

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 понизительной подстанции 110/35/10 кВ
«Кореновская»

Обучающийся

В.О. Строков

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.п.н., доцент, М.Н. Третьякова

(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 рамках выполнения выпускной квалификационной работы представлены результаты разработки проекта реконструкции электрической части подстанции «Кореновская». Для выполнения проекта реконструкции выполнен анализ оборудования, схем и места расположения подстанции и определены направления реконструкции. Определена необходимость увеличения числа воздушных линий напряжением 110 кВ подключенных к подстанции с трех до пяти. При этом схема подстанции 110-13Н позволяет осуществить данное мероприятие. Однако проведенный расчет нагрузок показал необходимость повышения установленной мощности подстанции за счет замены силовых трансформаторов. Согласно проведенным расчетам к установке на подстанции принято два силовых трансформатора марки ТДТН 40000/110/35/10.

Для выбора оборудования электрической части подстанции выполнен расчет токов короткого замыкания на стороне 110 кВ 35 кВ и 10 кВ. Полученные результаты позволили выполнить выбор оборудования: высоковольтных выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и трансформаторов напряжения.

Пояснительная записка выполнена на 62 страницах, содержит 17 таблиц и 5 рисунков. Графическая часть выполнена на шести листах формата А1.

Abstract

As part of the graduation work, the results of the development of a project for the reconstruction of the electrical part of the «Korenovskaya» substation are presented. To carry out the reconstruction project, an analysis of the equipment, schemes and location of the substation was carried out, and directions for reconstruction were determined. The need to increase the number of overhead lines with a voltage of 110 kV connected to the substation from three to five was determined. At the same time, the scheme of substation 110-13N allows this measure to be carried out. However, the calculation of loads showed the need to increase the installed capacity of the substation by replacing power transformers. According to the calculations, two power transformers of the TDTN 40000/110/35/10 brand were accepted for installation at the substation.

To select the equipment of the electrical part of the substation, the calculation of short-circuit currents on the side of 110 kV, 35 kV and 10 kV was performed. The results obtained made it possible to select equipment: high-voltage circuit breakers, disconnectors, current transformers and voltage transformers.

The explanatory note is made on 62 pages, contains 17 tables and 5 figures. The graphic part is made on six sheets of A1 format.

Содержание

Введение.....	5
1 Описание подстанции «Кореновская»	6
2 Определение направлений реконструкции	9
3 Выбор силовых трансформаторов	16
4 Токи короткого замыкания.....	31
5 Выбор оборудования	40
Заключение.....	56
Список используемых источников	60

Введение

Электрические подстанции в энергетической системе играют важную роль. Они предназначены для преобразования и распределения электрической энергии и мощности между потребителями. При проектировании подстанций могут применяться различные схемные решения для распределительных устройств [23]. При этом учитывается класс напряжения подстанции, количество отходящих линий, а также категории надёжности питаемых потребителей. Все электрические подстанции проектируются исходя из показателей экономической эффективности. При этом учитывается экономически эффективная загрузка трансформаторов, стоимость сооружения распределительных устройств, а также затраты на их обслуживание [2].

Объектом выпускной квалификационной работы является узловая подстанция Кореновская с классами напряжения 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ. В рамках выполнения выпускной квалификационной работы необходимо достичь цели: повышение установленной мощности подстанции с обеспечением возможности подключения вновь сооружаемых линий [1], [2].

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- Выполнить анализ подстанции и определить направления проведения реконструкции с обоснованием всех принимаемых решений;
- Выбрать силовые трансформаторы, удовлетворяющие возросшей нагрузке подключённых потребителей и обеспечивающих максимальную эффективность;
- Рассчитать параметры основного оборудования распределительных устройств подстанции и выбрать, согласно расчетным данным, оборудование по каталогам производителей.

При выполнении всех поставленных задач используются данные, размещенные в открытых источниках, при выборе оборудования используются преимущественно отечественные производители.

1 Описание подстанции «Кореновская»

Подстанция «Кореновская» расположена в Краснодарском крае, Кореновском районе, г. Кореновск ул. Мира 137а (адрес электросетевого комплекса: Краснодарский край, Усть-Лабинский район, Кореновский район, г. Кореновск, х. Бабиче-Кореновский).

Подстанция «Кореновская» 110/35/10 кВ входит в состав электросетевого комплекса ПС-110/35/10 кВ «Кореновская» с прилегающими воздушными линиями (ВЛ) и подстанциями (ПС) в составе:

- Объект ВКР – ПС «Кореновская» 110/35/10 кВ;
- ПС «Журавская» 110/35/10 кВ (будет подключена в проекте реконструкции);
- ВЛ-110 кВ «Ново – Лабинская - Кореновская» (планируется к строительству при реконструкции);
- ВЛ-110 кВ «Кореновск - Журавская» (планируется к строительству при реконструкции).
- ВЛ-110 кВ «Выселки»;
- ВЛ-110 Динская;
- ВЛ-110 кВ Кореновская тяговая 1 и 2.

Конструктивно подстанция «Кореновская» имеет:

- Открытое распределительное устройство 110 кВ (ОРУ-110 кВ);
- Открытое распределительное устройство 35 кВ (ОРУ-35 кВ);
- Комплектное распределительное устройство наружной установки (КРУН-10 кВ).

Подстанция «Кореновская» 110/35/10 кВ имеет традиционные принципы управления, т.е. не относится к классу цифровых подстанций (ЦПС).

Схемы распределительных устройств:

- ОРУ-110 кВ: схема 110-13;
- ОРУ-35 кВ: схема 35-9;

- РУ-10 кВ: схема 10-2.

В настоящее время к подстанции подключены следующее число линий:

- ОРУ-110 кВ: 4 ВЛ без резервных ячеек;
- ОРУ-35 кВ: 5 ВЛ без резервных ячеек;
- РУ-10 кВ: 13 шт., и одна резервная ячейка.

На подстанции установлены следующие типы выключателей:

- Элегазовые выключатели 110 кВ с приводом на три фазы: пофазное управление;
- Масляные выключатели 110 кВ с приводом на три фазы: пофазное управление;
- Масляные выключатели 35 кВ с приводом на три фазы: пофазное управление;
- Вакуумные выключатели 10 кВ с одним приводом на три фазы.

На подстанции установлено два трехобмоточных трансформатора мощностью 25 МВА каждый.

Кроме того, на подстанции установлены устройства компенсации реактивной мощности типа БСК-110 кВ мощностью 25 Мвар. Установка компенсации присоединена к первой и второй секциям шин (СШ) 110 кВ.

На подстанции используется система оперативного постоянного тока (СОПТ) напряжением 220 В. На подстанции в системе СОПТ установлена одна аккумуляторная батарея (АБ) и два зарядно-подзарядных агрегата (ЗПА), которые подсоединены к каждой СШ-10 кВ. Кроме того, в составе СОПТ установлен один шкаф распределения оперативного тока (ШРОТ).

Оборудование ПС «Кореновская» находится в технологическом управлении филиала ПАО «Кубаньэнерго», Усть-Лабинские электрические сети. Открытое распределительное устройство напряжением 110 кВ находится в диспетчерском ведении филиала АО «СО ЕЭС» Кубанское РДУ. Состав оборудования ОРУ 110 кВ находящегося в диспетчерском ведении АО «СО ЕЭС» Кубанское РДУ:

- Первая и вторая секции шин 110 кВ;

- Секционный выключатель (СВ) 110 кВ;
- Выключатель на ВЛ Выселки;
- Выключатель на ВЛ Динская;
- Выключатель на ВЛ Кореновская тяговая.

Выводы по разделу 1: Установлено, что подстанция «Кореновская» с классами напряжения 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ расположена в Краснодарском крае, в г. Кореновск. Со стороны 110 кВ к подстанции подключено 4 воздушных линии: ВЛ-110 кВ «Выселки»; ВЛ-110 Динская; ВЛ-110 кВ Кореновская тяговая 1 и 2. Со стороны 35 кВ к подстанции подключено пять ВЛ, а со стороны 10 кВ к подстанции подключено 13 линий.

Определены схемы распределительных устройств. Для открытого распределительного устройства 110 кВ применяется схема 110-13, для открытого распределительного устройства 35 кВ применяется схема 35-9, а для распределительного устройства 10 кВ применяется схема 10-2. Определено, что на подстанции установлены выключатели различных типов: для ОРУ 110 кВ масляные и элегазовые, для ОРУ 35 кВ масляные, для РУ 10 кВ вакуумные. Определен состав дополнительного оборудования, в том числе оборудование системы собственных нужд и установки компенсации реактивной мощности.

2 Определение направлений реконструкции

Реконструкция объекта – ПС «Кореновская» планируется из-за:

- Необходимости подключения двух ВЛ-110 кВ: ВЛ-110 кВ «Ново – Лабинская - Кореновская» и ВЛ-110 кВ «Кореновск - Журавская»;
- Текущая загрузка объекта – ПС «Кореновская» находится в группе объектов с загрузкой выше 130 %, по данным филиала ПАО «Кубаньэнерго», Усть-Лабинские электрические сети на 01.01.2022 [10].

Для обоснования необходимости реконструкции объекта -ПС «Кореновская», а также в связи с отсутствием полных данных о текущей загрузке подстанции, на 2022 год, определим установленную мощность подстанции. Установленная мощность – это номинальная мощность однотипных электрических машин [11], относительно подстанции установленная мощность определяется по выражению:

$$S_{уст} = S_{ном.Т} \cdot n = 25000 \cdot 2 = 50000 \text{ (кВА)} \quad (1)$$

где $S_{ном.Т}$ – это номинальная мощность силовых трансформаторов подстанции, для объекта определено $S_{ном.Т} = 25000$ кВА;
 n – число установленных на подстанции силовых трансформаторов, для объекта определено $n = 2$ шт.

Так как по данным АО «Кубаньэнерго», Усть-Лабинские электрические сети объект – ПС «Кореновская» находится в группе объектов с загрузкой 130%, то расчетная текущая мощность подстанции определим по выражению:

$$S_{расч} = 1,3S_{уст} = 1,3 \cdot 50000 = 65000 \text{ (кВА)} \quad (2)$$

Исходя из значения полученного в (2), а также принимая во внимание тот факт, что трансформаторы подстанции загружены равномерно, определим текущий коэффициент загрузки трансформаторов подстанции:

$$k_3 = \frac{k_p \cdot S_{\text{расч}}}{S_{\text{ном.Т}}} = \frac{0,5 \cdot 65000}{25000} = 1,3 \quad (3)$$

где k_p – коэффициент распределения нагрузки между двумя трансформаторами подстанции, при равномерном распределении принимается равным 0,5.

Значение расчетной мощности полученное в (2), а также значение коэффициента загрузки полученное в (3) не говорят о том, что данная подстанция работает с постоянной перегрузкой, однако тот факт, что трансформаторы подстанции периодически находятся в режиме близком к допустимой аварийной перегрузке дает нам основание рассматривать в работе вариант замены силовых трансформаторов на более мощные.

Для определения необходимости реконструкции необходимо построить годовые графики нагрузки подстанции «Кореновская».

