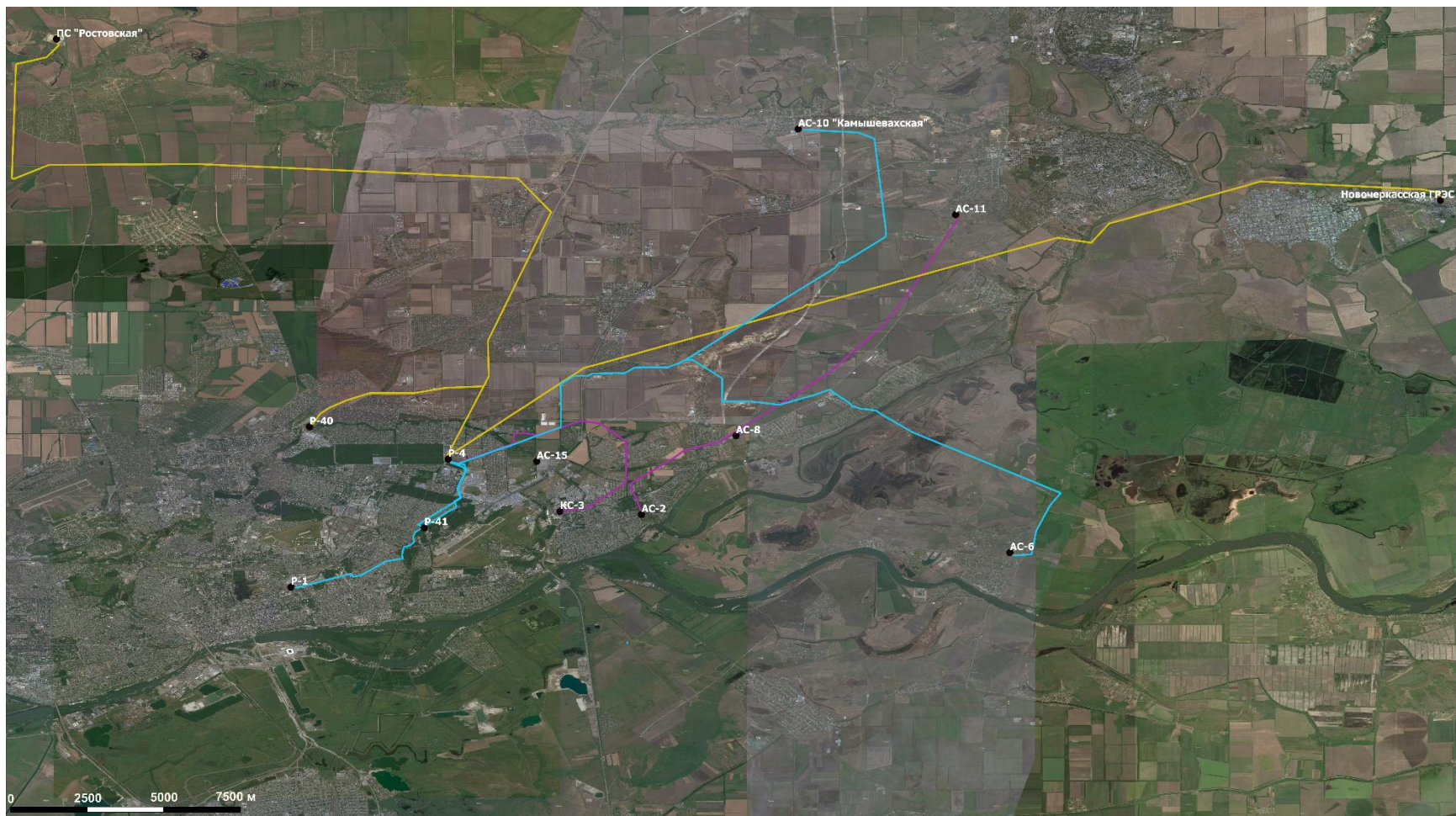


Рисунок 4 - Карта энергорайона до реконструкции подстанции «АС-8»

- Подстанция «Р-41» 110/10 кВ;
- Подстанция «Р-40» 220/110/10 кВ;
- Подстанция «Ростовская» 500/220/10 кВ;
- Подстанция «АС-6» 110/10 кВ;
- Новочеркасская ГРЭС 330/220/35 кВ;
- Подстанция «АС-11» 110/35/10;
- Подстанция «Р-1» 110/35/6 кВ;
- АС-10 «Камышевахская» 110/10 кВ.

Анализ карты энергорайона (рисунок 4) позволил определить ВЛ-110 кВ к которым может быть подключена подстанция «АС-8» при реконструкции:

- ВЛ-110 кВ от подстанции «АС-15» до подстанции «АС-6»;
- ВЛ-110 кВ от подстанции «Р-4» до подстанции «АС-10 Камышевахская».

Составим карту энергорайона на которую нанесем пунктирными линиями точки подключения к указанным линиям. Для линий ВЛ-110 кВ подключаемых к подстанции «АС-8» по карте энергорайона определим длину линий:

- ВЛ-110 кВ от подстанции «АС-15» до подстанции «АС-6» длина 2 км;
- ВЛ-110 кВ от подстанции «Р-4» до подстанции «АС-10 Камышевахская» длина 8 км.

Выводы по разделу. Составлена карта энергорайона до реконструкции подстанции «АС-8», на которой определены подстанции и воздушные линии классов напряжения 35 кВ, 110 кВ и 220 кВ.

Предложено выполнить подключение подстанции отпайками от воздушных линий: ВЛ-110 кВ «АС-15»-«АС-6» длиной 2 км и ВЛ-110 кВ «Р-4» - «АС-10 Камышевахская» длиной 8 км. Трасса показана на рисунке 5.

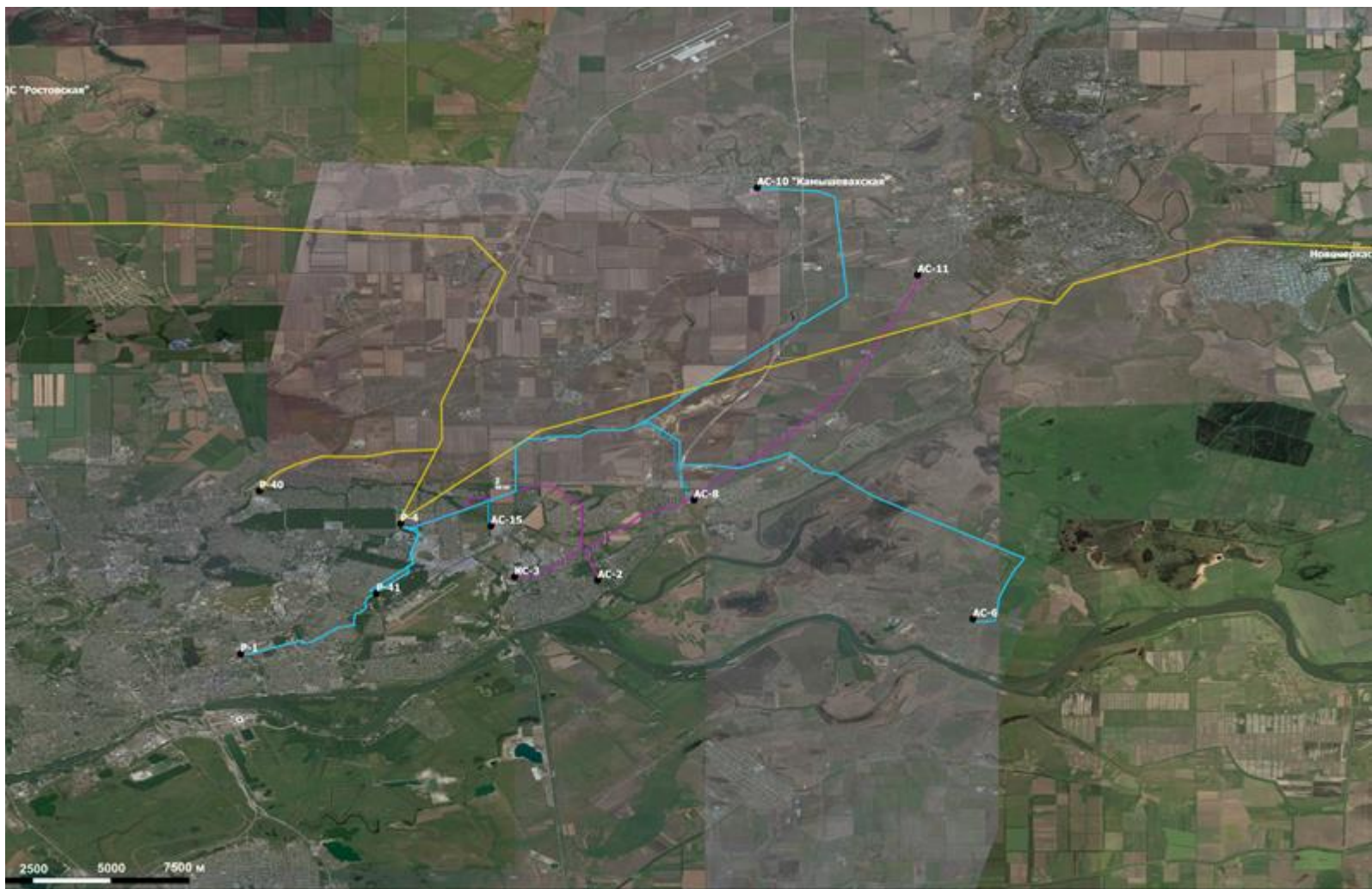


Рисунок 5 - Карта энергорайона с линиями 110 кВ для подключения подстанции «АС-8» после реконструкции

3 Выбор трансформаторов

Выбор трансформаторов подстанции «АС-8» после перевода на напряжение 110 кВ будет выполнен с использованием графиков нагрузки подстанции представленных на рисунках 1 - 3, а также табличных данных графиков нагрузок представленных в таблице 1.

Определим расчетную мощность трансформаторов подстанции «АС-8» по выражению:

$$S_{\text{Тр.расч}} = \frac{S_1}{K_{\text{ав.}}(n - 1)} \quad (8)$$

где S_1 – значение полной мощности на первой ступени годового графика нагрузок (рисунок 1) принимаем равным 16,431 МВА;

$K_{\text{ав.}}$ – коэффициент, соответствующий допустимой аварийной перегрузке трансформатора, принимаем равным 1,4;

n – число трансформаторов на подстанции после реконструкции, принимаем равным 2.

Используя выражение (8) для подстанции «АС-8» определим расчетную мощность трансформатора:

$$S_{\text{Тр.расч}} = \frac{S_1}{K_{\text{ав.}}(n - 1)} = \frac{16,431}{1,4(2 - 1)} = 11,74 \text{ (МВА)} \quad (9)$$

Номинальная мощность трансформатора выбирается исходя из условия:

$$S_{\text{Тр.расч}} \leq S_{\text{Тр.ном}} \quad (10)$$

где $S_{\text{Тр.ном}}$ – номинальное паспортное значение мощности трансформатора, определяется по каталогам производителей трансформаторного оборудования, МВА.

По условию (10) необходимо определить два силовых трансформатора с разными мощностями. Согласно значению полученному в (9) и по условию (10) выберем трансформаторы с мощностью 16 МВА и 25 МВА [5], [20].

Так как выбор трансформаторов происходит для подстанции распределительных сетей необходимо, чтобы трансформатор имел устройство регулирования напряжения под нагрузкой – РПН. Кроме того, класс напряжения обмоток трансформатора должен соответствовать классу напряжения подстанции «АС-8» после реконструкции, обмотка высокого напряжения 110 кВ, а обмотка низкого напряжения 6 кВ. Таким образом для сравнения выберем трансформатор марки ТДН 16000/110/6 кВ и ТДН 25000/110/6 кВ.

Определим паспортные параметры трансформаторов [20] и занесем их в таблицу 3.

Таблица 3 - Паспортные параметры трансформаторов

Марка	ТДН 16000/110/6						
Параметры	$S_{Тр.ном}$, кВА	$U_{ВН.ном}$, кВ	$U_{НН.ном}$, кВ	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	i_{xx} , %	$u_{кз}$, %
Значение	16000	110	6	12,0	83,0	0,3	10,5
Марка	ТДН 25000/110/6						
Параметры	$S_{Тр.ном}$, кВА	$U_{ВН.ном}$, кВ	$U_{НН.ном}$, кВ	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	i_{xx} , %	$u_{кз}$, %
Значение	25000	110	6	19,0	120,0	0,23	10,5

Используя данные таблицы 3 необходимо для каждого трансформатора выполнить расчет технико-экономических показателей. Вариант с наиболее оптимальными показателями будет принят к установке на подстанции «АС-8» после реконструкции. Для определения показателей технико-экономической эффективности воспользуемся методикой представленной в [17].