Согласно данным замеров мощности, проведенных на подстанции в 2021 году, данные представлены в таблице 1, нагрузка на подстанции распределена между трансформаторами не равномерно. Поэтому использовать значение полученные в (2) и (3) необходимо с учетом возможного увеличения нагрузки подстанции в 2022 году или в связи с подключением новых потребителей к подстанции. Согласно данным таблицы 1 максимальная нагрузка трансформатора Т1 наблюдается в летний период и равна 23,85 МВА. Тогда максимальный коэффициент загрузки равен:

$$k_{3.Т1} = \frac{S_{\text{max.замера.Т1}}}{S_{\text{ном.Т}}} = \frac{23,85}{25} = 0,954 \quad (4)$$

Таблица 1 - Результаты замеров мощности за 2021 год на подстанции «Кореновская»

Напряжение обмотки силового трансформатора, кВ	Номинальная мощность обмотки трансформатора, %	Результаты замеров								Максимальная загрузка трансформаторов	
		Дополнительный зимний режимный день 20.01.2021		Летний режимный день 16.06.2021		Дополнительный летний режимный день 20.07.2021		Зимний режимный день 15.12.2021			
		МВА	%	МВА	%	МВА	%	МВА	%	МВА	%
Т-1/25000											
110	100	13,90	55,60	18,58	74,32	23,85	95,40	19,38	77,52	23,85	95,40
35	100	7,20	28,80	12,70	50,80	13,54	54,16	13,39	53,56	13,54	54,16
10	100	6,70	26,80	5,88	23,52	10,31	41,24	5,99	23,96	10,31	41,24
Т-2/ 25000											
110	100	11,70	46,80	15,45	61,80	20,59	82,36	21,97	87,88	20,59	82,36
35	100	8,40	33,60	12,90	51,60	15,88	63,52	19,38	77,52	15,88	63,52
10	100	3,30	13,20	2,55	10,20	4,71	18,84	2,59	10,36	4,71	18,84

Согласно данным таблицы 1 максимальная нагрузка трансформатора Т2 наблюдается в летний период, аналогично, как и для трансформатора Т1, и равна 20,59 МВА. Тогда максимальный коэффициент загрузки равен:

$$k_{з.Т2} = \frac{S_{max.замера.Т2}}{S_{ном.Т}} = \frac{20,59}{25} = 0,824 \quad (5)$$

Общая максимальная мощность подстанции на стороне 110 кВ определим по дням максимальной загрузки:

$$S_{max.ПС.2021} = S_{max.замера.Т1} + S_{max.замера.Т2} \quad (6)$$

По (6) получим, используя значения из таблицы 1, а также данные использованные в (4) и (5):

$$S_{max.ПС.2021} = 23,85 + 20,59 = 44,44 \text{ (МВА)} \quad (7)$$

Полученное в (7) значение максимальной мощности подстанции в 2021 году отличается от полученного в (2):

$$\Delta S_{ПС.\%} = \left(\frac{S_{расч}}{S_{max.ПС.2021}} - 1 \right) \cdot 100 = \left(\frac{65}{44,44} - 1 \right) \cdot 100 = 46,26 \% \quad (8)$$

Результаты замеров для 2021 года не учитывают строительство новых линий, а также возможное присоединение новых потребителей со стороны 35 кВ или 10 кВ. В рамках выпускной квалификационной работы предлагается использовать средневзвешенное значение расчетной мощности подстанции. Проектом реконструкции подразумевается подключение двух новых ВЛ-110 кВ. Натуральная мощность линии 110 кВ равна 30 МВА. Принимать тот факт, что вся мощность подключаемых ВЛ будет проходить через трансформаторы

подстанции нельзя [24], так как подстанция имеет схему ОРУ-110 – 110-13, эта схема подразумевает транзит мощности через ОРУ 110 кВ. В рамках выпускной квалификационной работы предлагается использовать средневзвешенное значение расчетной мощности подстанции с учетом загрузки в 2021 году, расчетной мощности полученной в (2), а также мощностями с учетом подключения новых ВЛ-110 кВ. Составим таблицу 2 распределения весовых коэффициентов, значение весового коэффициента тем выше, чем больше вероятность близости данной мощности к реальной.

Средневзвешенная мощность с учетом весовых коэффициентов определяется по выражению [25]:

$$S_{\text{расч.ПС}} = \frac{\sum_{i=1}^{n=3} S_i \cdot p_i}{\sum_{i=1}^{n=3} p_i} \quad (9)$$

где n – количество входных значений мощности;

S_i – вероятная мощность подстанции, МВА;

p_i – соответствующее значение присвоенного весового коэффициента.

Таблица 2 - Расчет средневзвешенного значения полной мощности подстанции

Описание вида рассматриваемой мощности	Значение мощности S_i , МВА	Весовой коэффициент. p_i	Произведение $S_i \cdot p_i$
Мощность подстанции по выражению (2)	65	3	195
Мощность подстанции по результатам замеров в 2021 году	44,44	4	177,76
Мощность подстанции с учетом подключаемых ВЛ	104,44	1	104,44
Итого	213,88	8	477,2

Согласно выражению (9) и по данным таблицы 2 получим:

$$S_{\text{расч.ПС}} = \frac{477,2}{8} = 59,65 \text{ (МВА)} \quad (10)$$

В рамках выполнения ВКР предлагается использовать в качестве расчетной мощности подстанции значение полученное в (10) и принять в проекте $S_{\text{расч.ПС}} = 59,65 \text{ МВА}$. Составим расчетную таблицу 3.

Таблица 3 – Изменение полной мощности подстанции в течении года по соответствующим классам напряжения

Длительность ступени t_i ,	S_{110} , кВА	S_{35} , кВА	S_{10} , кВА
750	59650	38772,5	20877,5
1520	53685	34895,25	18789,75
1654	49390,2	32103,63	17286,57
2540	41981,67	27288,09	14693,58
1850	39882,59	25923,68	13958,91
446	31906,07	20738,94	11167,12

Определим годовое распределение загрузки подстанции по активной мощности [26]. Для определения значения активной мощности воспользуемся коэффициентом активной мощности $\cos \varphi = 0,95$ данный коэффициент принят согласно [20] с учетом требований компенсации реактивной мощности в энергосистеме. Активную мощность определим по выражению:

$$P = S \cdot \cos \varphi \quad (11)$$

Используя выражение (11) выполним пересчет значений таблицы 3 и составим таблицу 4.

Таблица 4 - Изменение активной мощности подстанции в течении года по соответствующим классам напряжения

Длительность ступени t_i ,	P_{110} , кВт	P_{35} , кВт	P_{10} , кВт
1	2	3	4
750	56667,5	36833,875	19833,625
1520	51000,75	33150,4875	17850,2625

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
1654	46920,69	30498,4485	16422,2415
2540	39882,5865	25923,68123	13958,90528
1850	37888,45718	24627,49716	13260,96001
446	30310,76574	19701,99773	10608,76801

Определим требуемую мощность трансформаторов при разработке проекта реконструкции:

$$S_{\text{расч.Т}} = \frac{S_{\text{расч.ПС}} \cdot K_{I-II}}{k_{\text{ав}} \cdot (n - 1)} = \frac{59,65 \cdot 0,85}{1,4 \cdot (2 - 1)} = 36,21 \text{ (МВА)} \quad (12)$$

Выводы по разделу 2. В результате выполнения раздела определено значение полной расчетной мощности подстанции равное $S_{\text{расч.ПС}} = 59,65$ МВА. Данное значение получено исходя из анализа исходных данных, т.е. данные замеров загрузки подстанции в 2021 году, данных классификации объекта как имеющего загрузку более 130%, а также на основании данных по строительству двух воздушных линий, подключаемых к подстанции. Определены изменения потребляемой полной и активной мощностей подстанции в течении года по соответствующим классам напряжения, а также определена длительность каждого периода. Получено расчетное значение требуемой номинальной мощности силового трансформатора для установки на подстанции после реконструкции. С учетом полученного расчетного значения $S_{\text{расч.ПС}} = 59,65$ МВА, расчетное значение мощности трансформатора $S_{\text{расч.Т}} = 36,21$ МВА.

3 Выбор силовых трансформаторов

В разделе 2 ВКР определена расчетная мощность силового трансформатора по выражению (12) и равна $S_{расч.Т} = 36,21$ МВА. Используя [6] определим два стандартных значения мощности трансформаторов удовлетворяющие условию:

$$S_{расч.Т} \leq S_{ном.ст} \quad (13)$$

где $S_{ном.ст}$ – стандартное значение мощности согласно [6].

Условию (13) удовлетворяет два варианта стандартной мощности: 40 МВА и 63 МВА. Выполним поиск по каталогам производителей паспортных данных силовых трансформаторов требуемой мощности [8] и [22]. Паспортные данные трансформаторов внесем в таблицу 5.

Таблица 5 - Паспортные характеристики трансформаторов

Марка трансформатора	Номинальная мощность, МВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ			Напряжение короткого замыкания, %			Ток холостого хода, %	Потери короткого замыкания, кВт	Потери холостого хода, кВт
		ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			
ТДТН	63	115	38,5	11	10,5	18	7	0,29	270	45
ТДТН	40	115	38,5	11	10,5	18	7	0,25	265	40

Из вариантов силовых трансформаторов, представленных в таблице 5 выберем оптимальный вариант согласно методике представленной в [21].

Коэффициент загрузки для каждой обмотки определяется выражением:

$$k_{zi} = \frac{S_{max.i}}{S_{ном.Т}} \quad (14)$$

где i – класс напряжения обмотки;

$S_{max.i}$ – максимальная мощность для i -й обмотки трансформатора, кВА;

$S_{ном.Т}$ – номинальная мощность трансформатора согласно данным таблицы 5, кВА.

Выполним расчет коэффициентов загрузки для каждого варианта установки силового трансформатора согласно выражению (14) используя данные таблицы 3. Расчет выполним в таблице 6.

Определим значение потерь активной мощности КЗ каждой обмотки трансформатора:

$$P_{к.ВН} = P_{к.СН} = P_{к.НН} = \frac{\Delta P_k}{2} \quad (15)$$

где ΔP_k – значение потерь мощности из паспорта оборудования.

Для трансформатора ТДТН 40000 по (15):

$$P_{к.ВН} = P_{к.СН} = P_{к.НН} = \frac{\Delta P_k}{2} = \frac{265}{2} = 132,5 \text{ (кВт)} \quad (16)$$

Для трансформатора ТДТН 63000 по (15):

$$P_{к.ВН} = P_{к.СН} = P_{к.НН} = \frac{\Delta P_k}{2} = \frac{270}{2} = 135 \text{ (кВт)} \quad (17)$$

Таблица 6 - Расчет коэффициентов загрузки

Длительность ступени t_i ,	S_{110} , кВА	S_{35} , кВА	S_{10} , кВА	Расчетные значения коэффициентов загрузки					
				ТДТН 40000			ТДТН 63000		
				k_{3110}	k_{335}	k_{310}	k_{3110}	k_{335}	k_{310}
750	59650	38772,5	20877,5	1,49125	0,9693	0,5219	0,94683	0,615	0,3314
1520	53685	34895,25	18789,75	1,342125	0,8724	0,4697	0,85214	0,5539	0,2983
1654	49390,2	32103,63	17286,57	1,234755	0,8026	0,4322	0,78398	0,5096	0,2744
2540	41981,67	27288,09	14693,58	1,04954175	0,6822	0,3673	0,66638	0,4332	0,2332
1850	39882,59	25923,68	13958,91	0,997064663	0,6481	0,3489	0,63306	0,4115	0,2216
446	31906,07	20738,94	11167,12	0,79765173	0,5185	0,2792	0,50645	0,3292	0,1773

Напряжения короткого замыкания для обмотки ВН:

$$U_{к.ВН} = \frac{(18 + 10,5 - 7)}{2} \quad (18)$$

где $u_{к.ВН-НН}$ - паспортное значение напряжения КЗ между обмотками ВН и НН, %;

$u_{к.ВН-СН}$ - паспортное значение напряжения КЗ между обмотками ВН и СН, %;

$u_{к.СН-НН}$ - паспортное значение напряжения КЗ между обмотками СН и НН, %.

Напряжения короткого замыкания для обмотки СН:

$$U_{к.СН} = \frac{(u_{к.ВН-СН} + u_{к.СН-НН} - u_{к.ВН-НН})}{2} \quad (19)$$

где $u_{к.ВН-НН}$ - паспортное значение напряжения КЗ между обмотками ВН и НН, %;

$u_{к.ВН-СН}$ - паспортное значение напряжения КЗ между обмотками ВН и СН, %;

$u_{к.СН-НН}$ - паспортное значение напряжения КЗ между обмотками СН и НН, %.

Напряжения короткого замыкания для обмотки НН:

$$U_{к.НН} = \frac{(u_{к.ВН-НН} + u_{к.СН-НН} - u_{к.ВН-СН})}{2} \quad (20)$$

где $u_{к.ВН-НН}$ - паспортное значение напряжения КЗ между обмотками ВН и НН, %;

$u_{к.ВН-СН}$ - паспортное значение напряжения КЗ между обмотками ВН и СН, %;

$u_{к.СН-НН}$ - паспортное значение напряжения КЗ между обмотками СН и НН, %.

Согласно паспортным данным трансформаторов представленным в таблице 5 параметры $u_{к.ВН-НН}$, $u_{к.ВН-СН}$ и $u_{к.СН-НН}$, необходимые для получения расчетных значений по выражениям (18), (19) и (20) одинаковы для обоих трансформаторов. Поэтому выполним расчет по выражениям (18), (19) и (20), а полученные данные будем использовать при выборе трансформатора ТДТН 40000 и ТДТН 63000.

Расчетное значение напряжения короткого замыкания для обмотки ВН по выражению (18):

$$U_{к.ВН} = \frac{(18 + 10,5 - 7)}{2} = 10,75 (\%) \quad (21)$$

Расчетное значение напряжения короткого замыкания для обмотки СН по выражению (19):

$$U_{к.СН} = \frac{(10,5 + 7 - 18)}{2} = -0,25 (\%) \quad (22)$$

Расчетное значение напряжения короткого замыкания для обмотки СН по выражению (20):

$$U_{к.НН} = \frac{(18 + 7 - 10,5)}{2} = 7,25 (\%) \quad (23)$$

Далее необходимо определить для каждого варианта значения потерь реактивной мощности каждой обмотки по выражению:

$$Q_{к. j} = \frac{U_{к. j}}{100} \cdot S_{ном. T} \quad (24)$$

где j – класс обмотки силового трансформатора: ВН, СН и НН;

$U_{к. j}$ – расчетные значения напряжения короткого замыкания соответствующей обмотки силового трансформатора (ВН, СН и НН) полученные в выражениях (21), (22) и (23) ;

$S_{ном. T}$ - паспортная номинальная полная мощность силового трансформатора, кВА.

Для ТДТН 40000 по (24) получим для каждой из обмоток:

$$Q_{к. ВН} = \frac{U_{к. ВН}}{100} \cdot S_{ном. T} = \frac{10,75}{100} \cdot 40000 = 4300 \text{ (квар)} \quad (25)$$

$$Q_{к. СН} = \frac{U_{к. СН}}{100} \cdot S_{ном. T} = \frac{0}{100} \cdot 40000 = 0 \text{ (квар)} \quad (26)$$

$$Q_{к. НН} = \frac{U_{к. НН}}{100} \cdot S_{ном. T} = \frac{7,25}{100} \cdot 40000 = 2900 \text{ (квар)} \quad (27)$$

Для ТДТН 63000 по (24) получим для каждой из обмоток:

$$Q_{к. ВН} = \frac{U_{к. ВН}}{100} \cdot S_{ном. T} = \frac{10,75}{100} \cdot 63000 = 6772,5 \text{ (квар)} \quad (28)$$

$$Q_{к. СН} = \frac{U_{к. СН}}{100} \cdot S_{ном. T} = \frac{0}{100} \cdot 63000 = 0 \text{ (квар)} \quad (29)$$

$$Q_{к. НН} = \frac{U_{к. НН}}{100} \cdot S_{ном. T} = \frac{7,25}{100} \cdot 63000 = 4567,5 \text{ (квар)} \quad (30)$$

Далее необходимо определить для каждого варианта значения приведенных потерь активной мощности каждой обмотки по выражению:

$$P'_{к. j} = P_{к. j} + k_{ип} \cdot Q_{к. j} \quad (31)$$

где j - обозначение обмоток силового трансформатора (ВН, СН и НН);

$P_{k,j}$ - потери активной мощности, определенные в выражении (15), кВт.

$k_{ип}$ - коэффициент изменения потерь, который зависит от удаленности потребителей от источников питания, примем равным 0,05;

$Q_{k,j}$ - потери реактивной мощности для соответствующих обмоток трансформатора определенные по выражению (24).

Расчетное значения приведенных потерь активной мощности по выражению (31) для каждой обмотки трансформатора ТДТН 40000:

$$P'_{к.ВН} = P_{к.ВН} + k_{ип} \cdot Q_{к,ВН} = 132,5 + 0,05 \cdot 4300 = 347,5 \text{ (кВт)} \quad (32)$$

$$P'_{к.СН} = P_{к.СН} + k_{ип} \cdot Q_{к,СН} = 132,5 + 0,05 \cdot 0 = 132,5 \text{ (кВт)} \quad (33)$$

$$P'_{к.НН} = P_{к.НН} + k_{ип} \cdot Q_{к,НН} = 132,5 + 0,05 \cdot 2900 = 277,5 \text{ (кВт)} \quad (34)$$

Расчетное значения приведенных потерь активной мощности по выражению (31) для каждой обмотки трансформатора ТДТН 63000:

$$P'_{к.ВН} = P_{к.ВН} + k_{ип} \cdot Q_{к,ВН} = 135 + 0,05 \cdot 6772,5 = 473,6 \text{ (кВт)} \quad (35)$$

$$P'_{к.СН} = P_{к.СН} + k_{ип} \cdot Q_{к,СН} = 135 + 0,05 \cdot 0 = 135 \text{ (кВт)} \quad (36)$$

$$P'_{к.НН} = P_{к.НН} + k_{ип} \cdot Q_{к,НН} = 135 + 0,05 \cdot 4567,5 = 367,4 \text{ (кВт)} \quad (37)$$

Значение приведенных потерь активной мощности холостого хода трансформатора определяется по выражению для каждого варианта силового трансформатора:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{ип} \cdot \frac{i_{xx}}{100} \cdot S_{ном.Т} \quad (38)$$

где ΔP_x - паспортное значение потерь холостого хода трансформатора, представленное в таблице 5, кВт;

$k_{ип}$ - коэффициент изменения потерь, который зависит от удаленности потребителей от источников питания, примем равным 0,05;

i_{xx} - паспортное значение тока холостого хода трансформатора, представленное в таблице 1, %;

$S_{ном.Т}$ - паспортное значение номинальной мощности трансформатора, представленное в таблице 5, кВА.

Расчетное значение приведенных потерь активной мощности холостого хода трансформатора ТДТН 40000 по выражению (38):

$$P'_x = \Delta P_x + k_{ип} \cdot \frac{i_{xx}}{100} \cdot S_{ном.Т} = 40 + 0,05 \cdot \frac{0,25}{100} \cdot 40000 = 45 \text{ (кВт)} \quad (39)$$

Расчетное значение приведенных потерь активной мощности холостого хода трансформатора ТДТН 63000 по выражению (38):

$$P'_x = \Delta P_x + k_{ип} \cdot \frac{i_{xx}}{100} \cdot S_{ном.Т} = 45 + 0,05 \cdot \frac{0,29}{100} \cdot 63000 = 54 \text{ (кВт)} \quad (40)$$

Значение приведенных потерь активной мощности в трансформаторе определяется по выражению:

$$P'_T = P'_x + k_{зВН}^2 \cdot P'_{к.ВН} + k_{зСН}^2 \cdot P'_{к.СН} + k_{зНН}^2 \cdot P'_{к.НН} \quad (41)$$

где P'_x - приведенные потери холостого хода, определяемые выражением (38), кВт;

$k_{зВН}$ - максимальное значение коэффициента загрузки обмотки ВН, определяется выражением (14);

$P'_{к.ВН}$ - приведенные потери короткого замыкания обмотки ВН, определяются по выражению (15), кВт;

$k_{зСН}$ - максимальное значение коэффициента загрузки обмотки СН, определяется выражением (14);

$P'_{к.СН}$ - приведенные потери короткого замыкания обмотки СН, определяются по выражению (15), кВт;

$k_{зНН}$ - максимальное значение коэффициента загрузки обмотки НН, определяется выражением (14);

$P'_{к.НН}$ - приведенные потери короткого замыкания обмотки НН, определяются по выражению (15), кВт.

Расчетное значение приведенных потерь активной мощности в трансформаторе ТДТН 40000 по (41):

$$\begin{aligned} P'_T &= P'_x + k_{зВН}^2 \cdot P'_{к.ВН} + k_{зСН}^2 \cdot P'_{к.СН} + k_{зНН}^2 \cdot P'_{к.НН} = \\ &= 45 + 1,49^2 \cdot 347,5 + 0,97^2 \cdot 132,5 + 0,52^2 \cdot 277,5 = 1002,7 \text{ (кВт)} \end{aligned} \quad (42)$$

Расчетное значение приведенных потерь активной мощности в трансформаторе ТДТН 63000 по (41):

$$\begin{aligned} P'_T &= P'_x + k_{зВН}^2 \cdot P'_{к.ВН} + k_{зСН}^2 \cdot P'_{к.СН} + k_{зНН}^2 \cdot P'_{к.НН} = \\ &= 54 + 0,97^2 \cdot 473,6 + 0,6^2 \cdot 135 + 0,33^2 \cdot 367,4 = 588,2 \text{ (кВт)} \end{aligned} \quad (43)$$

Определим потери электрической энергии на подстанции. Величина потерь электрической энергии определяется выражением:

$$\Delta W_{ПС} = \sum_{i=1}^n (W_{xi} + W_{ki}) = \sum_{i=1}^n (W_{xi} + W_{к.ВНi} + W_{к.СНi} + W_{к.ННi}) \quad (44)$$

где n – число различных значений потребляемой мощности подстанции, согласно таблице 3 для реконструируемой подстанции принимаем $n = 6$;

W_{xi} – потери электрической энергии для условия холостого хода силового трансформатора, определяется для каждого значения расчетной мощности согласно таблице 4, кВт·ч;

W_{ki} – потери электрической энергии для условия короткого замыкания силового трансформатора, определяется для каждого значения расчетной мощности согласно таблице 4, кВт·ч;

$W_{к.ВНi}$ – потери электрической энергии для условия короткого замыкания в обмотке ВН силового трансформатора, определяется для каждого значения расчетной мощности согласно таблице 4, кВт·ч;

$W_{к.СНi}$ – потери электрической энергии для условия короткого замыкания в обмотке СН силового трансформатора, определяется для каждого значения расчетной мощности согласно таблице 4, кВт·ч;

$W_{к.ННi}$ – потери электрической энергии для условия короткого замыкания в обмотке НН силового трансформатора, определяется для каждого значения расчетной мощности согласно таблице 4, кВт·ч.