На первом этапе определим значение оптимального коэффициента загрузки трансформаторов, представленных в таблице 3 по выражению [3]:

$$K_{\text{опт}} = \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{xx}}}{\Delta P_{\text{кз}}}} \quad (11)$$

где ΔP_{xx} – паспортное значение потерь холостого хода трансформатора, определяется по таблице 3, кВт;

$\Delta P_{\text{кз}}$ - паспортное значение потерь короткого замыкания трансформатора, определяется по таблице 3, кВт.

Используя данные таблицы 3 по (11) для ТДН 16000 получим:

$$K_{\text{опт}} = \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{xx}}}{\Delta P_{\text{кз}}}} = \sqrt{\frac{12,0}{83,0}} = 0,38 \quad (12)$$

Используя данные таблицы 3 по (11) для ТДН 25000 получим:

$$K_{\text{опт}} = \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{xx}}}{\Delta P_{\text{кз}}}} = \sqrt{\frac{19,0}{120,0}} = 0,39 \quad (13)$$

Значения, полученные в (12) и (13) являются коэффициентами загрузки соответствующими максимальному значению КПД трансформатора. Однако, при проектировании подстанций стараются увеличить значение коэффициента загрузки и использовать значение близкое к экономически эффективному $K_{\text{эк.эфф}} \in [0,6; 0,7]$.

Определим экономически эффективную мощность подстанции по выражению:

$$S_{\text{эк.ПС}} = S_{\text{тр.ном}} \sqrt{n \cdot (n - 1) \cdot \frac{\Delta P_{\text{xx}}}{\Delta P_{\text{кз}}}} \quad (14)$$

где $S_{\text{Тр.ном}}$ – номинальное паспортное значение мощности трансформатора, определяется таблице 3, кВА;

n – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции, шт.

$\Delta P_{\text{хх}}$ – паспортное значение потерь холостого хода трансформатора, определяется по таблице 3, кВт;

$\Delta P_{\text{кз}}$ – паспортное значение потерь короткого замыкания трансформатора, определяется по таблице 3, кВт.

По выражению (14) и по данным таблицы 3 для ТДН 16000 получим:

$$S_{\text{эк.ПС}} = 16000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{12,0}{83,0}} = 8603,7 \text{ (МВА)} \quad (15)$$

По выражению (14) и по данным таблицы 3 для ТДН 25000 получим:

$$S_{\text{эк.ПС}} = 25000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{19,0}{120,0}} = 14068,3 \text{ (МВА)} \quad (16)$$

Используя значения полученные в (15) и (16) можно определить сколько часов в году на подстанции можно выполнять отключение одного из трансформаторов для снижения потерь электрической энергии. По данным таблицы 1 мы видим, что при установке на подстанции трансформаторов ТДН 25000 на подстанции, весь год в работе может находиться только один силовой трансформатор, а при установке трансформаторов ТДН 16000 число часов работы только одного трансформатора составит 6808 ч.

Далее необходимо определить потери электрической энергии при установке на подстанции «АС-8» трансформаторов марки ТДН 16000 и ТДН 25000. Для этого на первом этапе определим реактивную мощность холостого хода по выражению:

$$Q_{xx} = \frac{i_{xx}}{100} \cdot S_{\text{Тр.ном}} \quad (17)$$

где i_{xx} – паспортное значение тока холостого хода, определяется по данным таблицы 3, %;

$S_{\text{Тр.ном}}$ – паспортное значение номинальной мощности трансформатора, принимается по данным таблицы 3, кВА.

Для трансформатора ТДН 16000 по данным таблицы 3 и выражению (17) получим:

$$Q_{xx} = \frac{i_{xx}}{100} \cdot S_{\text{Тр.ном}} = \frac{0,3}{100} \cdot 16000 = 48 \text{ (квар)} \quad (18)$$

Для трансформатора ТДН 25000 по данным таблицы 3 и выражению (17) получим:

$$Q_{xx} = \frac{i_{xx}}{100} \cdot S_{\text{Тр.ном}} = \frac{0,23}{100} \cdot 25000 = 57,5 \text{ (квар)} \quad (19)$$

Далее определяется значение реактивной мощности короткого замыкания:

$$Q_{кз} = \frac{u_{кз}}{100} \cdot S_{\text{Тр.ном}} \quad (20)$$

где $u_{кз}$ – паспортное значение напряжения короткого замыкания, принимается по данным таблицы 3, %;

$S_{\text{Тр.ном}}$ – паспортное значение номинальной мощности трансформатора, принимается по данным таблицы 3, кВА.

Для трансформатора ТДН 16000 по данным таблицы 3 и выражению (20) получим:

$$Q_{кз} = \frac{u_{кз}}{100} \cdot S_{Тр.ном} = \frac{10,5}{100} \cdot 16000 = 1680 \text{ (квар)} \quad (21)$$

Для трансформатора ТДН 25000 по данным таблицы 3 и выражению (20) получим:

$$Q_{кз} = \frac{u_{кз}}{100} \cdot S_{Тр.ном} = \frac{10,5}{100} \cdot 25000 = 2625 \text{ (квар)} \quad (22)$$

Определим приведенное значение мощности потерь короткого замыкания по выражению:

$$P'_{кз} = \Delta P_{кз} + \frac{k_{ип}}{100} \cdot Q_{кз} \quad (23)$$

где $\Delta P_{кз}$ – паспортное значение потерь короткого замыкания, определяется по данным таблицы 3, кВт;

$k_{ип}$ – показатель, учитывающий изменение реактивной мощности потерь короткого замыкания, принимаем равным 5%;

$Q_{кз}$ - значение реактивной мощности короткого замыкания, определенное по выражению (20), квар.

Для трансформатора ТДН 16000 по данным таблицы 3 и выражению (23) используя значение полученное в (21) определим:

$$P'_{кз} = \Delta P_{кз} + \frac{k_{ип}}{100} \cdot Q_{кз} = 83,0 + \frac{5}{100} \cdot 1680 = 167 \text{ (кВт)} \quad (24)$$

Для трансформатора ТДН 25000 по данным таблицы 3 и выражению (23) используя значение полученное в (22) определим:

$$P'_{кз} = \Delta P_{кз} + \frac{k_{ип}}{100} \cdot Q_{кз} = 120,0 + \frac{5}{100} \cdot 2625 = 251,3 \text{ (кВт)} \quad (25)$$

Определим приведенное значение мощности потерь холостого хода по выражению:

$$P'_{xx} = \Delta P_{xx} + \frac{k_{ип}}{100} \cdot Q_{xx} \quad (26)$$

где ΔP_{xx} - паспортное значение потерь холостого хода, определяется по данным таблицы 3, кВт;

$k_{ип}$ - показатель, учитывающий изменение реактивной мощности потерь холостого хода, принимаем равным 5%;

Q_{xx} - реактивная мощность холостого хода, определяется по выражению (17), квар.

Для трансформатора ТДН 16000 по данным таблицы 3 и выражению (26) используя значение полученное в (18) определим:

$$P'_{xx} = \Delta P_{xx} + \frac{k_{ип}}{100} \cdot Q_{xx} = 12,0 + \frac{5}{100} \cdot 48 = 14,4 \text{ (кВт)} \quad (27)$$

Для трансформатора ТДН 25000 по данным таблицы 3 и выражению (26) используя значение полученное в (19) определим:

$$P'_{xx} = \Delta P_{xx} + \frac{k_{ип}}{100} \cdot Q_{xx} = 19,0 + \frac{5}{100} \cdot 57,5 = 21,9 \text{ (кВт)} \quad (28)$$

Определим значение приведенных потерь активной мощности в трансформаторе по выражению:

$$P'_{\text{Тр}} = P'_{\text{ХХ}} + \left(\frac{S_1}{S_{\text{Тр.ном}}} \right)^2 \cdot P'_{\text{кз}} \quad (29)$$

где $P'_{\text{ХХ}}$ - приведенное значение мощности потерь холостого хода, полученное по выражению (26), кВт;

S_1 – полная мощность первой ступени годового графика (рисунок 1), принимаем равной 16431 кВА;

$S_{\text{Тр.ном}}$ – паспортное значение номинальной мощности трансформатора по данным таблицы 3, кВА;

$P'_{\text{кз}}$ - приведенное значение мощности потерь короткого замыкания, полученное по выражению (23), кВт.

Для трансформатора ТДН 16000 по данным таблицы 3 и выражению (29) используя значения полученные в (24) и (27) определим:

$$P'_{\text{Тр}} = P'_{\text{ХХ}} + \left(\frac{S_1}{S_{\text{Тр.ном}}} \right)^2 \cdot P'_{\text{кз}} = 14,4 + \left(\frac{16431}{16000} \right)^2 \cdot 167 = 190,5 \text{ (кВт)} \quad (30)$$

Для трансформатора ТДН 25000 по данным таблицы 3 и выражению (29) используя значения полученные в (25) и (28) определим:

$$P'_{\text{Тр}} = P'_{\text{ХХ}} + \left(\frac{S_1}{S_{\text{Тр.ном}}} \right)^2 \cdot P'_{\text{кз}} = 21,9 + \left(\frac{16431}{25000} \right)^2 \cdot 251,3 = 130,5 \text{ (кВт)} \quad (31)$$

Потери электрической энергии в магнитной системе трансформатора в нагрузочном режиме согласно графику (рисунок 2) определяется по выражению:

$$\Delta W_{\text{ХХ}} = \sum_{i=1}^j n_i \cdot P'_{\text{ХХ}} \cdot t_i \quad (32)$$

где j – число ступеней годового графика нагрузок (рисунок 2),
принимая равным $j = 10$ шт.;

n – число трансформаторов, работающих на подстанции на i -й ступени годового графика нагрузок с учетом значения, полученного по выражению (14), шт.;

P'_{xx} - приведенное значение мощности потерь холостого хода, полученное по выражению (26), кВт;

t – продолжительность i -й ступени годового графика нагрузок (рисунок 2), ч.

Потери электрической энергии в обмотках трансформатора в нагрузочном режиме согласно графику (рисунок 2) определяется по выражению:

$$\Delta W_{кз} = \sum_{i=1}^j \frac{1}{n_i} \cdot P'_{кз} \cdot k_{zi} \cdot t_i \quad (33)$$

где j – число ступеней годового графика нагрузок (рисунок 2),
принимая равным $j = 10$ шт.;

n – число трансформаторов, работающих на подстанции на i -й ступени годового графика нагрузок с учетом значения, полученного по выражению (14), шт.;

$P'_{кз}$ - приведенное значение мощности потерь холостого хода, полученное по выражению (23), кВт;

t – продолжительность i -й ступени годового графика нагрузок (рисунок 2), ч.

Потери электрической энергии на подстанции в нагрузочном режиме согласно графику (рисунок 2) определяется по выражению:

$$\Delta W_{\text{ПС}} = \sum_{i=1}^j (\Delta W_{\text{xx}.i} + \Delta W_{\text{кз}.i}) \quad (34)$$

где j – число ступеней годового графика нагрузок (рисунок 2), принимаем равным $j = 10$ шт.;

$\Delta W_{\text{xx}.i}$ - потери электрической энергии в магнитной системе трансформатора в нагрузочном режиме на i -й ступени годового графика нагрузок (рисунок 2), определяется по выражению (32), кВт·ч;

$\Delta W_{\text{кз}.i}$ – потери электрической энергии в обмотках трансформатора в нагрузочном режиме на i -й ступени годового графика нагрузок (рисунок 2), определяется по выражению (33), кВт·ч.

Для систематизации данных расчета потерь электрической энергии в нагрузочном режиме согласно графику, представленного на рисунке 2, а также используя табличные значения данного графика представленные в таблице 1, составим расчетную ведомость таблица 4.

Также, выполним расчет потерь электрической энергии в нагрузочном режиме согласно графику, представленного на рисунке 2, а также используя табличные значения данного графика представленные в таблице 1 без учета отключения трансформаторов для снижения потерь согласно значениям полученным в выражениях (15) для ТДН 16000 и (16) для ТДН 25000, составим расчетную ведомость таблица 5.