Для определения потерь электрической энергии для условия холостого хода в силовом трансформаторе используется выражение:

$$W_x = 2 \cdot P'_x \cdot T \quad (45)$$

где P'_x – расчетное значение приведенных потерь активной мощности холостого хода трансформатора, определяемое выражением (38), кВт;

T – длительность каждого нагрузочного цикла, принимается согласно таблице 4, ч.

Для определения потерь электрической энергии для условия короткого замыкания в обмотке ВН используется выражение:

$$W_{к.ВН} = \frac{P'_{к.ВН} \cdot k_{зВН}^2 \cdot T}{2} \quad (46)$$

где $k_{зВН}$ - максимальное значение коэффициента загрузки обмотки ВН, определяется выражением (14);

$P'_{к.ВН}$ - приведенные потери короткого замыкания обмотки ВН, определяются по выражению (15), кВт;

T – длительность каждого нагрузочного цикла, принимается согласно таблице 4, ч.

Для определения потерь электрической энергии для условия короткого замыкания в обмотке СН используется выражение:

$$W_{к.СН} = \frac{P'_{к.СН} \cdot k_{зСН}^2 \cdot T}{2} \quad (47)$$

где $k_{зСН}$ - максимальное значение коэффициента загрузки обмотки ВН, определяется выражением (14);

$P'_{к.СН}$ - приведенные потери короткого замыкания обмотки ВН, определяются по выражению (15), кВт;

T – длительность каждого нагрузочного цикла, принимается согласно таблице 4, ч.

Для определения потерь электрической энергии для условия короткого замыкания в обмотке НН используется выражение:

$$W_{к.НН} = \frac{P'_{к.НН} \cdot k_{зНН}^2 \cdot T}{2} \quad (48)$$

где $k_{зНН}$ - максимальное значение коэффициента загрузки обмотки ВН, определяется выражением (14);

$P'_{к.НН}$ - приведенные потери короткого замыкания обмотки ВН, определяются по выражению (15), кВт;

T – длительность каждого нагрузочного цикла, принимается согласно таблице 4, ч.

Для упрощения автоматизации расчета потерь электрической энергии в силовых трансформаторах, планируемых к установке на подстанции «Кореновская» после реконструкции, составим расчетную таблицу в MS Excel с использованием значений активной мощности, представленных в таблице 4. Расчет выполним по методике, представленной выражениями (44) - (48). Результаты расчетов для варианта с трансформаторами ТДТН 40000 и для варианта с трансформаторами ТДТН 63000 занесем в таблицу 7.

По результатам расчетов потерь электрической энергии на подстанции определим отклонение в расчетных значениях:

$$\Delta W_{Пс\%} = \left(1 - \frac{W_{Пс.40}}{W_{Пс.63}}\right) \cdot 100 = \left(1 - \frac{5112316}{2926004}\right) \cdot 100 = 94,7 \% \quad (49)$$

Из (49) получено, что потери электрической энергии для варианта с двумя силовыми трансформаторами ТДТН 40000 выше на 94,7 % чем для варианта с двумя трансформаторами ТДТН 63000. Этот факт объясняется тем, что коэффициент загрузки у трансформаторов ТДТН 40000 ближе к экономически эффективному коэффициенту загрузки, а у трансформаторов ТДТН 63000 ближе к оптимальному [5].

Таблица 7 - Расчетная таблица потерь мощности на подстанции для трансформаторов ТДТН 40000 и ТДТН 63000

$T, \text{ч}$	$P_{\text{ВН}}, \text{кВт}$	$P_{\text{СН}}, \text{кВт}$	$P_{\text{НН}}, \text{кВт}$	$k_{\text{зВН}}$	$k_{\text{зСН}}$	$k_{\text{зНН}}$	$W_{\text{х}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	$W_{\text{кВН}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	$W_{\text{кСН}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	$W_{\text{кНН}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$
Вариант с двумя трансформаторами ТДТН 40000/110/35/10										
750	56667,5	36833,88	19833,63	0,745625	0,484656	0,260969	67500	72448,1	881835,5	348062,6
1520	51000,75	33150,49	17850,26	0,671063	0,436191	0,234872	136800	118930,8	642858,1	253737,7
1654	46920,69	30498,45	16422,24	0,617378	0,401295	0,216082	148860	109537,3	500585,9	197582,5
2540	39882,59	25923,68	13958,91	0,524771	0,341101	0,18367	228600	121534,1	307422,3	121340,3
1850	37888,46	24627,5	13260,96	0,498532	0,324046	0,174486	166500	79888,3	263576,2	104034,2
446	30310,77	19702	10608,77	0,398826	0,259237	0,139589	40140	12326,12	134951	53265,5
$\Sigma W_{\text{хi}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$							788400	-	-	-
$\Sigma W_{\text{кВН}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$								514664,6	-	-
$\Sigma W_{\text{кСН}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$									2731229	-
$\Sigma W_{\text{кНН}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$										1078023
$\Sigma W_{\text{ПС}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$										5112316
Вариант с двумя трансформаторами ТДТН 63000/110/35/10										
750	56667,5	36833,88	19833,63	0,473413	0,307718	0,165694	81000	39803,64	362196,6	185768,7
1520	51000,75	33150,49	17850,26	0,426071	0,276946	0,149125	164160	65341,65	264041,3	135425,4
1654	46920,69	30498,45	16422,24	0,391986	0,254791	0,137195	178632	60180,76	205605,8	105454,1
2540	39882,59	25923,68	13958,91	0,333188	0,216572	0,116616	274320	66771,9	126267,7	64762
1850	37888,46	24627,5	13260,96	0,316528	0,205744	0,110785	199800	43891,35	108258,7	55525,32
446	30310,77	19702	10608,77	0,253223	0,164595	0,088628	48168	6772,08	55428,47	28428,96
$\Sigma W_{\text{хi}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$							946080	-	-	-
$\Sigma W_{\text{кВН}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$								282761,4	-	-
$\Sigma W_{\text{кСН}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$									1121799	-
$\Sigma W_{\text{кНН}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$										575364,4
$\Sigma W_{\text{ПС}}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$										2926004

Выполним расчет экономических показателей для двух вариантов установки силовых трансформаторов согласно методике представленной в [21].

Определим стоимость потерь электрической энергии:

$$I_э = \Delta W_{ПС} \cdot C_э \quad (50)$$

где $\Delta W_{ПС}$ – величина годовых потерь электрической энергии, определяемая по выражению (44), кВт·ч;

$C_э$ – стоимость электрической энергии, принимаем равным для расчетов 2,48 руб/кВт·ч.

Величина годовых отчислений:

$$I_о = p_г \cdot K \quad (51)$$

где $p_г$ - коэффициент отчислений, для обоих вариантов примем равным 0,094;

K - стоимость силовых трансформаторов, руб.

Величина приведенных затрат:

$$Z_{пр}(S_{ном.Т}) = E_n \cdot K(S_{ном.Т}) + I_о(S_{ном.Т}) + I_э(S_{ном.Т}) \rightarrow min \quad (52)$$

где E_n – коэффициент дисконтирования, принимаем равным 0,15.

Согласно методики (50) - (52) составим расчетную таблицу 8.

По результатам таблицы 8 вариант с двумя трансформаторами ТДТН 630000/110/35/10 является более оптимальным, поэтому к установке принимаем два трансформатора марки ТДТН 630000/110/35/10.

Таблица 8 - Результаты расчета приведенных затрат

Наименование параметра	Расчетные значения	
	2×ТДТН 40000	2×ТДТН 63000
K , руб	49587220	55488792
$I_э$, руб	12678544,5	7256490,77
$I_о$, руб	4661198,68	5215946,448
$Z_{пр}$, руб	24777826,2	20795756,02
$\Delta Z_{пр}$, %		19,1484753
$\Delta Z_{пр}$, руб		3982070,196

Выводы по разделу 3. По значению требуемой мощности силового трансформатора, полученного в разделе 2 ВКР выполнен поиск двух вариантов, удовлетворяющих условию выбора силовых трансформаторов. По каталогам производителя определены паспортные данные для трансформатора марки ТДТН 40000/110/35/10 и для трансформатора марки ТДТН 63000/110/35/10. Выполнен расчет нагрузочных, приведенных потерь активной и реактивной мощности для каждого из вариантов установки на подстанции силовых трансформаторов. Данные расчета приведенных потерь использованы для определения расчетного значения потерь электрической энергии на подстанции. Получено, что потери электрической энергии для варианта с двумя силовыми трансформаторами ТДТН 40000 выше на 94,7 % чем для варианта с двумя трансформаторами ТДТН 63000. Этот факт объясняется тем, что коэффициент загрузки у трансформаторов ТДТН 40000 ближе к экономически эффективному коэффициенту загрузки, а у трансформаторов ТДТН 63000 ближе к оптимальному. Получены расчетные значения приведенных затрат для трансформаторов ТДТН 40000 и ТДТН 63000. Расчет выполнен с учетом стоимости каждого трансформатора. Сравнение расчетных значений приведенных затрат показали, что для варианта с двумя силовыми трансформаторами ТДТН 40000 значение выше на 3982070,196 руб. или на 19,148 % чем у варианта с двумя трансформаторами ТДТН 63000. Исходя из этого в ВКР принято использовать на подстанции два трансформатора ТДТН 63000/110/35/10 кВ.

4 Токи короткого замыкания

Составим расчетную схему с учетом выбранного силового трансформатора ТДТН 63000/110/10 представленную на рисунке 1.

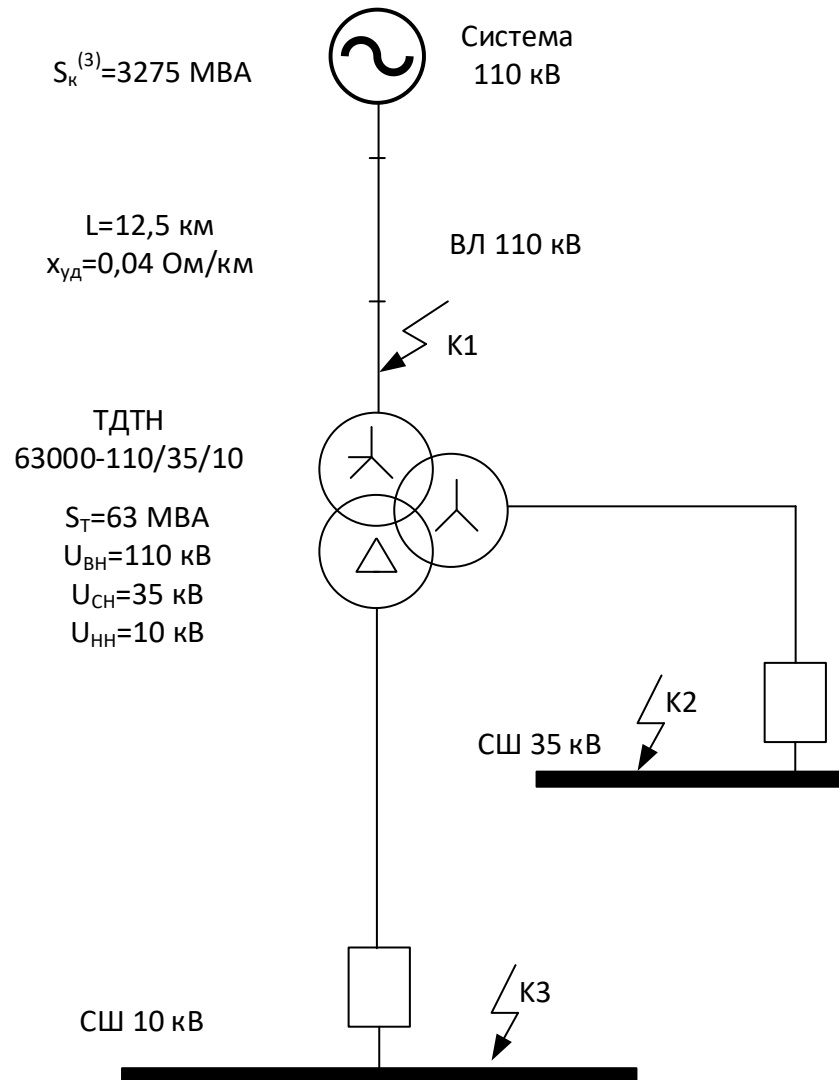


Рисунок 1 – Расчетная схема

Далее составим схему прямой и нулевой последовательностей согласно [19], [7] и [9]. Схема замещения прямой последовательности показана на рисунке 2, а нулевой последовательности представлена на рисунке 3.

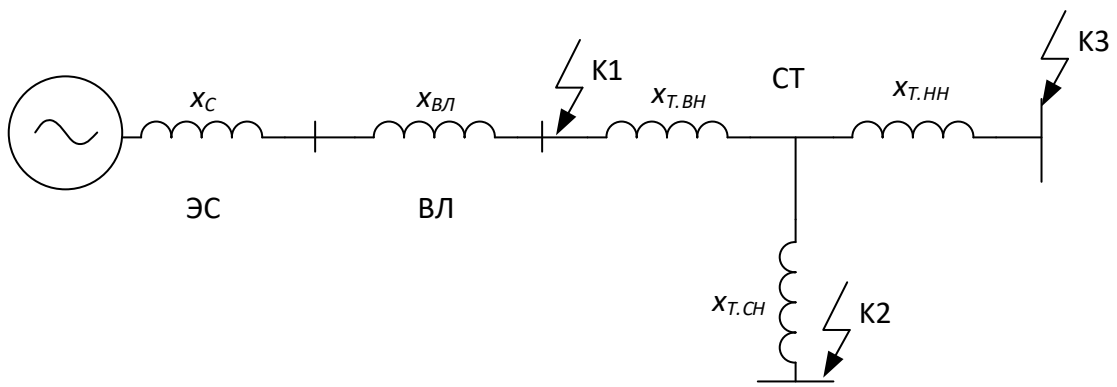


Рисунок 2 - Схема замещения прямой последовательности

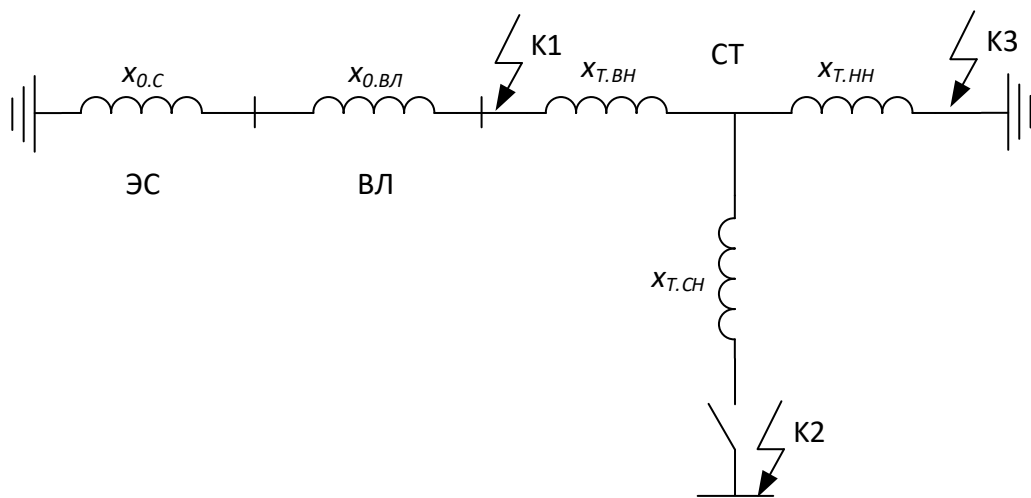


Рисунок 3 – Схема замещения нулевой последовательности

Сопротивление системы:

$$x_c = \frac{S_6}{S_k^{(3)}} = \frac{1000}{3275} = 0,3 \text{ (о. е)} \quad (53)$$

где S_6 - базисная мощность, принимаем 1000 МВА согласно [19];

$S_k^{(3)}$ – мощность трехфазного КЗ в точки связи с энергосистемой, согласно исходных данных принимаем 3275 МВА.

Сопротивление воздушной линии:

$$x_{\text{ВЛ}} = x_{\text{уд}} \cdot L \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б.ВН}}^2} = 0,4 \cdot 12,5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,38 \text{ (о. е)} \quad (54)$$

где $x_{\text{уд}}$ - удельное сопротивление ВЛ, 0,4 Ом/км;

L - длина ВЛ до ближайшей подстанции энергосистемы, 12,5 км;

$U_{\text{б.ВН}}^2$ – базисное напряжение на стороне ВН, принимаем согласно [7] 115 кВ.

Сопротивление нулевой последовательности воздушной линии согласно [19]:

$$x_{0.\text{ВЛ}} = 3,5 \cdot x_{\text{ВЛ}} = 3,5 \cdot 0,38 = 1,23 \text{ (о. е)} \quad (55)$$

Сопротивление обмотки 110 кВ:

$$x_{\text{Т.ВН}} = \frac{U_{\text{к.ВН}} \cdot S_{\text{б}}}{100 \cdot S_{\text{ном.Т}}} = \frac{10,75 \cdot 1000}{100 \cdot 63} = 1,7 \quad (56)$$

где $U_{\text{к.ВН}}$ - напряжение короткого замыкания обмотки ВН (21), %;

$S_{\text{ном.Т}}$ - мощность трансформатора, 80 МВА.

Сопротивление обмотки 35 кВ:

$$x_{\text{Т.СН}} = \frac{U_{\text{к.СН}} \cdot S_{\text{б}}}{100 \cdot S_{\text{ном.Т}}} = \frac{0 \cdot 1000}{100 \cdot 63} = 0 \quad (57)$$

где $U_{\text{к.СН}}$ - напряжение короткого замыкания обмотки СН (22);

$S_{\text{ном.Т}}$ - мощность силового трансформатора, 63 МВА.

Сопротивление обмотки 10 кВ:

$$x_{\text{Т.НН}} = \frac{U_{\text{к.НН}} \cdot S_{\text{б}}}{100 \cdot S_{\text{ном.Т}}} = \frac{7,25 \cdot 1000}{100 \cdot 63} = 1,2 \text{ (о. е)} \quad (58)$$

где $U_{\text{к.НН}}$ - напряжение короткого замыкания обмотки НН (23);

$S_{\text{ном.Т}}$ - мощность силового трансформатора 63 МВА.

Результирующие сопротивления согласно рисункам 2 и 3.

До точки К1:

$$x_{1\Sigma.K1} = x_{2\Sigma.K1} = x_C + x_{\text{ВЛ}} = 0,3 + 0,38 = 0,68 \text{ (о. е)} \quad (59)$$

До точки К3:

$$\begin{aligned} x_{1\Sigma.K3} &= x_{2\Sigma.K3} = x_{1\Sigma.K1} + x_{\text{Т.ВН}} + x_{\text{Т.НН}} \\ x_{1\Sigma.K3} &= x_{2\Sigma.K3} = 0,68 + 1,7 + 1,2 = 3,58 \text{ (о. е)} \end{aligned} \quad (60)$$

До точки К2:

$$\begin{aligned} x_{1\Sigma.K2} &= x_{2\Sigma.K2} = x_{1\Sigma.K1} + x_{\text{Т.ВН}} + x_{\text{Т.СН}} \\ x_{1\Sigma.K2} &= x_{2\Sigma.K2} = 0,68 + 1,7 + 0 = 2,38 \text{ (о. е)} \end{aligned} \quad (61)$$

Результирующие сопротивления для схемы замещения нулевой последовательности.

До точки К1 согласно [19]:

$$\begin{aligned} x_{0\Sigma.K1} &= \frac{(x_C + x_{0.\text{ВЛ}}) \cdot (x_{\text{Т.ВН}} + \frac{x_{\text{Т.СН}} \cdot x_{\text{Т.НН}}}{x_{\text{Т.СН}} + x_{\text{Т.НН}}})}{(x_C + x_{0.\text{ВЛ}}) + (x_{\text{Т.ВН}} + \frac{x_{\text{Т.СН}} \cdot x_{\text{Т.НН}}}{x_{\text{Т.СН}} + x_{\text{Т.НН}}})} \\ x_{0\Sigma.K1} &= \frac{(0,3 + 1,23) \cdot (1,7 + \frac{0 \cdot 1,2}{0 + 1,2})}{(0,3 + 1,23) + (1,7 + \frac{0 \cdot 1,2}{0 + 1,2})} = 0,8 \text{ (о. е)} \end{aligned} \quad (62)$$

Определим базисные токи.

Для точки К1:

$$I_{6.ВН} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6.ВН}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ (кА)} \quad (63)$$

Для точки К3:

$$I_{6.НН} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6.НН}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ (кА)} \quad (64)$$

Для точки К2:

$$I_{6.СН} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6.СН}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 15,396 \text{ (кА)} \quad (65)$$

Определим значение ТКЗ в для точки К1.