Далее необходимо сравнить потери электрической энергии каждого из вариантов трансформаторов учитывая тот факт, что режим нагрузки, представленный в таблице 5 является более реальным для подстанции, относящейся к распределительным сетям. При этом следует отметить также тот факт, что для режима работы трансформаторов, представленного в таблице 5 нет необходимости частого отключения трансформаторов и повышается надежность электроснабжения потребителей.

Таблица 4 - Сводная ведомость расчета потерь на подстанции с учетом экономической мощности

i	t_i , ч	$S_i/S_{\text{Тр.ном}}$, кВА	n , шт.	P_i , кВт	$\Delta W_{\text{xx},i}$, кВт·ч	$\Delta W_{\text{кз},i}$, кВт·ч	$\Delta W_{\text{пс},i}$, кВт·ч
2×ТДН 16000/110/6							
1	1500	1,02694	2	13966,35	43200	128623,9219	171823,9219
2	452	0,71886	2	9776,445	13017,6	27131,07259	40148,67259
3	998	0,61103	1	8309,97825	14371,2	101837,5614	116208,7614
4	560	0,58048	1	7894,479338	8064	54286,15497	62350,15497
5	1000	0,4876	1	6631,362644	14400	81429,23246	95829,23246
6	1500	0,47785	1	6498,735391	21600	119700,9717	141300,9717
7	875	0,37272	1	5069,013605	12600	54463,94213	67063,94213
8	25	0,32799	1	4460,731972	360	1369,379116	1729,379116
9	879	0,3116	1	4237,695374	12657,6	45740,00125	58397,60125
10	971	0,25239	1	3432,533253	13982,4	40927,15402	54909,55402
						$\Delta W_{\text{пс}}$, кВт·ч	809762,1915
2×ТДН 25000/110/6							
1	1500	0,65724	1	13966,35	32850	247746,618	280596,618
2	452	0,460068	1	9776,445	9898,8	52258,01996	62156,81996
3	998	0,3910578	1	8309,97825	21856,2	98076,27949	119932,4795
4	560	0,37150491	1	7894,479338	12264	52281,14297	64545,14297
5	1000	0,312064124	1	6631,362644	21900	78421,71446	100321,7145
6	1500	0,305822842	1	6498,735391	32850	115279,9203	148129,9203
7	875	0,238541817	1	5069,013605	19162,5	52452,36372	71614,86372
8	25	0,209916799	1	4460,731972	547,5	1318,802288	1866,302288
9	879	0,199420959	1	4237,695374	19250,1	44050,63402	63300,73402
10	971	0,161530977	1	3432,533253	21264,9	39415,54512	60680,44512
						$\Delta W_{\text{пс}}$, кВт·ч	973145,0403

Таблица 5 - Сводная ведомость расчета потерь на подстанции без учета экономической мощности

i	t_i , ч	$S_i / (S_{\text{Тр.ном}} \cdot n)$, кВА	n , шт.	P_i , кВт	$\Delta W_{\text{хх},i}$, кВт·ч	$\Delta W_{\text{кз},i}$, кВт·ч	$\Delta W_{\text{пс},i}$, кВт·ч
2×ТДН 16000/110/6							
1	1500	0,51346875	2	13966,35	43200	64311,96094	107511,9609
2	452	0,359428125	2	9776,445	13017,6	13565,53629	26583,13629
3	998	0,305513906	2	8309,97825	28742,4	25459,39035	54201,79035
4	560	0,290238211	2	7894,479338	16128	13571,53874	29699,53874
5	1000	0,243800097	2	6631,362644	28800	20357,30812	49157,30812
6	1500	0,238924095	2	6498,735391	43200	29925,24293	73125,24293
7	875	0,186360794	2	5069,013605	25200	13615,98553	38815,98553
8	25	0,163997499	2	4460,731972	720	342,3447791	1062,344779
9	879	0,155797624	2	4237,695374	25315,2	11435,00031	36750,20031
10	971	0,126196075	2	3432,533253	27964,8	10231,7885	38196,5885
						$\Delta W_{\text{пс}}$, кВт·ч	455104,0965
2×ТДН 25000/110/6							
1	1500	0,32862	2	13966,35	65700	61936,6545	127636,6545
2	452	0,230034	2	9776,445	19797,6	13064,50499	32862,10499
3	998	0,1955289	2	8309,97825	43712,4	24519,06987	68231,46987
4	560	0,185752455	2	7894,479338	24528	13070,28574	37598,28574
5	1000	0,156032062	2	6631,362644	43800	19605,42862	63405,42862
6	1500	0,152911421	2	6498,735391	65700	28819,98006	94519,98006
7	875	0,119270908	2	5069,013605	38325	13113,09093	51438,09093
8	25	0,104958399	2	4460,731972	1095	329,7005719	1424,700572
9	879	0,099710479	2	4237,695374	38500,2	11012,6585	49512,8585
10	971	0,080765488	2	3432,533253	42529,8	9853,88628	52383,68628
						$\Delta W_{\text{пс}}$, кВт·ч	579013,2601

Сравнивая значения потерь электрической энергии для каждого варианта трансформаторов полученные в таблицах 4 и 5 можно сделать вывод, что приближение режима работы к оптимальному, позволяет существенно снизить потери электрической энергии на подстанции. Однако для окончательного выбора трансформаторов подстанции необходимо определить экономические показатели, к которым относятся:

- Стоимость потерь электрической энергии в трансформаторах подстанции «АС-8» после реконструкции для варианта с трансформаторами ТДН 16000/110/6 и трансформаторов ТДН 25000/110/6;
- Стоимость годовых отчислений на трансформаторы после реконструкции для варианта с двумя трансформаторами ТДН 16000/110/6 и ТДН 25000/110/6 кВ;
- Приведенные затраты, учитывающие стоимость силовых трансформаторов ТДН 16000/110/6 кВ и ТДН 25000/110/6.

Итогом расчета экономических показателей является определения наименьшего значения приведенных затрат, т.е. чем ниже величина приведенных затрат, тем выгоднее установка на подстанции после реконструкции трансформаторов данной мощности.

Расчетное значение стоимости годовых потерь электрической энергии в трансформаторах подстанции определяется по выражению:

$$I_э = C_э \cdot \Delta W_{ПС} \quad (35)$$

где $C_э$ – стоимость 1 кВт·ч потерь электрической энергии, принимаем равным 3,45 руб/кВт·ч;

$\Delta W_{ПС}$ – расчетное значение потерь электрической энергии в нагрузочном режиме работы силового трансформатора согласно графику нагрузок (рисунок 2) определенное по выражению (34), кВт·ч.

Для подстанции «АС-8» было определено значение потерь электрической энергии для режима с отключением одного из трансформаторов, а также для режима работы двух трансформаторов, так как выше было определено, что величина потерь ниже для варианта без отключения одного из трансформаторов (таблица 5), то для определения стоимости потерь по выражению (35) будем использовать данные таблицы 5.

Используя данные таблицы 5 по выражению (35) для ТДН 16000 получим:

$$И_э = C_э \cdot \Delta W_{ПС} = 3,45 \cdot 455104,0965 = 1570109,1 \text{ (руб.)} \quad (36)$$

Используя данные таблицы 5 по выражению (35) для ТДН 25000 получим:

$$И_э = C_э \cdot \Delta W_{ПС} = 3,45 \cdot 579013,2601 = 1997595,7 \text{ (руб.)} \quad (37)$$

Расчетное значение величины годовых отчислений определяется по выражению:

$$И_о = \frac{p_{\text{сум}}}{100} \cdot K_{\text{тр}} \cdot n_{\text{тр}} \quad (38)$$

где $p_{\text{сум}}$ – процент отчислений на оборудование. Для оборудования напряжением 110 кВ принимается равным 9,5%;

$K_{\text{тр}}$ – стоимость одного трансформатора, млн. руб.;

$n_{\text{тр}}$ – число трансформаторов на подстанции, принимается $n_{\text{тр}} = 2$ шт.

Для определения расчетного значения годовых отчислений необходимо определить стоимость трансформаторов. Примем:

– Стоимость трансформатора ТДН 16000/110/6 $K_{\text{тр}} = 27,56$ (млн.руб.);

– Стоимость трансформатора ТДН 25000/110/6 $K_{\text{тр}} = 35,71$ (млн.руб.).

Определив стоимость трансформаторов, по выражению (38) для ТДН 16000 получим:

$$I_0 = \frac{p_{\text{сум}}}{100} \cdot K_{\text{тр}} \cdot n_{\text{тр}} = \frac{9,5}{100} \cdot 27,56 \cdot 2 = 5,24 \text{ (млн. руб.)} \quad (39)$$

Определив стоимость трансформаторов, по выражению (38) для ТДН 25000 получим:

$$I_0 = \frac{p_{\text{сум}}}{100} \cdot K_{\text{тр}} \cdot n_{\text{тр}} = \frac{9,5}{100} \cdot 35,71 \cdot 2 = 6,8 \text{ (млн. руб.)} \quad (40)$$

Расчетная величина приведенных затрат определяется по выражению:

$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{Н}} \cdot K_{\text{тр}} \cdot n_{\text{тр}} + I_0 + I_3 \quad (41)$$

где $E_{\text{Н}}$ – коэффициент дисконтирования 0,15;

$K_{\text{тр}}$ – стоимость одного трансформатора, млн. руб.;

$n_{\text{тр}}$ – число трансформаторов на подстанции, принимается $n_{\text{тр}} = 2$ шт.;

I_0 - величина годовых отчислений, млн. руб.;

I_3 – стоимости годовых потерь электрической энергии в трансформаторах подстанции, млн. руб.

По выражению (41) используя значения полученные в (36) и (39) для ТДН 16000:

$$Z_{\text{пр.ТДН16}} = 0,15 \cdot 27,56 \cdot 2 + 5,24 + 1,57 = 15,078 \text{ (млн. руб.)} \quad (42)$$

По выражению (41) используя значения полученные в (37) и (40) для ТДН 25000:

$$Z_{\text{пр.ТДН25}} = 0,15 \cdot 35,71 \cdot 2 + 6,8 + 1,998 = 19,577 \text{ (млн. руб.)} \quad (43)$$

Так как по выражениям (42) и (43) получено, что $Z_{\text{пр.ТДН25}} > Z_{\text{пр.ТДН16}}$, то к установке на подстанции «АС-8» после реконструкции принимаем к установке два трансформатора марки ТДН 16000/110/6 кВ.

Выводы по разделу. Для подстанции «АС-8» определена расчетная мощность трансформаторов равная $S_{\text{Тр.расч}} = 11,74$ (МВА). Согласно этому значению предложено рассмотреть к установке на подстанции «АС-8» вариант с двумя трансформаторами ТДН 16000/110/6 кВ или два трансформатора ТДН 25000/110/6 кВ. Определены паспортные параметры выбираемых трансформаторов, согласно которым определены оптимальные коэффициенты загрузки. Для ТДН 16000 получено, что коэффициент оптимальной загрузки равен $K_{\text{опт}} = 0,38$, а для трансформаторов ТДН 25000 $K_{\text{опт}} = 0,39$.

Для варианта с трансформаторами ТДН 16000 определено расчетное значение экономической мощности подстанции $S_{\text{эк.ПС}} = 8603,7$ МВА. Для варианта с двумя трансформаторами ТДН 25000 $S_{\text{эк.ПС}} = 14068,3$ МВА. Согласно значениям экономической мощности выполнен расчет потерь электрической энергии в трансформаторах ТДН 16000 и ТДН 25000. Получено, что при условии отключения трансформаторов потери электроэнергии для ТДН 16000 равны $\Delta W_{\text{ПС}} = 809762,1915$ кВт·ч, а для ТДН 25000 $W_{\text{ПС}} = 973145,0403$ кВт·ч.

Также выполнен расчет потерь электрической энергии для трансформаторов ТДН 16000 и ТДН 25000 без учета отключения их по условию экономической мощности. При этом значения потерь электрической энергии ниже. Для ТДН 16000 получено $\Delta W_{\text{ПС}} = 455104,0965$ кВт·ч в год, а для ТДН 25000 $\Delta W_{\text{ПС}} = 579013,2601$ кВт·ч в год.