Периодическая составляющая трехфазного ТКЗ в момент времени $t = 0$:

$$I_{п,0.К1}^{(3)} = \frac{E''_{*6}}{x_{\Sigma 1.К1}} \cdot I_{6.ВН} = \frac{1}{0,68} \cdot 5,02 = 7,4 \text{ (кА)} \quad (66)$$

Ударный ток трехфазного ТКЗ в точке К1:

$$i_{уд.К1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0.К1}^{(3)} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 7,4 \cdot 1,8 = 18,8 \text{ (кА)} \quad (67)$$

Периодическая составляющая тока однофазного КЗ в момент времени $t = 0$ для точки К1:

$$I_{п,0.К1}^{(1)} = m^{(1)} \cdot I_{6.ВН} \cdot \frac{E''_{*6}}{x_{1\Sigma.К1} + x_{2\Sigma.К1} + x_{0\Sigma.К1}} \quad (68)$$

$$I_{п,0.К1}^{(1)} = 3 \cdot 5,02 \cdot \frac{1}{0,68 + 0,68 + 0,8} = 6,9 \text{ (кА)}$$

Ударный ток однофазного КЗ:

$$i_{уд.К1}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0.К1}^{(1)} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 6,9 \cdot 1,8 = 17,6 \text{ (кА)} \quad (69)$$

Периодическая составляющая тока двухфазного КЗ в момент времени $t = 0$:

$$I_{п,0.К1}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E''_{*6}}{x_{1\Sigma.К1} + x_{2\Sigma.К1}} \cdot I_{6.ВН} \quad (70)$$
$$I_{п,0.К1}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{0,68 + 0,68} \cdot 5,02 = 3,7 \text{ (кА)}$$

Ударный ток двухфазного ТКЗ:

$$i_{уд.К1}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0.К1}^{(2)} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 3,7 \cdot 1,8 = 9,4 \text{ (кА)} \quad (71)$$

Периодическая составляющая тока двухфазного КЗ на землю в момент времени $t = 0$:

$$I_{п,0.К1}^{(1,1)} = m^{(1,1)} \cdot \frac{E''_{*6}}{x_{1\Sigma.К1} + \frac{x_{2\Sigma.К1} \cdot x_{0\Sigma.К1}}{x_{2\Sigma.К1} + x_{0\Sigma.К1}}} \cdot I_{6.ВН} \quad (72)$$
$$I_{п,0.К1}^{(1,1)} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{0,68 + \frac{0,68 \cdot 0,8}{0,68 + 0,8}} \cdot 5,02 = 8,3 \text{ (кА)}$$

Ударный ток однофазного ТКЗ на землю:

$$i_{К1}^{(1,1)} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0}^{(1,1)} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 8,3 \cdot 1,8 = 21,1 \text{ (кА)} \quad (73)$$

Ведомость ТКЗ для расчетной точки К1 представлена в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты расчета токов КЗ в точке К1

Трёхфазное КЗ		Двухфазное КЗ		Двухфазное на землю КЗ		Однофазное КЗ	
$I_{п,0.К1}^{(3)}$, кА	$i_{уд.К1}^{(3)}$, кА	$I_{п,0.К1}^{(2)}$, кА	$i_{уд.К1}^{(2)}$, кА	$I_{п,0}^{(1,1)}$, кА	$i_{К1}^{(1,1)}$, кА	$I_{п,0.К1}^{(1)}$, кА	$i_{уд.К1}^{(1)}$, кА
7,4	18,8	3,7	9,4	8,3	21,1	6,9	17,6

Определим значение ТКЗ для точки КЗ (сторона 10 кВ).

Периодическая составляющая тока трехфазного КЗ в момент времени $t = 0$:

$$I_{п,0.КЗ}^{(3)} = \frac{E''_{*6}}{x_{\Sigma 1.КЗ}} \cdot I_{б.НН} = \frac{1}{3,58} \cdot 54,986 = 15,4 \text{ (кА)} \quad (74)$$

Ударный ток трехфазного ТКЗ:

$$i_{уд.КЗ}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0.КЗ}^{(3)} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 15,4 \cdot 1,94 = 42,3 \text{ (кА)} \quad (75)$$

Периодическая составляющая тока двухфазного КЗ в момент времени $t = 0$:

$$I_{п,0.КЗ}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E''_{*6}}{x_{1\Sigma.КЗ} + x_{2\Sigma.КЗ}} \cdot I_{б.НН} \quad (76)$$

$$I_{п,0.КЗ}^{(2)} = \sqrt{3} \frac{1}{3,58 + 3,58} \cdot 54,986 = 7,4 \text{ (кА)}$$

Ударный ток двухфазного КЗ:

$$i_{уд.КЗ}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0.КЗ}^{(2)} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 7,4 \cdot 1,94 = 20,3 \text{ (кА)} \quad (77)$$

Ведомость ТКЗ для расчетной точки К2 представлена в таблице 10.

Таблица 10 - Результаты расчета токов КЗ в точке К3

Трехфазное КЗ		Двухфазное КЗ	
$I_{п,0.К3}^{(3)}$, кА	$i_{уд.К3}^{(3)}$, кА	$I_{п,0.К3}^{(2)}$, кА	$i_{уд.К3}^{(2)}$, кА
15,4	42,3	7,4	20,3

Определим значение ТКЗ для точки К2 (сторона 35 кВ).

Периодическая составляющая тока трехфазного КЗ в момент времени $t = 0$:

$$I_{п,0.К2}^{(3)} = \frac{E''_{*6}}{x_{\Sigma 1.К2}} \cdot I_{б.СН} = \frac{1}{2,38} \cdot 15,396 = 6,5 \text{ (кА)} \quad (78)$$

Ударный ток трехфазного КЗ:

$$i_{уд.К2}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0.К2}^{(3)} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 6,5 \cdot 1,92 = 17,6 \text{ (кА)} \quad (79)$$

Периодическая составляющая тока двухфазного КЗ в момент времени $t = 0$:

$$I_{п,0.К2}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E''_{*6}}{x_{1\Sigma.К3} + x_{2\Sigma.К3}} \cdot I_{б.СН} \quad (80)$$

$$I_{п,0.К2}^{(2)} = \sqrt{3} \frac{1}{2,38 + 2,38} \cdot 15,396 = 5,6 \text{ (кА)}$$

Ударный ток двухфазного КЗ:

$$i_{уд.К2}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0.К2}^{(2)} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 5,6 \cdot 1,92 = 15,2 \text{ (кА)} \quad (81)$$

Ведомость ТКЗ для расчетной точки К2 представлена в таблице 11.

Таблица 11 - Ведомость ТКЗ для точки К2

Трехфазное КЗ		Двухфазное КЗ	
$I_{п,0.К2}^{(3)}$, кА	$i_{уд.К2}^{(3)}$, кА	$I_{п,0.К2}^{(2)}$, кА	$i_{уд.К2}^{(2)}$, кА
6,5	17,6	5,6	15,2

Выводы по разделу 4. Для подстанции «Кореновская» выполнен расчет токов короткого замыкания [27] исходя из условия установки силового трансформатора ТДТН 63000. Расчет выполнен для стороны 110 кВ (расчетная точка К1), стороны 35 кВ (расчетная точка К2) и стороны 10 кВ (расчетная точка К3). Для точки К1 выполнен расчет трехфазного ТКЗ, двухфазного ТКЗ, однофазного ТКЗ и двухфазного на землю. В результате расчетов наибольшее значение в точке К1 получено для трехфазного ТКЗ $I_{п,0.К1}^{(3)} = 7,4$ кА. Для расчетной точки К2 выполнен расчет трехфазного ТКЗ и двухфазного ТКЗ. Наибольшее значение получено для трехфазного ТКЗ $I_{п,0.К2}^{(3)} = 6,5$ кА. В точке К3 выполнен расчет трехфазного ТКЗ и двухфазного ТКЗ. В результате получено, что трехфазный ТКЗ имеет наибольшее значение $I_{п,0.К3}^{(3)} = 15,4$ кА. Для точек К2 и К3 не проводилось расчетов токов короткого замыкания на землю, так как уровень этих токов, исходя из режима заземления нейтрали будет очень низким.

5 Выбор оборудования

Для выбора оборудования подстанции «Кореновская» необходимо составить схемы: ОРУ 110 кВ; ОРУ 35 кВ; ячеек 10 кВ.

Схема ОРУ 110 кВ подстанции «Кореновская» представлена на рисунке 4, описание оборудования схемы ОРУ 110 кВ представлено в таблице 12. Схема ОРУ 35 кВ подстанции «Кореновская» представлена на рисунке 5, описание оборудования схемы ОРУ 35 кВ представлено в таблице 13. Для распределительного устройства 10 кВ необходимо определить расчетное значение количества ячеек отходящих линий:

$$n_{\text{яч.10}} = \frac{S_{10}}{S_{\text{п.10}}} = \frac{20877,8}{2000} = 10,4 \approx 11 \text{ (шт)} \quad (82)$$

где S_{10} – максимальное значение расчетной мощности на стороне 10 кВ подстанции представленное в таблице 6 равно $S_{10} = 20877,8$ кВА.
 $S_{\text{п.10}}$ – значение мощности, выделяемой на одну ячейку потребителя, принято $S_{\text{п.10}} = 2000$ кВА.

По (82) принимаем число отходящих линий с РУ 10 кВ равное 11. При этом в разделе 1 ВКР определено, что в настоящее время на подстанции установлено 13 ячеек 10 кВ отходящих к потребителям и 1 ячейка резервная. Исходя из того, что число ячеек определяется не только передаваемой мощностью как в (82), но и в первую очередь числом потребителей, примем число ячеек отходящих линий на подстанции равным $n_{\text{яч.10}} = 15$ (шт). Из них 13 ячеек подключены к существующим потребителям, а 2 ячейки отходящих линий находятся в резерве, по одной ячейке на каждой секции шин. Все ячейки отходящих линий, в том числе и резервные комплектуются однотипным оборудованием.

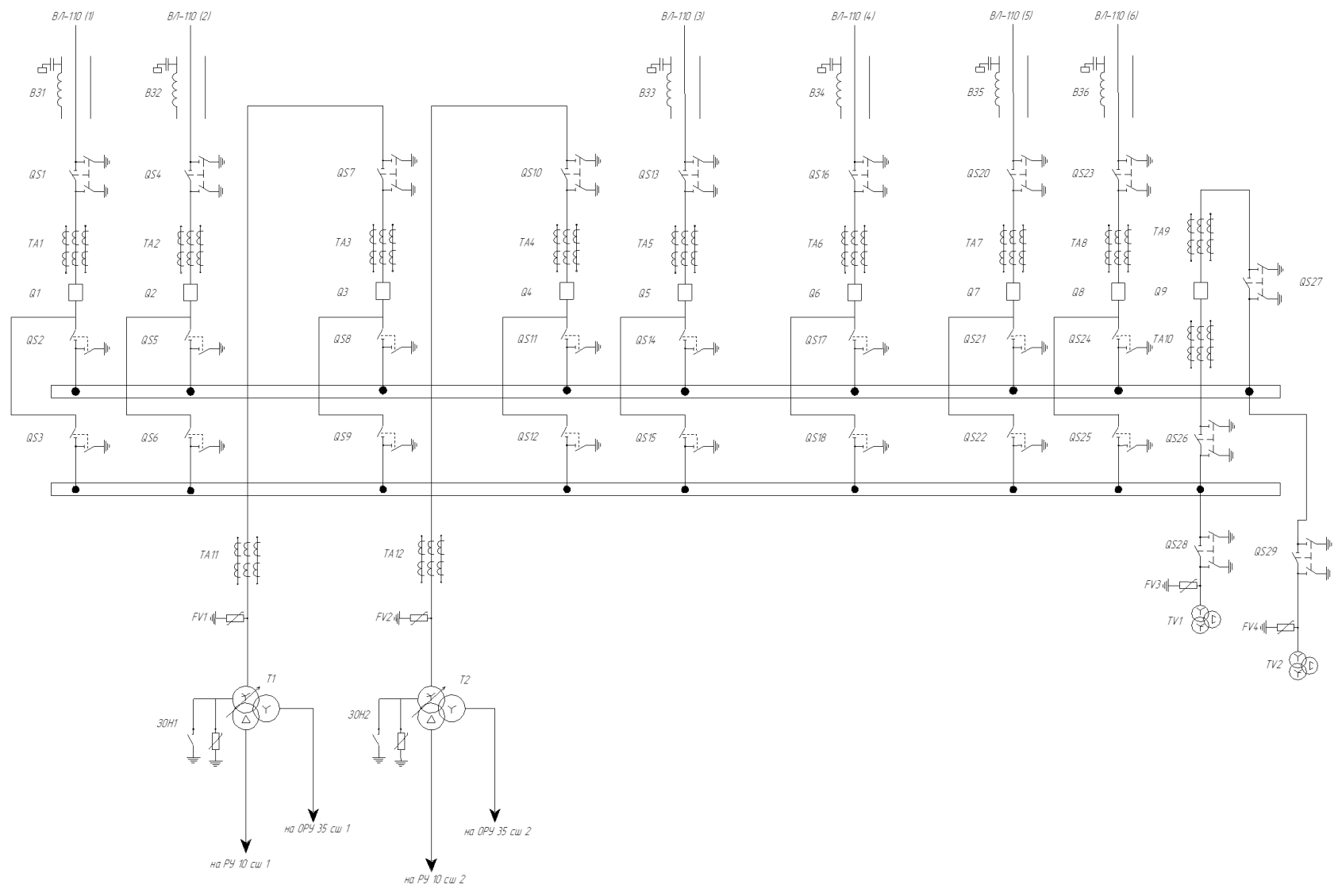


Рисунок 4 - Схема ОРУ 110 кВ (110-13)

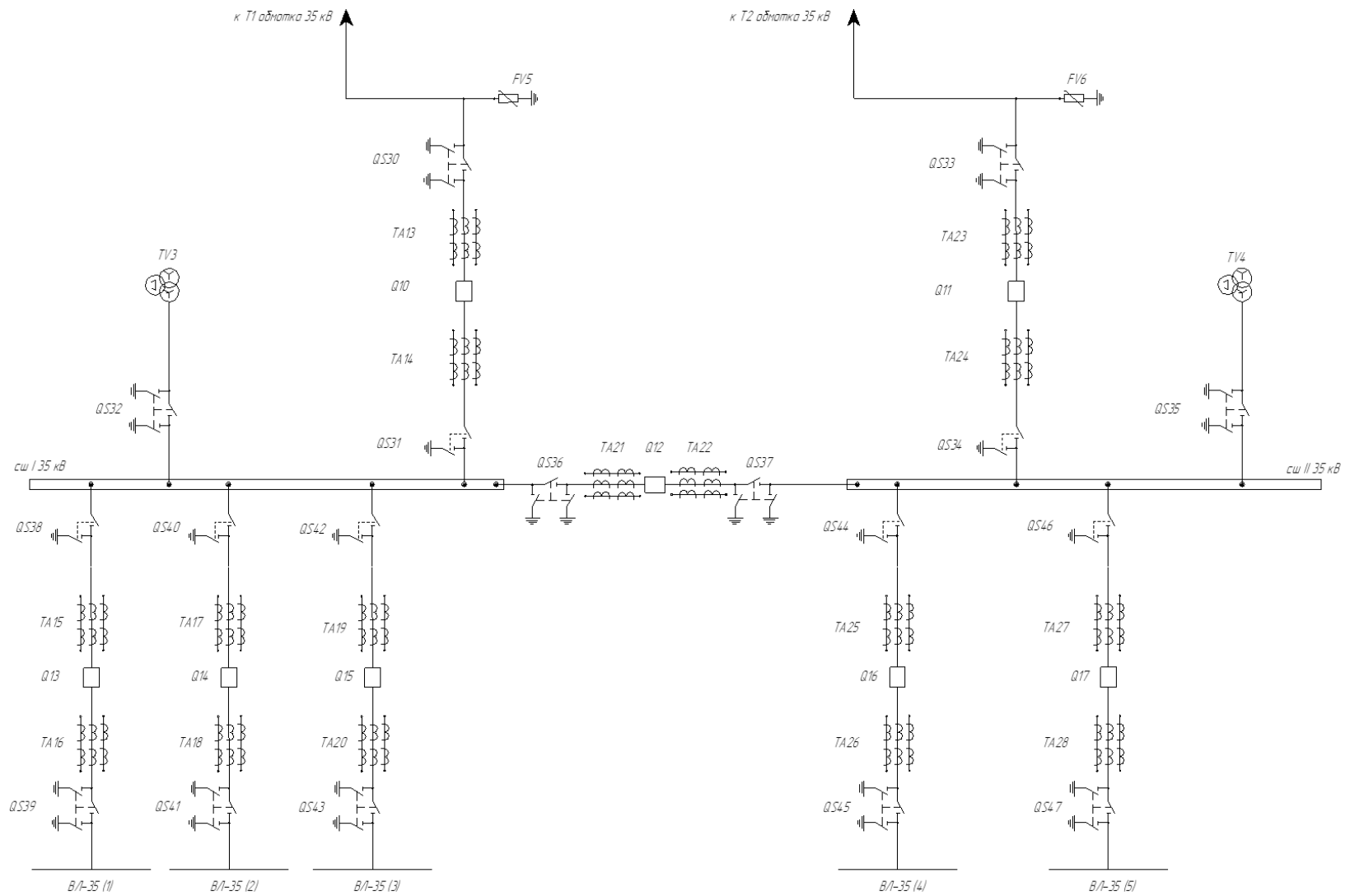


Рисунок 5 - ОРУ 35 кВ

Таблица 12 - Оборудование ОРУ 110 кВ

Обозначение на схеме	Описание оборудования
Q1, Q2, Q5-Q8	Выключатель линии
Q3, Q4	Выключатель в цепи силового трансформатора
Q9	Выключатель секционный
TA1, TA2, TA5-TA8	Трансформаторы тока в цепях линии
TA3, TA4	Трансформаторы тока в цепи силового трансформатора
TA9, TA10	Трансформаторы тока в секционной перемычке
TA11, TA12	Встроенные трансформаторы тока
QS1, QS4, QS7, QS10, QS13, QS16, QS20, QS23	Разъединители с двумя ножами заземления в цепях линий
QS26, QS27	Разъединители с двумя заземляющими ножами в цепи секционного выключателя
QS28, QS29	Разъединители с двумя заземляющими ножами в цепи трансформаторов напряжения
QS2, QS3, QS5, QS6, QS14, QS15, QS17, QS18, QS21, QS22, QS24, QS25	Разъединители с одним заземляющим ножом в цепи линии
QS8, QS9, QS11, QS12	Разъединители с одним заземляющим ножом в цепи трансформатора
B31-B36	Высокочастотный заградитель
FV1-FV4	Ограничитель перенапряжений нелинейный
TV1, TV2	Трансформаторы напряжения
T1, T2	Силовые трансформаторы
ЗОН1, ЗОН2	Заземлитель

Таблица 13 - Оборудование ОРУ 35 кВ

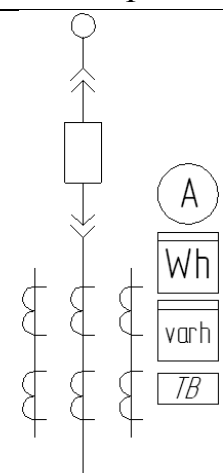
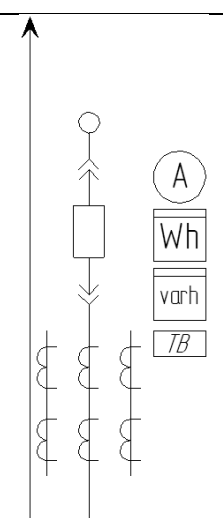
Обозначение на схеме	Описание оборудования
1	2
QS30, QS33	Разъединитель в цепи трансформатора с двумя заземляющими ножами
QS31, QS34	Разъединитель в цепи трансформатора с одним заземляющим ножом
QS32, QS35	Разъединитель с двумя заземляющими ножами в цепи трансформатора напряжения
QS36, QS37	Разъединитель с двумя заземляющими ножами в цепи секционного выключателя
QS38, QS40, QS42, QS44, QS46	Разъединитель с одним заземляющим ножом в цепи линии
QS39, QS41, QS43, QS45, QS47	Разъединитель с двумя заземляющими ножами в цепи линии
TA13, TA14, TA23, TA24	Измерительные трансформаторы тока в цепи силового трансформатора

Продолжение таблицы 13

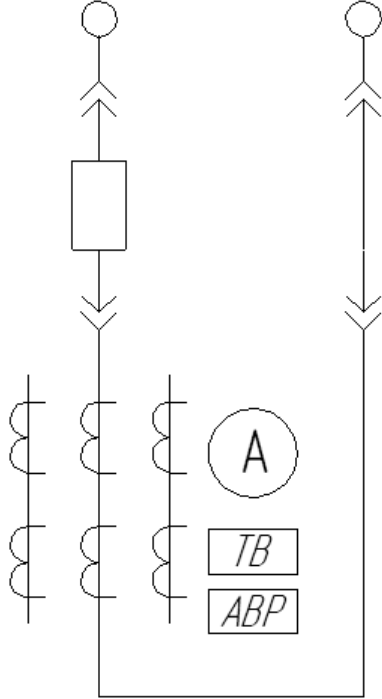
1	2
TA21, TA22	Измерительные трансформаторы тока в цепи секционного выключателя
TA15, TA16, TA17, TA18, TA19, TA20, TA25, TA26, TA27, TA28	Измерительные трансформаторы тока в цепи отходящих линий
TV3, TV4	Измерительные трансформаторы напряжения
FV5, FV6	Ограничитель перенапряжений нелинейный в цепи силового трансформатора

Схемы ячеек для РУ 10 кВ, а также их описание и количество представлены в таблице 14.

Таблица 14 - Описание схем и назначения ячеек РУ 10 кВ

Схема ячейки	Описание схемы	Количество ячеек на подстанции
1	2	3
	<p>Ячейка отходящей к потребителю линии. Включает в себя выключатель 10 кВ, измерительные трансформаторы тока, средства измерения: амперметр, счетчик активной и реактивной энергии, а также защиту отходящей линии</p>	15
	<p>Вводная ячейка. Устанавливается на каждой секции шин. Включает в себя выключатель 10 кВ, измерительные трансформаторы тока, средства измерения: амперметр, счетчик активной и реактивной энергии, а также защиту отходящей линии</p>	2

Продолжение таблицы 14

1	2	3
	<p>Ячейка секционного выключателя и секционного разъединителя. Комплектуется выключателем 10 кВ, измерительными трансформаторами тока и секционным разъединителем. В нормальном положении выключатель разомкнут. Включение выключателя производится от сигнала релейной защиты действием автоматического ввода резерва (АВР) с контролем отключения вводного выключателя поврежденной секции шин. Также ячейка комплектуется амперметром и релейной защитой секционного выключателя.</p>	<p>1</p>
	<p>Ячейка измерительного трансформатора напряжения. Комплектуется разъединителем, измерительным трансформатором напряжения, а также ограничителем перенапряжений нелинейным (ОПН). В ячейке устанавливаются два вида вольтметров. Ячейка устанавливается на каждой секции шин 10 кВ. Данные напряжения используются в счетчиках электрической энергии отходящих линий.</p>	<p>2</p>

Определим критерии выбора оборудования распределительных устройств. Наибольшее число критериев выбора относится к выключателям, так как они выполняют коммутации и должны обеспечивать отключение тока короткого замыкания. Для разъединителей все критерии выбора аналогичны

выключателю, но для выбора разъединителей не выполняют проверку на ток отключения, так как они используются для коммутации отключенных цепей. Для разъединителей 10 кВ, устанавливаемых в ячейках проверка не выполняется. Таким образом для выключателей критериями выбора являются:

Класс напряжения:

$$U_{\text{сети.ном}} \leq U_{\text{выкл.ном}} \quad (83)$$

где $U_{\text{сети.ном}}$ – номинальное напряжение сети, для объекта принимается равным 110, 35 и 10 кВ в зависимости от места установки выключателя;

$U_{\text{выкл.ном}}$ – номинальное напряжение выключателя, определяется каталогами производителя оборудования.