Такая разница в значениях потерь электрической энергии при условии отключения одного трансформатора по значению экономической мощности и без этого объясняется тем, что во втором варианте, без отключения трансформаторов коэффициент их загрузке ближе к оптимальному, определяющему оптимальный КПД трансформатора и минимум потерь. Поэтому для определения экономических показателей использованы значения потерь электрической энергии без учета условия экономической мощности.

Определив стоимость каждого трансформатора: ТДН 16000/110/6 $K_{тр} = 27,56$ млн. руб., ТДН 25000/110/6 $K_{тр} = 35,71$ млн. руб. были определены значения годовых отчислений для ТДН 16000 $I_0 = 5,24$ млн. руб., а для ТДН 25000/110/6 $I_0 = 6,8$ млн. руб.

Далее определив значения приведенных затрат для варианта с двумя трансформаторами ТДН 16000 $Z_{пр.ТДН16} = 15,078$ млн. руб. и двух трансформаторов ТДН 25000 $Z_{пр.ТДН25} = 19,577$ млн. руб. и принимая во внимание, что $Z_{пр.ТДН25} > Z_{пр.ТДН16}$ к установке на подстанции принято два трансформатора марки ТДН 16000/110/6 кВ.

4 Расчет токов короткого замыкания

В данном разделе необходимо выполнить расчет токов короткого замыкания. Этот этап является обязательным для выбора оборудования подстанции, а в случае с подстанцией «АС-8» из-за повышения класса напряжения значения токов короткого замыкания полностью изменятся.

Для расчета токов короткого замыкания составим схему (рисунок 6а), на которой определим две расчетные точки К1 и К2. В этих точках будут определены расчетные значения токов короткого замыкания.

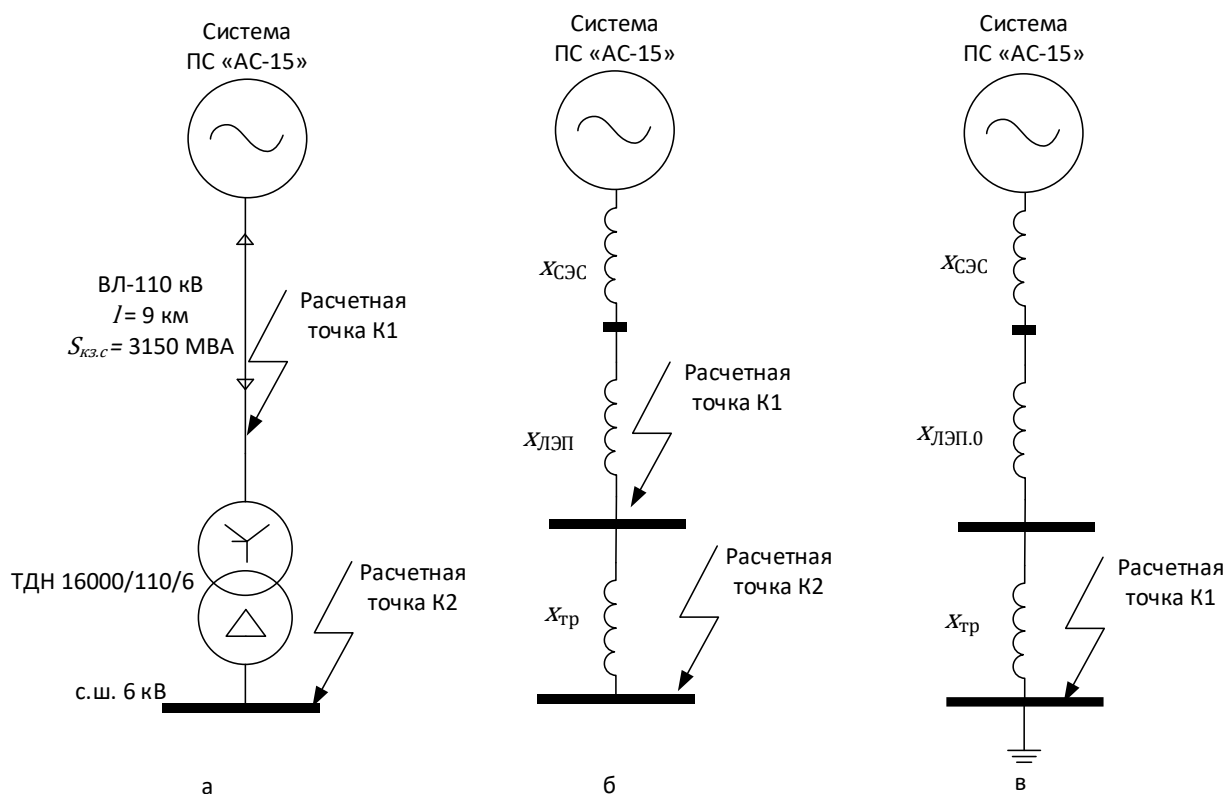


Рисунок 6 - Схемы для расчета токов короткого замыкания

Для определения расчетных значений токов короткого замыкания примем, что трансформаторы на подстанции работают не параллельно, в качестве линии связи с внешней энергосистемой используем линию до подстанции «АС-15», так как данная подстанция находится ближе к узловой подстанции «Р-4». Принимаем общую длину линии до подстанции «Р-4» с

условием длины отпайки $l = 9$ км. Мощность короткого замыкания со стороны внешней системы принимаем равным $S_{кз.с} = 3150$ МВА.

Далее используя расчетную схему (рисунок 6а) составим схемы замещения:

- Схема замещения прямой последовательности (рисунок 6б);
- Схема замещения нулевой последовательности (рисунок 6в).

Составление двух схем замещения необходимо для расчета симметричных – трехфазных токов короткого замыкания (рисунок 6б), а также несимметричных токов короткого замыкания – двухфазных, однофазных и двухфазных на землю (рисунок 6в).

Для схем замещения, представленных на рисунках 6б и 6в определим параметры схемы замещения. Расчеты параметров схем замещения выполним в относительных единицах (о.е).

Сопротивление внешней системы:

$$x_{сэс} = \frac{S_{баз}}{S_{кз.с}} = \frac{1000}{3150} = 0,32 \text{ (о. е)} \quad (44)$$

где $S_{баз}$ – базисная мощность, принимается равной 1000 МВА;

$S_{кз.с}$ – мощность короткого замыкания, принимается равной 3150 МВА.

Сопротивление воздушной линии 110 кВ до подстанции «АС-15» для схемы замещения, представленной на рисунке 6б:

$$x_{лэп} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{баз}}{U_{ср.ном}^2} = 0,4 \cdot 9 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,27 \text{ (о. е)} \quad (45)$$

где $x_{уд}$ – удельное сопротивление линии электропередачи напряжением

110 кВ, принимается равным $x_{уд} = 0,4$ Ом/км;

l – длина воздушной линии, принимается равной 9 км до соседней подстанции «АС-15», км;

$S_{\text{баз}}$ – базисная мощность, принимается равной 1000 МВА;

$U_{\text{ср.ном}}$ – среднее номинальное значение напряжения, для сети с номинальным напряжением 110 кВ принимается равным 115 кВ.

Для схемы замещения нулевой последовательности, представленной на рисунке бв необходимо определить сопротивление нулевой последовательности воздушной линии до подстанции «АС-15» по выражению:

$$x_{\text{ЛЭП.0}} = 3,5 \cdot x_{\text{ЛЭП}} = 3,5 \cdot 0,27 = 0,95 \text{ (о. е)} \quad (46)$$

Далее определяется сопротивление трансформатора ТДН 16000/110/6 кВ устанавливаемого на подстанции «АС-8» после реконструкции по выражению:

$$x_{\text{тр}} = \frac{u_{\text{кз}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{S_{\text{тр.ном}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,56 \text{ (о. е)} \quad (47)$$

где $u_{\text{кз}}$ – напряжение короткого замыкания, принимается согласно паспортным данным представленных для трансформатора ТДН 16000 в таблице 3 $u_{\text{кз}} = 10,5 \%$;

$S_{\text{тр.ном}}$ – номинальная мощность силового трансформатора, принимается согласно паспортным данным представленных для трансформатора ТДН 16000 в таблице 3 $S_{\text{тр.ном}} = 16 \text{ МВА}$.

После определения параметров схем замещения переходим к расчету значений токов короткого замыкания. Определим сопротивления до расчетных точек К1 и К2.

Сопротивление до расчетной точки К1 рисунок бб определим, используя значения полученные в (44) и (45), по выражению:

$$x_{\Sigma, \text{К1}} = x_{\text{СЭС}} + x_{\text{ЛЭП}} = 0,32 + 0,27 = 0,59 \text{ (о. е)} \quad (48)$$

Сопротивление до расчетной точки К1 рисунок бв определим, используя значения полученные в (44) и (46), по выражению:

$$x_{\Sigma.K1.0} = x_{СЭС} + x_{ЛЭП.0} + x_{тр} = 0,32 + 0,95 + 6,56 = 7,83 \text{ (о. е)} \quad (49)$$

Сопротивление до расчетной точки К2 рисунок бб определим, используя значения полученные в (47) и (48), по выражению:

$$x_{\Sigma.K2} = x_{\Sigma.K1} + x_{тр} = 1,27 + 6,56 = 7,83 \text{ (о. е)} \quad (50)$$

Теперь необходимо определить базисные токи на стороне 110 кВ (расчетная точка К1) и на стороне 6 кВ (расчетная точка К2).

Базисный ток на стороне 110 кВ (расчетная точка К1) определяется выражением:

$$I_{\text{баз.110}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5 \text{ (кА)} \quad (51)$$

Базисный ток на стороне 6 кВ (расчетная точка К2) определяется выражением:

$$I_{\text{баз.6}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,6 \text{ (кА)} \quad (52)$$

Далее определим токи короткого замыкания.

Периодическую составляющую трехфазного тока короткого замыкания в точке К1 определим, используя значение полученное в (48), по выражению:

$$I_{\text{п0.К1}}^{(3)} = \frac{S_{\text{баз}}}{x_{\Sigma.K1} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}} = \frac{1000}{0,59 \cdot \sqrt{3} \cdot 115} = 8,5 \text{ (кА)} \quad (53)$$

Ударный ток трехфазного короткого замыкания в точке К1 определим, используя значение полученное в (53), по выражению:

$$i_{уд.К1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{п0.К1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 8,5 = 21,6 \text{ (кА)} \quad (54)$$

Периодическую составляющую двухфазного тока короткого замыкания в точке К1 определим, используя значения полученные в (48) и (51), по выражению:

$$I_{п0.К1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{баз.110}}{2 \cdot x_{\Sigma,К1}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5}{2 \cdot 0,59} = 7,3 \text{ (кА)} \quad (55)$$

Ударный ток двухфазного тока короткого замыкания в точке К1 определим, используя значение полученное в (55), по выражению:

$$i_{уд.К1}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{п0.К1}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 7,3 = 18,6 \text{ (кА)} \quad (56)$$

Периодическую составляющую двухфазного тока короткого замыкания на землю в точке К1 определим, используя значения полученные в (48), (49) и (51), по выражению:

$$I_{п0.К1}^{(1.1)} = \frac{3 \cdot I_{баз.110}}{x_{\Sigma,К1} + 2 \cdot x_{\Sigma,К1.0}} = \frac{3 \cdot 5}{0,59 + 2 \cdot 7,83} = 0,92 \text{ (кА)} \quad (57)$$

Ударный ток двухфазного тока короткого замыкания на землю в точке К1 определим, используя значение полученное в (57), по выражению:

$$i_{уд.К1}^{(1.1)} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{п0.К1}^{(1.1)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 0,92 = 2,3 \text{ (кА)} \quad (58)$$

Периодическую составляющую однофазного тока короткого замыкания в точке К1 определим, используя значения полученные в (48), (49) и (51), по выражению:

$$I_{п0.К1}^{(1)} = \frac{3 \cdot I_{баз.110}}{2 \cdot x_{\Sigma.К1} + x_{\Sigma.К1.0}} = \frac{3 \cdot 5}{2 \cdot 0,59 + 7,83} = 1,6 \text{ (кА)} \quad (59)$$

Ударный ток двухфазного тока короткого замыкания на землю в точке К1 определим, используя значение полученное в (59), по выражению:

$$i_{уд.К1}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{п0.К1}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 1,6 = 4,1 \text{ (кА)} \quad (60)$$

Далее выполним расчет значений токов короткого замыкания для точки К2 на стороне 6 кВ реконструируемой подстанции «АС-8». Так как схема соединения обмотки ВН трансформатора ТДН 16000 – звезда с нейтралью, а схема соединения обмотки НН трансформатора ТДН 16000 – треугольник, то для расчетной точки К1 определим только трехфазный – симметричный ток короткого замыкания, а также двухфазный – несимметричный ток короткого замыкания.

Периодическую составляющую трехфазного тока короткого замыкания в точке К2 определим, используя значение полученное в (50), по выражению:

$$I_{п0.К2}^{(3)} = \frac{S_{баз}}{x_{\Sigma.К2} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}} = \frac{1000}{7,83 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 11,7 \text{ (кА)} \quad (61)$$

Ударный ток трехфазного короткого замыкания в точке К2 определим, используя значение полученное в (61), по выражению:

$$i_{уд.К2}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{п0.К2}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 11,7 = 31,4 \text{ (кА)} \quad (62)$$

Периодическую составляющую двухфазного тока короткого замыкания в точке К2 определим, используя значения полученные в (50) и (52), по выражению:

$$I_{п0.К2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{баз.6}}{2 \cdot x_{\Sigma.К2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 91,6}{2 \cdot 7,83} = 7,3 \text{ (кА)} \quad (63)$$

Ударный ток двухфазного тока короткого замыкания в точке К1 определим, используя значение полученное в (55), по выражению:

$$i_{уд.К2}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{п0.К1}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 7,3 = 10,13 \text{ (кА)} \quad (64)$$

Составим ведомость расчетных значений токов короткого замыкания – таблица 6.

Таблица 6 - Ведомость токов короткого замыкания

Виды КЗ	Расчетные значения											
	$I_{п0.К1}^{(3)}$	$i_{уд.К1}^{(3)}$	$I_{п0.К1}^{(2)}$	$i_{уд.К1}^{(2)}$	$I_{п0.К1}^{(1.1)}$	$i_{уд.К1}^{(1.1)}$	$I_{п0.К1}^{(1)}$	$i_{уд.К1}^{(1)}$	$I_{п0.К2}^{(3)}$	$i_{уд.К2}^{(3)}$	$I_{п0.К2}^{(2)}$	$i_{уд.К2}^{(2)}$
Единица измерения	кА	кА	кА	кА	кА	кА	кА	кА	кА	кА	кА	кА
Расчетное значение	8,5	21,6	7,3	18,6	0,92	2,3	1,6	4,1	11,7	31,4	7,3	10,13

Выводы по разделу. Выполнен расчет токов короткого замыкания для подстанции «АС-8» после реконструкции с заменой силовых трансформаторов и переводом на напряжение 110 кВ. Для определения расчетных значений токов короткого замыкания принята раздельная работа трансформаторов, связь с энергосистемой происходит через подстанцию «АС-15», длина линии до подстанции «АС-15» принято 9 км. Максимальное значение тока короткого замыкания на стороне 110 кВ – это трехфазный ток 8,5 кА и ударный ток 21,6 кА. Максимальное значение тока короткого замыкания на стороне 6 кВ – это трехфазный ток 11,7 кА и ударный ток 31,4 кА.

5 Выбор главной типа главной схемы подстанции

Выполнение задачи перевода подстанции «АС-8» на напряжение 110 кВ требует определения схемы подстанции после реконструкции. В данном разделе предполагается выполнить выбор схемы для ОРУ – 110 кВ, а также схемы для РУ-6 кВ [12].

Основным выбором, для подстанции является схема ОРУ-110 кВ. Рассмотрим типовые схемы подстанций представленные в [18] и рекомендации по их применению, представленные в [19]. Алгоритм выбора схемы представлен на рисунке 7.

Тип подстанции «АС-8» - тупиковая или на ответвлении, число трансформаторов на подстанции 2 шт., поэтому для ОРУ-110 кВ принимаем схему 110-4Н (рисунок 8).

Для распределительного устройства 6 кВ принимаем схему с одной секционированной выключателем системой шин (рисунок 9).

Выводы по разделу. Для подстанции «АС-8» после реконструкции, для открытого распределительного устройства выбрана схема 110-4Н, так как подстанция запитана отпайками от воздушных линий 110 кВ, т.е. является подстанцией на ответвлении, а число трансформаторов на подстанции определено равным 2 шт. Для распределительного устройства 6 кВ принята одна секционированная выключателем система шин.

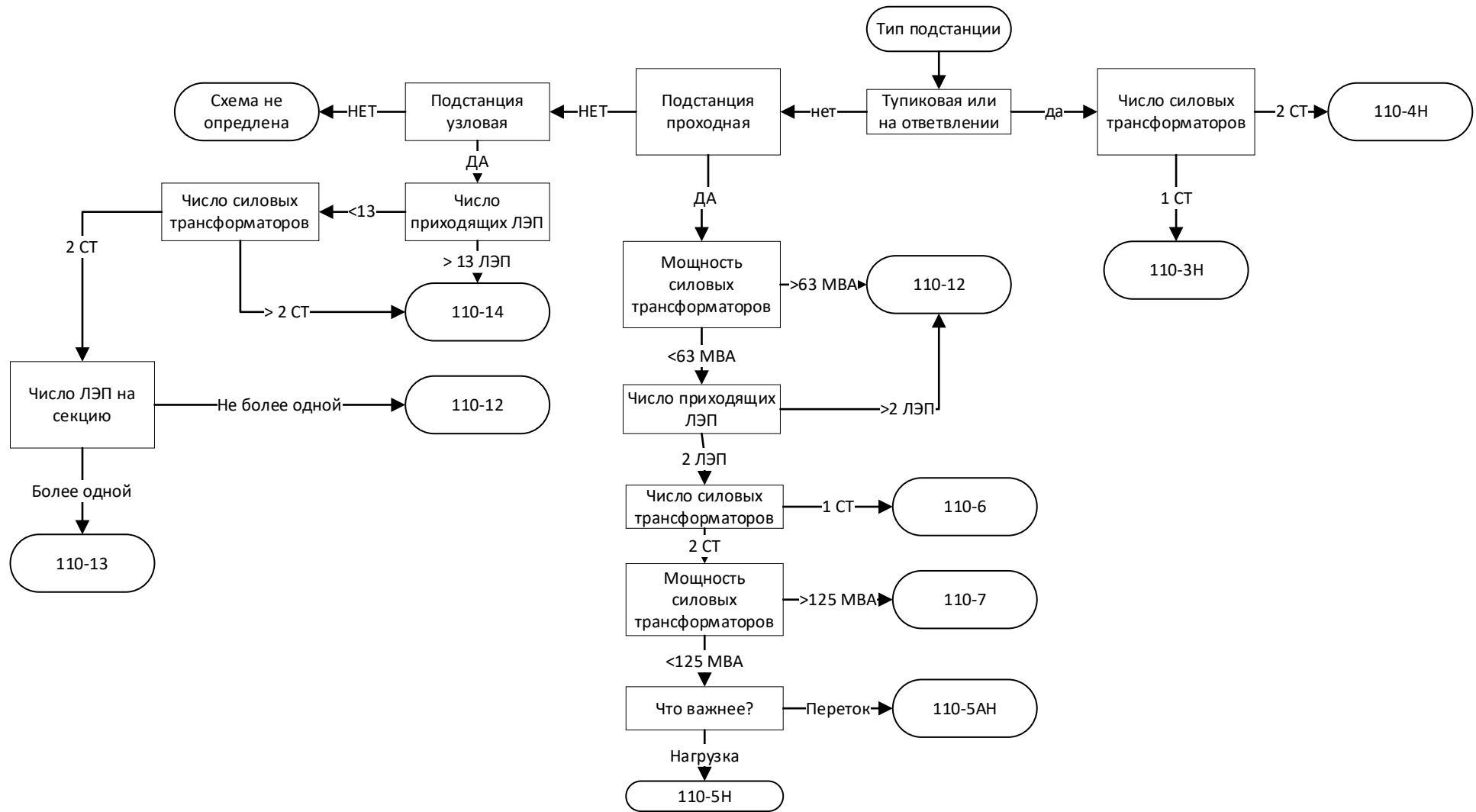


Рисунок 7 - Алгоритм выбора схемы ОРУ 110 кВ

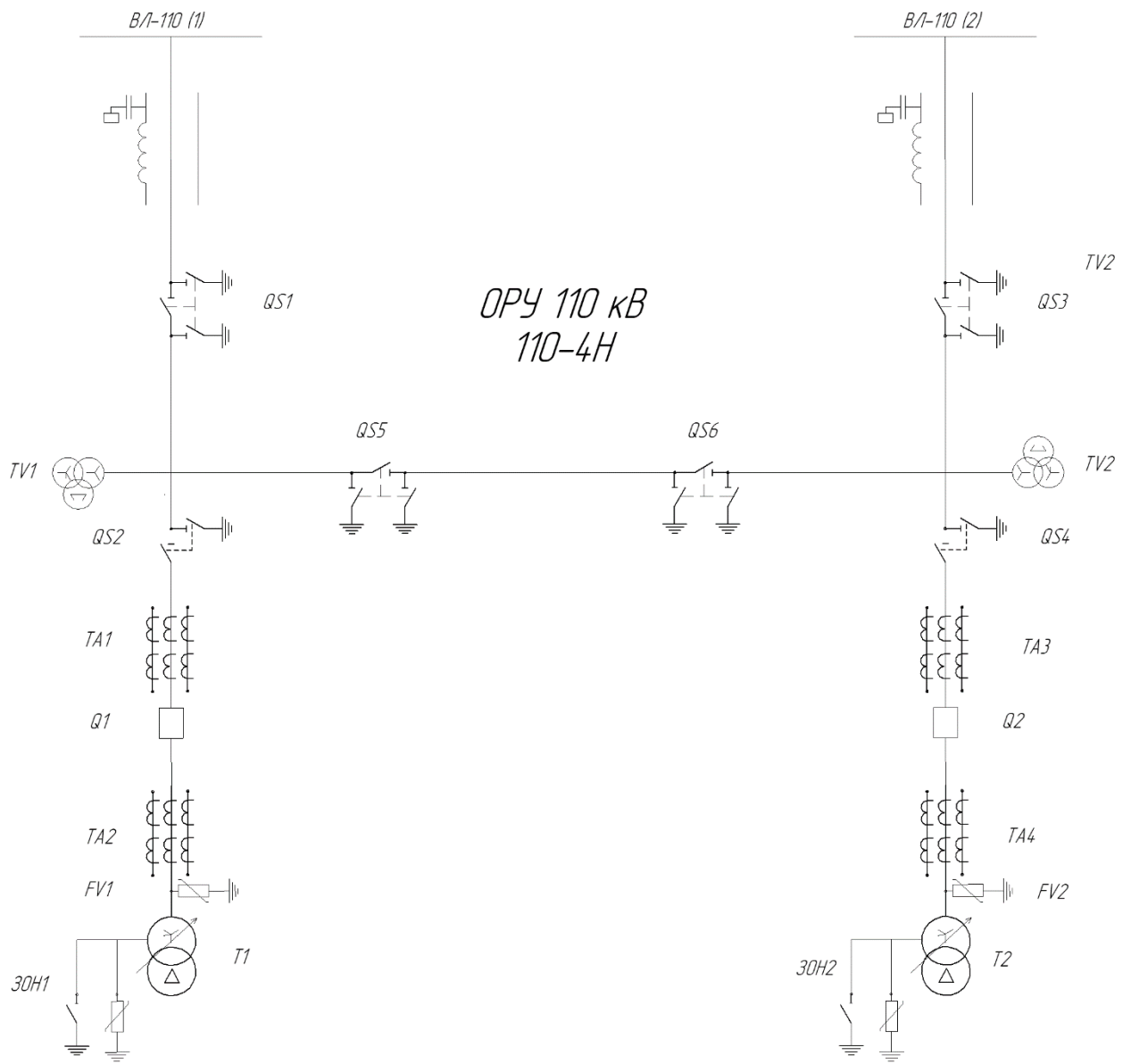


Рисунок 8 - Схема ОРУ 110 кВ типа 110-4Н

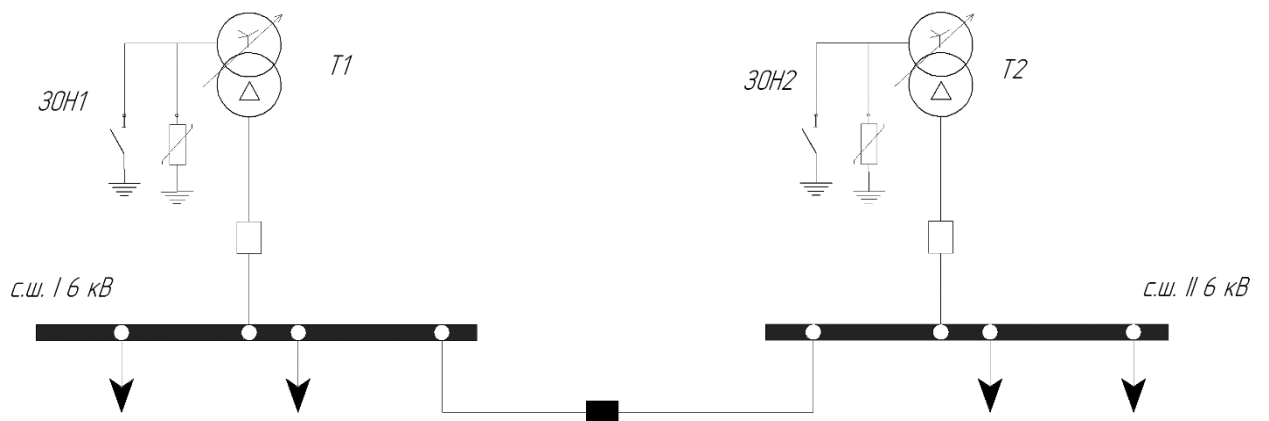


Рисунок 9 – Схема РУ 6 кВ

6 Выбор оборудования подстанции

В данном разделе выпускной квалификационной работы выполним выбор оборудования подстанции согласно схемам распределительных устройств 110 кВ (рисунок 8) и 6 кВ (рисунок 9) [24].

Определим для схемы открытого распределительного устройства 110 кВ представленной на рисунке 8 перечень оборудования подлежащего выбору. Все оборудование подлежащее выбору сведем в сводную таблицу 7.

Таблица 7 – Оборудование ОРУ 110 кВ подлежащее выбору

Обозначение на схеме	Наименование оборудования
QS 1, QS 3, QS 5, QS 6	Разъединитель с двумя заземляющими ножами
QS 2, QS 4	Разъединитель с одним заземляющим ножом
Q1, Q2	Выключатель 110 кВ
TA 1, TA 3	Измерительный трансформатор тока
TV1, TV2	Измерительный трансформатор напряжения
TA 2, TA 4	Встроенный в высоковольтный ввод силового трансформатора измерительный трансформатор тока
FV1, FV2	Ограничитель перенапряжений нелинейный
ЗОН1, ЗОН2	Заземлитель

Определим критерии выбора и проверки оборудования [6].

Критерий 1 - номинальный ток оборудования, определяется выражением:

$$I_{\text{ном.}i} = \frac{S_{\text{тр.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}i}} \leq I_{\text{ном.об.}i} \quad (65)$$

где i – класс напряжения, на котором выбирается оборудование, для подстанции «АС-8» принимаем равным 110 кВ и 6 кВ;

$S_{\text{тр.ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, по результатам выбора в разделе 3 ВКР принята равной 16000 кВА;

$U_{\text{ном.}i}$ – номинальное напряжение, принимается 110 кВ или 6 кВ в зависимости от точки установки оборудования, кВ.

$I_{\text{ном.об.}i}$ – номинальный ток выбираемого оборудования, А.

Критерий 2 – номинальное напряжение оборудования:

$$U_{\text{ном.об}} \geq U_{\text{ном.сети}} \quad (66)$$

где $U_{\text{ном.об}}$ – номинальное напряжение выбираемого оборудования, кВ;

$U_{\text{ном.сети}}$ – номинальное напряжение сети в точке установки выбираемого оборудования, кВ.

Критерий 3 – отключающая способность (применяется только для выключателей):

$$I_{\text{откл.}i} \geq I_{\text{п0.}i}^{(3)} \quad (67)$$

где i – класс напряжения, на котором выбирается оборудование, для подстанции «АС-8» принимаем равным 110 кВ и 6 кВ;

$I_{\text{откл.}i}$ – ток отключения выключателя, определяется по паспортным данным выбираемого оборудования для i -го класса напряжения подстанции «АС-8», кА;

$I_{\text{п0.}i}^{(3)}$ – периодическая составляющая трехфазного тока короткого замыкания в точке установки выбираемого выключателя, кА.

Критерий 4 – стойкость оборудования электродинамическому действию тока короткого замыкания:

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд.}i}^{(3)} \quad (68)$$

где $i_{\text{пр.скв}}$ – предельное значение сквозного тока, согласно паспортным данным выбираемого оборудования, кА;

i – класс напряжения, на котором выбирается оборудование, для подстанции «АС-8» принимаем равным 110 кВ и 6 кВ;

$i_{\text{уд.}i}^{(3)}$ – ударный ток трехфазного короткого замыкания, в i -й расчетной точке, кА.

Критерий 5 – термическая стойкость выбираемого оборудования действию токов короткого замыкания:

$$B_{к.ном.i} = I_{терм.}^2 \cdot t_{терм.} \geq B_{к.расч.i} = I_{п0.i}^2 (t_{откл}) \quad (69)$$

Таблица 8 – Выбор оборудования ОРУ 110 кВ

Критерий выбора оборудования	Разъединители с двумя заземляющими ножами (QS 1, QS 3, QS 5, QS 6) марки РГП-2-110		
	Расчетное значение	Выполнение условия выбора	Паспортное значение
Критерий 1	84 А	выполняется	1000 А
Критерий 2	110 кВ	выполняется	110 кВ
Критерий 4	21,6 кА	выполняется	100 кА
Критерий 5	216,8 кА ² ·с	выполняется	1600 кА ² ·с
-	Разъединители с одним заземляющим ножом (QS 2, QS 4) марки РГП-1-110		
Критерий 1	84 А	выполняется	1000 А
Критерий 2	110 кВ	выполняется	110 кВ
Критерий 4	21,6 кА	выполняется	100 кА
Критерий 5	216,8 кА ² ·с	выполняется	1600 кА ² ·с
-	Выключатели 110 кВ (Q1, Q2) марки ВГТ-110		
Критерий 1	84 А	выполняется	3150 А
Критерий 2	110 кВ	выполняется	110 кВ
Критерий 3	8,5 кА	выполняется	40 кА
Критерий 4	21,6 кА	выполняется	40 кА
Критерий 5	216,8 кА ² ·с	выполняется	4800 кА ² ·с
-	Измерительные трансформаторы тока (ТА 1, ТА 3) марки ЦТТ-110 кВ		
Критерий 1	84 А	выполняется	100 А
Критерий 2	110 кВ	выполняется	110 кВ
Критерий 3	8,5 кА	выполняется	40 кА
Критерий 4	21,6 кА	выполняется	40 кА
-	Измерительные трансформаторы напряжения (TV1, TV2) марки ЦТН-110		
Критерий 2	110 кВ	выполняется	110 кВ
Критерий 4	21,6 кА	выполняется	100 кА
Критерий 5	216,8 кА ² ·с	выполняется	1600 кА ² ·с
-	Встроенные в высоковольтный ввод силового трансформатора измерительный трансформатор тока (ТА 2, ТА 4) марки ТВТ-110		
Критерий 1	84 А	выполняется	100 А
Критерий 2	110 кВ	выполняется	110 кВ
Критерий 3	8,5 кА	выполняется	40 кА
Критерий 4	21,6 кА	выполняется	40 кА

В результате выбора оборудования ОРУ – 110 кВ выбраны:

- Разъединители с двумя заземляющими ножами (QS 1, QS 3, QS 5, QS 6) марки РГП-2-110 [14];
- Разъединители с одним заземляющим ножом (QS 2, QS 4) марки РГП-1-110 [14];
- Выключатели 110 кВ (Q1, Q2) марки ВГТ-110 [2];
- Измерительные трансформаторы тока (ТА 1, ТА 3) марки ЦТТ-110 кВ [21];
- Измерительные трансформаторы напряжения (TV1, TV2) марки ЦТН-110 [21];
- Встроенные в высоковольтный ввод силового трансформатора измерительный трансформатор тока (ТА 2, ТА 4) марки ТВТ-110 [21].

Далее используя критерии выбора, представленные выражениями (65) - (69) выполним выбор оборудования для распределительного устройства 6 кВ.

Для распределительного оборудования выполним выбор:

- Выключателей 6 кВ;
- Измерительных трансформаторов тока;
- Измерительных трансформаторов напряжения.

Выбор оборудования выполним в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор оборудования РУ 6 кВ

Критерии выбора	Расчетное значение	Выполнение условия выбора	Паспортное значение
1	2	3	4
Выключатели напряжением 6 кВ марки ВВЭ-СМ-10			
Критерий 1	1539 А	выполняется	2500 А
Критерий 2	6 кВ	выполняется	10 кВ
Критерий 3	11,7 кА	выполняется	40 кА
Критерий 4	31,4 кА	выполняется	128 кА
Критерий 5	1972 кА ² ·с	выполняется	4800 кА ² ·с
Измерительные трансформаторы тока марки ЦШТТ-10 кВ			
Критерий 1	1539 А	выполняется	1600 А
Критерий 2	6 кВ	выполняется	10 кВ
Критерий 3	11,7 кА	выполняется	31,5 кА
Критерий 5	1972 кА ² ·с	выполняется	4800 кА ² ·с

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4
Измерительные трансформаторы напряжения марки ЦТН-10			
Критерий 2	6 кВ	выполняется	6 кВ
Критерий 4	31,4 кА	выполняется	100 кА
Критерий 5	1972 кА ² ·с	выполняется	4800 кА ² ·с

Все выбранное в таблице 9 оборудование устанавливается в шкафах комплектных распределительных устройств.

Выводы по разделу. Для подстанции «АС-8» после реконструкции с повышением класса напряжения и заменой силовых трансформаторов определены критерии выбора оборудования для распределительного устройства 110 кВ и распределительного устройства 6 кВ.

Согласно определенным критериям выбора выполнен выбор оборудования с учетом рассчитанных в разделе 4 ВКР токов короткого замыкания, а также согласно схемам определенных в разделе 5.

К установке на подстанции «АС-8» на распределительном устройстве 110 кВ приняты разъединители с двумя заземляющими ножами марки РГП-2-110, разъединители с одним заземляющим ножом марки РГП-1-110, выключатели 110 кВ марки ВГТ-110, измерительные трансформаторы тока марок ЦТТ-110 кВ и ТВТ-110, измерительные трансформаторы напряжения марки ЦТН-110.

Для распределительного устройства 6 кВ выбраны измерительные трансформаторы напряжения марки ЦТН-10, измерительные трансформаторы тока марки ЦШТТ-10 кВ, вакуумные выключатели марки ВВЭ-СМ-10 [1].

7 Защита трансформатора от повреждений

Для защиты трансформатора от внутренних повреждений – коротких замыканий, а также замыканий, возникающих на высоковольтных вводах силового трансформатора, для трансформатора ТДН 16000/110/6 требуется установка дифференциальной защиты трансформатора [13].

В современных системах релейной защиты и автоматики подстанций используются микропроцессорные терминалы [25], [26]. Для защиты силового трансформатора на подстанции «АС-8» предлагается использовать микропроцессорный терминал релейной защиты силового трансформатора марки Сириус-Т. Данный терминал применяется для двухобмоточных силовых трансформаторов.

Определим номинальный ток трансформатора ТДН 16000/110/6. На стороне высокого напряжения (ВН) – 110 кВ номинальный ток определим по выражению [15]:

$$I_{\text{ном.110}} = \frac{S_{\text{тр.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.110}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 84 \text{ (A)} \quad (70)$$

На стороне низкого напряжения (НН) – 6 кВ номинальный ток определим по выражению [15]:

$$I_{\text{ном.6}} = \frac{S_{\text{тр.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.6}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 1539 \text{ (A)} \quad (71)$$

Определим коэффициент трансформации для измерительных трансформаторов тока. Используя данные выбранных в таблице 8 измерительных трансформаторов на стороне 110 кВ, определим коэффициент трансформации по выражению:

$$K_{\text{ТТ.ВН}} = \frac{I_{\text{НОМ.ТТ.110}}}{I_{\text{НОМ.2}}} = \frac{100}{1} = 100 \quad (72)$$

где $I_{\text{НОМ.ТТ.110}}$ – номинальный первичный ток измерительного трансформатора ТВТ-110, согласно таблице 8 принимаем равным

$$I_{\text{НОМ.ТТ.110}} = 100 \text{ А};$$

$I_{\text{НОМ.2}}$ – номинальный вторичный ток измерительного трансформатора, принимаем равным $I_{\text{НОМ.2}} = 1 \text{ А}$.

Определим коэффициент трансформации для измерительных трансформаторов тока по данным выбранных в таблице 9 измерительных трансформаторов на стороне 6 кВ по выражению:

$$K_{\text{ТТ.НН}} = \frac{I_{\text{НОМ.ТТ.6}}}{I_{\text{НОМ.2}}} = \frac{1600}{1} = 1600 \quad (73)$$

где $I_{\text{НОМ.ТТ.6}}$ – номинальный первичный ток измерительного трансформатора согласно таблице 9 принимаем равным $I_{\text{НОМ.ТТ.6}} = 1600 \text{ А}$;

$I_{\text{НОМ.2}}$ – номинальный вторичный ток измерительного трансформатора, принимаем равным $I_{\text{НОМ.2}} = 1 \text{ А}$.

Ток во вторичной цепи измерительного трансформатора тока для стороны ВН с учетом коэффициента трансформации, полученного в выражении (72):

$$I_{\text{НОМ.2.110}} = \frac{I_{\text{НОМ.110}}}{K_{\text{ТТ.ВН}}} = \frac{84}{100} = 0,84 \text{ (А)} \quad (74)$$

Ток во вторичной цепи измерительного трансформатора тока для стороны НН с учетом коэффициента трансформации, полученного в выражении (73):

$$I_{\text{НОМ.2.6}} = \frac{I_{\text{НОМ.6}}}{K_{\text{ТТ.ВН}}} = \frac{1539}{1600} = 0,96 \text{ (А)} \quad (75)$$

Принимаем значения уставок, учитывая, что допустимые значения находятся в пределе $[0,15 \dots 30,0]$ А:

- $I_{\text{баз.ВН}} = 0,84 \text{ (А)}$ по значению полученному в (74);
- $I_{\text{баз.НН}} = 0,96 \text{ (А)}$ по значению полученному в (75).

Определим максимальный ток в канале измерения микропроцессорного терминала релейной защиты Сириус-Т, используя расчетное значение периодической составляющей трехфазного тока короткого замыкания в начальный момент времени полученное в выражении (53), по выражению:

$$I_{\text{м.ПТН.110}} = k_{\text{пер}} \cdot \frac{I_{\text{п0.К1}}^{(3)}}{K_{\text{ТТ.ВН}}} = 2 \cdot \frac{8500}{100} = 170 \text{ (А)} \quad (76)$$

Определим максимальный ток в канале измерения микропроцессорного терминала релейной защиты Сириус-Т, используя расчетное значение периодической составляющей трехфазного тока короткого замыкания в начальный момент времени полученное в выражении (61), по выражению:

$$I_{\text{м.ПТН.6}} = k_{\text{пер}} \cdot \frac{I_{\text{п0.К2}}^{(3)}}{K_{\text{ТТ.НН}}} = 2 \cdot \frac{11700}{1600} = 14,6 \text{ (А)} \quad (77)$$

Расчетный ток небаланса:

$$I_{\text{НБрасч}} = 0,4 \cdot \frac{I_{\text{п0.К2}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{НОМ.6}}}{U_{\text{НОМ.110}}}}{I_{\text{НОМ.110}}} = 0,4 \cdot \frac{11700 \cdot \frac{6}{110}}{84} = 3,03 \quad (78)$$

Уставка дифференциальной токовой отсечки (ДТО) принимаем равной:

$$I_{\text{ДТО}} = 1,2 \cdot I_{\text{НБрасч}} = 1,2 \cdot 3,03 = 3,64 \quad (79)$$

Уставка начального срабатывания ДЗТ принимаем равной $I_{\text{ДЗТ.нач}} = 0,3$.

Определим коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,9 \cdot I_{\text{ПО.К2}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{НОМ.6}}}{U_{\text{НОМ.110}}}}{I_{\text{НОМ.110}} \cdot I_{\text{ДЗТ.нач}}} = \frac{0,9 \cdot 11700 \cdot \frac{6}{110}}{84 \cdot 0,3} = 22,79 \quad (80)$$

Коэффициент чувствительности имеет высокое значение, что говорит о том, что защита силового трансформатора от внутренних повреждений обеспечивается.

Выводы по разделу. Для защиты силовых трансформаторов марки ТДН 16000/110/6 установленных на подстанции «АС-8» после реконструкции выбран микропроцессорный терминал марки Сириус-Т. Для данного терминала выполнен расчет уставок срабатывания. Определен коэффициент чувствительности равный $K_{\text{ч}} = 22,79$, что говорит о том, что уставки рассчитаны верно, защита трансформатора от внутренних повреждений обеспечивается.

8 Расчет молниезащиты

В данном разделе выполнен расчет системы молниезащиты подстанции «АС-8» после реконструкции.

Исходными данными для проектирования системы молниезащиты являются [7]:

- Размер подстанции: ширина $A = 58$ м, высота $B = 91$ м;
- Расстояние между молниеотводами: $l_1 = 55$ м, $l_2 = 88$ м;
- Высота самого высокого объекта подстанции: $h_x = 9,7$ м.

Определим предельное расстояние между молниеотводами:

$$L_{\text{пр}} = \sqrt{l_1^2 + l_2^2} = \sqrt{55^2 + 88^2} = 103,7 \text{ (м)} \quad (81)$$

Определим на сколько высота молниеотвода превышает высоту наиболее высокого объекта подстанции:

$$h_a = \frac{L_{\text{пр}}}{8} = \frac{103,7}{8} = 12,97 \text{ (м)} \quad (82)$$

Определим расчетное значение высоты молниеотвода:

$$h_{\text{расч}} = h_a + h_x = 12,7 + 9,7 = 22,67 \text{ (м)} \quad (83)$$

По значению полученному в (83) определим высоту серийно производимых молниеотводов по условию:

$$h_{\text{ном}} \geq h_{\text{расч}} \quad (84)$$

Условию (84) удовлетворяет серийно производимый, отдельно стоящий, стальной молниеотвод марки СМ-25, высота данного молниеотвода $h_{\text{НОМ.СМ-25}} = 25$ м.

С учетом выбранного молниеотвода пересчитаем значение превышения высоты молниеотвода над высотой наиболее высокого объекта подстанции:

$$h_a = h_{\text{НОМ.СМ-25}} - h_x = 25 - 9,7 = 15,3 \text{ (м)} \quad (85)$$

Определим высоту конуса зоны молниезащиты:

$$h_0 = 0,92 \cdot h_{\text{НОМ.СМ-25}} = 0,92 \cdot 25 = 23 \text{ (м)} \quad (86)$$

Определим радиус зоны защиты на высоте наиболее высокого объекта:

$$\begin{aligned} r_x &= 1,5 \cdot (h_{\text{НОМ.СМ-25}} - 1,1 \cdot h_x) = \\ &= 1,5 \cdot (25 - 1,1 \cdot 9,7) = 21,495 \approx 21,5 \text{ (м)} \end{aligned} \quad (87)$$

Определим радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = 1,5 \cdot h_{\text{НОМ.СМ-25}} = 1,5 \cdot 25 = 37,5 \text{ (м)} \quad (88)$$

Далее определим высоту средней части зоны молниезащиты между наиболее близко расположенными молниеотводами по выражению:

$$\begin{aligned} h_{\text{min } 1} &= h_{c1} = h_0 - 0,14(l_1 - h_{\text{НОМ.СМ-25}}) = \\ &= 23 - 0,14(55 - 25) = 18,8 \text{ (м)} \end{aligned} \quad (89)$$

Далее определим высоту средней части зоны молниезащиты между наиболее далеко расположенными молниеотводами по выражению:

$$\begin{aligned}
 h_{min 2} &= h_{c2} = h_0 - 0,14(l_2 - h_{\text{НОМ.СМ-25}}) = \\
 &= 23 - 0,14(88 - 25) = 14,2 \text{ (м)}
 \end{aligned}
 \tag{90}$$

Определим ширину средней части зоны двух молниеотводов на уровне земли:

$$r_c = r_0 = 1,5 \cdot h_{\text{НОМ.СМ-25}} = 1,5 \cdot 25 = 37,5 \text{ (м)} \tag{91}$$

Определим ширину средней части зоны защиты для двух наиболее близко расположенных молниеотводов по выражению:

$$r_{cx1} = r_0 \cdot \frac{h_{c1} - h_x}{h_{c1}} = 37,5 \cdot \frac{18,8 - 9,7}{18,8} = 18,2 \text{ (м)} \tag{92}$$

Определим ширину средней части зоны защиты для двух наиболее удаленно расположенных молниеотводов по выражению:

$$r_{cx2} = r_0 \cdot \frac{h_{c2} - h_x}{h_{c2}} = 37,5 \cdot \frac{14,2 - 9,7}{14,2} = 11,9 \text{ (м)} \tag{93}$$

Все требуемые значения для построения плана зоны молниезащиты подстанции рассчитаны. Поэтому составим план молниезащиты представленный на рисунке 10.

Выводы по разделу. Для реконструируемой подстанции «АС-8» спроектирована система защиты подстанции от прямых ударов молнии. Защита подстанции от прямых ударов молнии выполнена четырьмя молниеотводами типа СМ-25 высотой 25 м. Вся территория подстанции и оборудование находится в зоне действия выбранных молниеотводов, поэтому вероятность попадания молнии минимальна и стремится к нулю.

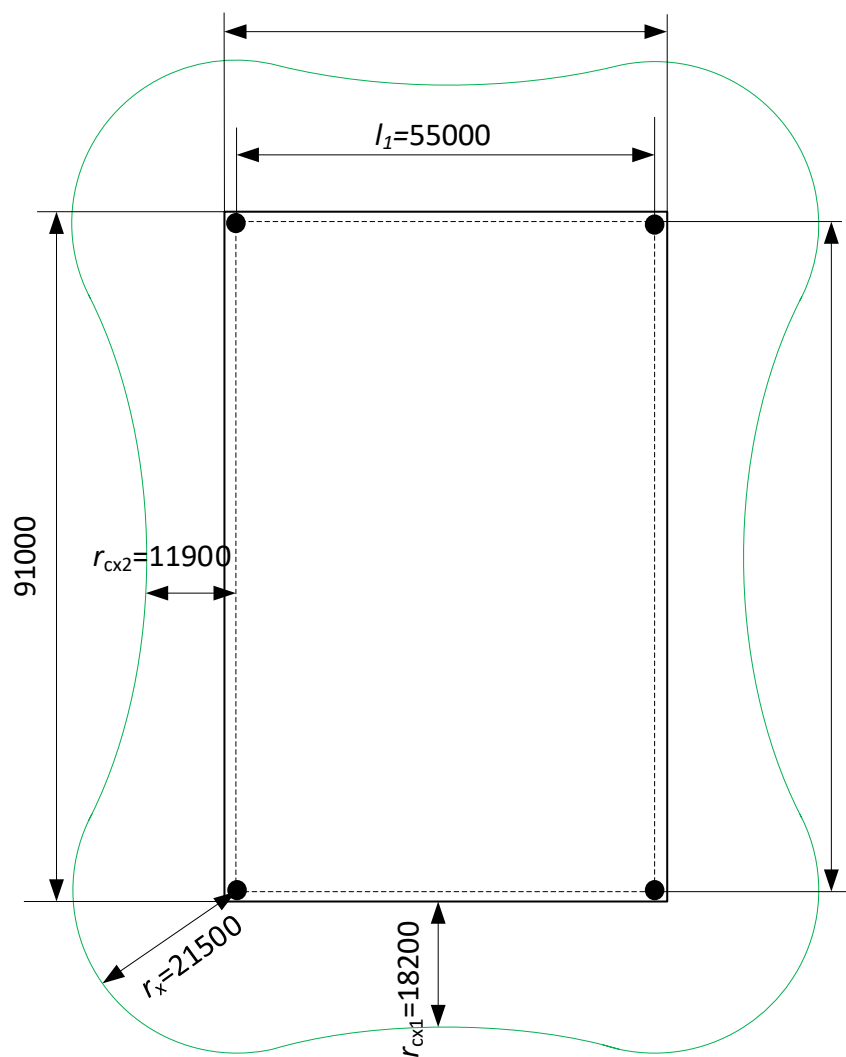


Рисунок 10 - План зоны молниезащиты

Заключение

В выпускной квалификационной работе представлены результаты выполнения проекта реконструкции подстанции «АС-8» с переводом с напряжения 35 кВ на напряжение 110 кВ. Для достижения цели, поставленной в рамках выполнения выпускной квалификационной работы последовательно решены задачи ВКР в соответствующих разделах.

На первом этапе выполнен анализ объекта, представлена краткая характеристика объекта ВКР -подстанции «АС-8», расположенной в Ростовской области. Подстанция «АС-8» обслуживается Аксайским РЭС и находится в ведении ПАО «Россети Юг» - филиал «Ростовэнерго».

В настоящее время на подстанции установлено два силовых трансформатора марки ТМН 7500/35/6 кВ. Согласно данным ПАО «Россети Юг» представленных в открытых источниках определена текущая загрузка подстанции «АС-8» 109,54%.

Определено, что текущая загрузка подстанции по полной мощности $S_{\text{загр}} = 16,431$ (МВА), по активной мощности $P_{\text{загр}} = 13,96635$ (МВт), а по реактивной $Q_{\text{загр}} = 8,65$ (Мвар).

Определены годовые упорядоченные графики нагрузки по полной, активной и реактивной мощностям, а также определены табличные данные для каждой ступени годовых графиков, общее число ступеней годового графика $i = 10$ (шт.).

Получено расчетное значение годовой потребляемой электрической энергии на подстанции «АС-8» $W_{\text{год}} = 66067039,82$ кВт·ч. Также получено расчетное значение числа часов использования максимальной мощности на подстанции «АС-8» $T_{\text{max}} = 4730,44$ ч.

Составлена карта энергорайона до реконструкции подстанции «АС-8», на которой определены подстанции и воздушные линии классов напряжения 35 кВ, 110 кВ и 220 кВ.

Предложено выполнить подключение подстанции отпайками от воздушных линий: ВЛ-110 кВ «АС-15»-«АС-6» длиной 2 км и ВЛ-110 кВ «Р-4» - «АС-10 Камышевахская» длиной 8 км.

Для подстанции «АС-8» определена расчетная мощность трансформаторов равная $S_{\text{Тр,расч}} = 11,74$ (МВА). Согласно этому значению предложено рассмотреть к установке на подстанции «АС-8» вариант с двумя трансформаторами ТДН 16000/110/6 кВ или два трансформатора ТДН 25000/110/6 кВ. Определены паспортные параметры выбираемых трансформаторов, согласно которым определены оптимальные коэффициенты загрузки. Для ТДН 16000 получено, что коэффициент оптимальной загрузки равен $K_{\text{опт}} = 0,38$, а для трансформаторов ТДН 25000 $K_{\text{опт}} = 0,39$.

Для варианта с трансформаторами ТДН 16000 определено расчетное значение экономической мощности подстанции $S_{\text{эк.ПС}} = 8603,7$ МВА. Для варианта с двумя трансформаторами ТДН 25000 $S_{\text{эк.ПС}} = 14068,3$ МВА. Согласно значениям экономической мощности выполнен расчет потерь электрической энергии в трансформаторах ТДН 16000 и ТДН 25000. Получено, что при условии отключения трансформаторов потери электроэнергии для ТДН 16000 равны $\Delta W_{\text{ПС}} = 809762,1915$ кВт·ч, а для ТДН 25000 $W_{\text{ПС}} = 973145,0403$ кВт·ч.

Также выполнен расчет потерь электрической энергии для трансформаторов ТДН 16000 и ТДН 25000 без учета отключения их по условию экономической мощности. При этом значения потерь электрической энергии ниже. Для ТДН 16000 получено $\Delta W_{\text{ПС}} = 455104,0965$ кВт·ч в год, а для ТДН 25000 $\Delta W_{\text{ПС}} = 579013,2601$ кВт·ч в год.

Такая разница в значениях потерь электрической энергии при условии отключения одного трансформатора по значению экономической мощности и без этого объясняется тем, что во втором варианте, без отключения трансформаторов коэффициент их загрузке ближе к оптимальному, определяющему оптимальный КПД трансформатора и минимум потерь.

Поэтому для определения экономических показателей использованы значения потерь электрической энергии без учета условия экономической мощности.

Определив стоимость каждого трансформатора: ТДН 16000/110/6 $K_{тр} = 27,56$ млн. руб., ТДН 25000/110/6 $K_{тр} = 35,71$ млн. руб. были определены значения годовых отчислений для ТДН 16000 $I_0 = 5,24$ млн. руб., а для ТДН 25000/110/6 $I_0 = 6,8$ млн. руб.

Далее определив значения приведенных затрат для варианта с двумя трансформаторами ТДН 16000 $Z_{пр.ТДН16} = 15,078$ млн. руб. и двух трансформаторов ТДН 25000 $Z_{пр.ТДН25} = 19,577$ млн. руб. и принимая во внимание, что $Z_{пр.ТДН25} > Z_{пр.ТДН16}$ к установке на подстанции принято два трансформатора марки ТДН 16000/110/6 кВ.

Выполнен расчет токов короткого замыкания для подстанции «АС-8» после реконструкции с заменой силовых трансформаторов и переводом на напряжение 110 кВ. Для определения расчетных значений токов короткого замыкания принята раздельная работа трансформаторов, связь с энергосистемой происходит через подстанцию «АС-15», длина линии до подстанции «АС-15» принято 9 км. Максимальное значение тока короткого замыкания на стороне 110 кВ – это трехфазный ток 8,5 кА и ударный ток 21,6 кА. Максимальное значение тока короткого замыкания на стороне 6 кВ – это трехфазный ток 11,7 кА и ударный ток 31,4 кА.

Для подстанции «АС-8» после реконструкции, для открытого распределительного устройства выбрана схема 110-4Н, так как подстанция запитана отпайками от воздушных линий 110 кВ, т.е. является подстанцией на ответвлении, а число трансформаторов на подстанции определено равным 2 шт. Для распределительного устройства 6 кВ принята одна секционированная выключателем система шин.

Для подстанции «АС-8» после реконструкции с повышением класса напряжения и заменой силовых трансформаторов определены критерии

выбора оборудования для распределительного устройства 110 кВ и распределительного устройства 6 кВ.

Согласно определенным критериям выбора выполнен выбор оборудования с учетом рассчитанных в разделе 4 ВКР токов короткого замыкания, а также согласно схемам определенных в разделе 5.

К установке на подстанции «АС-8» на распределительном устройстве 110 кВ приняты разъединители с двумя заземляющими ножами марки РГП-2-110, разъединители с одним заземляющим ножом марки РГП-1-110, выключатели 110 кВ марки ВГТ-110, измерительные трансформаторы тока марок ЦТТ-110 кВ и ТВТ-110, измерительные трансформаторы напряжения марки ЦТН-110.

Для распределительного устройства 6 кВ выбраны измерительные трансформаторы напряжения марки ЦТН-10, измерительные трансформаторы тока марки ЦШТТ-10 кВ, вакуумные выключатели марки ВВЭ-СМ-10.

Для защиты силовых трансформаторов марки ТДН 16000/110/6 установленных на подстанции «АС-8» после реконструкции выбран микропроцессорный терминал марки Сириус-Т. Для данного терминала выполнен расчет уставок срабатывания. Определен коэффициент чувствительности равный $K_{\text{ч}} = 22,79$, что говорит о том, что уставки рассчитаны верно, защита трансформатора от внутренних повреждений обеспечивается.

Для реконструируемой подстанции «АС-8» спроектирована система защиты подстанции от прямых ударов молнии. Защита подстанции от прямых ударов молнии выполнена четырьмя молниеотводами типа СМ-25 высотой 25 м. Вся территория подстанции и оборудование находится в зоне действия выбранных молниеотводов, поэтому вероятность попадания молнии минимальна и стремится к нулю.

В результате выполнения ВКР все поставленные задачи выполнены, цель ВКР достигнута.

Список используемой литературы

1. Вакуумный выключатель ВВЭ-СМ-10-40/4000 УЗ [Электронный ресурс] // Веб-сайт Электротехнического Завода КОНСТАЛИН: [сайт]. [2022]. URL: <https://www.konstalin.ru/?sid=3&ID=1893> (дата обращения: 20.04.2022).
2. Газонаполненное оборудование [Электронный ресурс] // Веб-сайт завода электротехнического оборудования "ЗЭТО": [сайт]. [2022]. URL: https://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/elegazovye-kolonkovye-vykyuchateli-tipa-vgt-110 (дата обращения: 20.04.2022).
3. Галимова А.А. Критерии выбора коэффициента загрузки силового трансформатора при проектировании подстанций распределительных сетей // Проблемы энергетики, 5(6), 2013. С. 66-71.
4. ГОСТ 14209-97 (МЭК 354-91). Руководство по нагрузке силовых масляных.
5. ГОСТ 9680-77. Трансформаторы силовые мощностью 0,01 кВ·А и более. Ряд номинальных мощностей. М.: Издательство стандартов, 1977. 4 с.
6. ГОСТ Р 52565-2006 Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия. М.: Стандартинформ, 2006. 91 с.
7. Егоров В.А., Котов Г.А., Ермаков А.П., Иванов А.Н. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. М.: ЭНАС, 2017. 48 с.
8. Интерактивная карта электроэнергетической системы на данных проекта OpenStreetMap [Электронный ресурс] // ForexOSM: [сайт]. [2022]. URL: <https://frexosm.ru/power/#6.86/58.695/35.175> (дата обращения: 20.04.2022).
9. Карта центров питания. [Электронный ресурс] // Россети. Портал электросетевых услуг: [сайт]. [2021]. URL: https://портал-тп.рф/platform/portal/tehprisEE_centry_pitania (дата обращения: 20.04.2022).

10. Каталог подстанций России energybase.ru [Электронный ресурс] // Электроэнергетика. Нефть и Газ. Сайт для поставщиков energybase.ru: [сайт]. [2022]. URL: <https://energybase.ru/substation> (дата обращения: 20.04.2022).
11. Методические рекомендации для определения категоричности потребителей по надежности электроснабжения // Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств. Исполнительный Комитет. 2019. URL: <http://energo-cis.ru/wyswyg/file/RGN-new/%D0%9C%D0%B5%D1%82%D0%BE%D0%B4%20%D0%BF%D0%BE%20%D0%BA%D0%B0%D1%82%D0%B5%D0%B3%D0%BE%D1%80%20%D0%BF%D0%BE%D1%82%D1%80.pdf> (дата обращения: 20.04.2022).
12. 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. 607 с.
13. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. Москва: Издательство Проспект, 2020. 832 с.
14. Разъединители серии РГ на напряжение 110 кВ // Веб-сайт компании "Разряд-М". 2022. URL: http://www.razrad.ru/wp-content/themes/storefront-child/docs/rlnd/rg_110.pdf (дата обращения: 20.04.2022).
15. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. М.: Академия, 2013. 449 с.
16. СО 153-34.20.118-2003. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. Москва. 2003.
17. Степкина Ю.В., Салтыков В.М. Проектирование электрической части понизительной подстанции. Тольятти: ТГУ, 2007. 124 с.
18. 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.

19. 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.
20. Трансформаторы силовые масляные класса напряжения 110 кВ // Официальный сайт производителя ООО "Тольяттинский трансформатор". 2021. URL: <https://www.transformator.com.ru/ttproduction/transform/145/1641/> (дата обращения:20.04.2022).
21. Электронные измерительные трансформаторы тока // ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ digitalsubstation.com. 2021. URL: <http://digitalsubstation.com/wp-content/uploads/2018/03/ELEKTRONNYE-IZMERITELNYE-TRANSFORMATORY-TOKA.pdf> (дата обращения: 20.04.2022).
22. Power System Analysis and Design. 3rd ed. Cengage Learning, 2016. 864 pp.
23. Gonen T. Electrical Power Transmission System Engineering: Analysis and Design. 3rd ed. CRC Press, 2014. 1093 pp.
24. McDonald J, editor. Electric Power Substations Engineering (Electrical Engineering Handbook). 3rd ed. CRC Press, 2012. 536 pp.
25. Parker P.M. The 2021-2026 World Outlook for Electric Power Substation Automation. ICON Group International, Inc, 2021. 300 pp.
26. Ziegler G. Numerical Differential Protection: Principles and Applications. 2nd ed. Hoboken: John Wiley & Sons, 2012. 287 pp.