Номинальный ток. Для выключателей в цепях силового трансформатора и между секциями шин определяется выражением:

$$I_{\text{ном}} = k_{\text{доп.АП}} \cdot \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сети.ном}}} \quad (84)$$

где $k_{\text{доп.АП}}$ – коэффициент допустимой аварийной перегрузки силового трансформатора, для двухтрансформаторных подстанций принимается равным 1,4, для сети 10 кВ данный коэффициент не учитывается, так как нагрузка стороны 10 кВ ниже, а использование данного коэффициента приводит к завышенным значениям номинального тока выключателя.

$S_{\text{ном.Т}}$ – номинальная мощность силового трансформатора, кВА;

$U_{\text{сети.ном}}$ – номинальное напряжение сети, для объекта принимается равным 110, 35 и 10 кВ в зависимости от места установки выключателя.

Определим расчетные значения номинальных токов для выключателей по выражению (94) для всех классов напряжения трансформатора (110 кВ, 35 кВ и 10 кВ):

$$I_{\text{ном.110}} = k_{\text{доп.АП}} \cdot \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сети.ном}}} = 1,4 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 462,9 \text{ (A)} \quad (85)$$

$$I_{\text{ном.35}} = k_{\text{доп.АП}} \cdot \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сети.ном}}} = 1,4 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1454,9 \text{ (A)} \quad (86)$$

$$I_{\text{ном.10}} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сети.ном}}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3637,3 \text{ (A)} \quad (87)$$

Значения полученные в (85), (86) и (87) будут использованы при выборе номинального тока выключателей в цепях трансформатора, а также в цепи секционирования шин.

Номинальный ток. Для выключателей отходящих линий определим исходя из значений натуральной мощности ВЛ каждого класса напряжения:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ВЛ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сети.ном}}} \quad (88)$$

где $S_{\text{ВЛ}}$ – мощность, передаваемая линии соответствующая классу напряжения ВЛ, кВА;

$U_{\text{сети.ном}}$ – номинальное напряжение сети, для объекта принимается равным 110, 35 и 10 кВ в зависимости от места установки выключателя.

Согласно [16] при проектировании схем выдачи мощности для класса ВЛ класса напряжения 35 кВ используется допустимое значение передаваемой мощности по ВЛ. Согласно [16] допустимое значение передаваемой мощности для ВЛ классом напряжения 35 кВ $P_{\text{доп.35}} = 9,3$ МВт. Согласно [20] коэффициент мощности для подстанций классом напряжения 110 кВ равен

$\cos \varphi = 0,88$, тогда допустимая мощность для ВЛ 35 кВ подстанции с классом напряжения 110 кВ будет равна:

$$S_{\text{доп.ВЛ.35}} = \frac{P_{\text{доп.35}}}{\cos \varphi} = \frac{9,3}{0,88} = 10,57 \text{ (МВА)} \quad (89)$$

Для ВЛ 110 кВ согласно [16] натуральная мощность $P_{\text{нат.ВЛ.110}} = 30$ МВт. При этом максимальная мощность, передаваемая по ВЛ 110 кВ определяется с учетом поправочного коэффициента $K = 1,2$. Тогда мощность каждой отходящей ВЛ 110 кВ определим по выражению:

$$S_{\text{ВЛ.110}} = \frac{K \cdot P_{\text{нат.ВЛ.110}}}{\cos \varphi} = \frac{1,2 \cdot 30}{0,88} = 40,9 \text{ (МВА)} \quad (90)$$

Определим расчетные токи для выбора выключателей на подстанции для отходящих линий всех классов напряжения используя выражение (88):

$$I_{\text{ном.ВЛ.110}} = \frac{S_{\text{ВЛ.110}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сети.ном}}} = \frac{40900}{\sqrt{3} \cdot 110} = 214,7 \text{ (А)} \quad (91)$$

$$I_{\text{ном.ВЛ.35}} = \frac{S_{\text{доп.ВЛ.35}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сети.ном}}} = \frac{10570}{\sqrt{3} \cdot 35} = 174,36 \text{ (А)} \quad (92)$$

$$I_{\text{ном.ВЛ.10}} = \frac{S_{\text{п.10}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сети.ном}}} = \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 115,47 \text{ (А)} \quad (93)$$

Значения полученные в (91), (92) и (93) будут использованы при выборе номинального тока выключателей, разъединителей и трансформаторов тока отходящих линий соответствующих классов напряжения.

Отключающая способность:

$$I_{\text{п,0.i}}^{(3)} \leq I_{\text{откл.ном}} \quad (94)$$

где i – номер расчетной точки короткого замыкания;

$I_{п,0.i}^{(3)}$ – трехфазный ток короткого замыкания в i -й расчетной точке, кА;

$I_{откл.ном}$ – номинальный ток отключения выключателя по данным каталога производителя, кА.

Термическая стойкость токам короткого замыкания:

$$B_{ki} \leq I_{терм}^2 \cdot t_{откл} \quad (95)$$

где i – номер расчетной точки короткого замыкания;

B_{ki} – тепловой импульс тока КЗ в i -й расчетной точке КЗ, кА·с²;

$I_{терм}$ – ток термической стойкости определяется каталогом производителя, кА;

$t_{откл}$ – время отключения выключателя, по данным каталога производителя, с.

Электродинамическая стойкость токам короткого замыкания:

$$i_{уд.i}^{(3)} \leq i_{пр.скво} \quad (96)$$

где i – номер расчетной точки короткого замыкания;

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

$i_{пр.скво}$ – наибольший пик тока электродинамической стойкости, по данным каталога производителя.

Тепловой импульс тока КЗ в i -й расчетной точке КЗ:

$$B_{ki} = \left(I_{п,0.i}^{(3)} \right)^2 \cdot t_{откл} \quad (97)$$

где $I_{п,0.i}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени в i -й расчетной точке, кА;

$t_{\text{откл}}$ – время отключения, которое складывается из времени действия релейной защиты и времени отключения выключателя, в расчетах принимается 0,1 с.

Выполним расчет теплового импульса по выражению (97) для расчетных точек К1, К2 и К3 согласно рисунка 1 и используя значения полученные в выражениях(66), (74), (78).

$$B_{\text{к.К1}} = \left(I_{\text{п,0.К1}}^{(3)} \right)^2 \cdot t_{\text{откл}} = 7,4^2 \cdot 0,5 = 27,38 \text{ (кА} \cdot \text{с}^2) \quad (98)$$

$$B_{\text{к.К2}} = \left(I_{\text{п,0.К2}}^{(3)} \right)^2 \cdot t_{\text{откл}} = 6,5^2 \cdot 0,5 = 21,125 \text{ (кА} \cdot \text{с}^2) \quad (99)$$

$$B_{\text{к.К3}} = \left(I_{\text{п,0.К3}}^{(3)} \right)^2 \cdot t_{\text{откл}} = 15,4^2 \cdot 0,5 = 118,58 \text{ (кА} \cdot \text{с}^2) \quad (100)$$

Выбор оборудования сведем в итоговую ведомость оборудования подстанции, в которой отразим расчетные значения (РЗ) полученные в данном разделе ВКР, паспортные значения (ПЗ), определенные по каталогам производителей соответствующего оборудования. Итоговая ведомость оборудованиям ОРУ 110 кВ подстанции «Кореновская» после реконструкции представлена в таблице 15. Итоговая ведомость оборудованиям ОРУ 35 кВ подстанции «Кореновская» после реконструкции представлена в таблице 16. Итоговая ведомость оборудованиям РУ 10 кВ подстанции «Кореновская» после реконструкции представлена в таблице 17.

Выводы по разделу 5. Определено расчетное значение количества ячеек отходящих линий для установки в РУ 10 кВ подстанции. Согласно расчетам принято, что число ячеек равно 15 шт., и 2 ячейки резервные. Для распределительных устройств 110 кВ и 35 кВ составлены схемы с обозначением необходимого оборудования. Для РУ 10 кВ составлены типовые схемы ячеек и определено, количество ячейки каждого типа.

Таблица 15 - Ведомость оборудования ОРУ 110 кВ

Назначение аппарата	Обозначение на схеме	Номинальный ток		Отключающая способность		Ток электродинамической стойкости		Термическая стойкость	
		РЗ	ПЗ	РЗ	ПЗ	РЗ	ПЗ	РЗ	ПЗ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Выключатели марки ВГТ-110									
Выключатель линии	Q1, Q2, Q5-Q8	214,7	2000	7,4	40	18,8	40	27,38	4800
Выключатель в цепи силового трансформатора	Q3, Q4	462,9	3150	7,4	40	18,8	40	27,38	4800
Выключатель секционный	Q9	462,9	3150	7,4	40	18,8	40	27,38	4800
Трансформаторы тока марки ТОГФ-110									
Трансформаторы тока в цепях линии	ТА1, ТА2, ТА5-ТА8	214,7	250	7,4	-	18,8	80	27,38	992,25
Трансформаторы тока в цепи силового трансформатора	ТА3, ТА4	462,9	500	7,4	-	18,8	80	27,38	992,25
Трансформаторы тока в секционной перемычке	ТА9, ТА10	462,9	500	7,4	-	18,8	80	27,38	992,25
Трансформаторы тока марки ТВ-110									
Встроенные трансформаторы тока	ТА11, ТА12	462,9	500	7,4	-	18,8	80	27,38	992,25
Разъединители РГ-110									
Разъединители с двумя ножами заземления в цепях линий	QS1, QS4, QS7, QS10, QS13, QS16, QS20, QS23	214,7	1000	7,4	-	18,8	80	27,38	992,25
Разъединители с двумя заземляющими ножами в цепи секционного выключателя	QS26, QS27	462,9	1000	7,4	-	18,8	80	27,38	992,25

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Разъединители с двумя заземляющими ножами в цепи трансформаторов напряжения	QS28, QS29	214,7	1000	7,4	-	18,8	80	27,38	992,25
Разъединители с одним заземляющим ножом в цепи линии	QS2, QS3, QS5, QS6, QS14, QS15, QS17, QS18, QS21, QS22, QS24, QS25	214,7	1000	7,4	-	18,8	80	27,38	992,25
Разъединители с одним заземляющим ножом в цепи трансформатора	QS8, QS9, QS11, QS12	462,9	1000	7,4	-	18,8	80	27,38	992,25

Таблица 16 - Ведомость оборудования ОРУ 35 кВ

Назначение аппарата	Обозначение на схеме	Номинальный ток		Отключающая способность		Ток электродинамической стойкости		Термическая стойкость	
		РЗ	ПЗ	РЗ	ПЗ	РЗ	ПЗ	РЗ	ПЗ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Выключатель марки ВГТ-35									
Выключатель в цепи трансформатора и секционный выключатель	Q10, Q11, Q12	1454,9	3150	6,5	50	17,6	125	21,125	7500
Выключатель отходящей линии	Q13, Q14, Q15, Q16, Q17	174,36	3150	6,5	50	17,6	125	21,125	7500
Разъединитель марки РГ-35									

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Разъединитель в цепи трансформатора с двумя заземляющими ножами	QS30, QS33	1454,9	2000	6,5	-	17,6	80	21,125	992,25
Разъединитель в цепи трансформатора с одним заземляющим ножом	QS31, QS34	1454,9	2000	6,5	-	17,6	80	21,125	992,25
Разъединитель с двумя заземляющими ножами в цепи трансформатора напряжения	QS32, QS35	174,36	1000	6,5	-	17,6	50	21,125	400
Разъединитель с двумя заземляющими ножами в цепи секционного выключателя	QS36, QS37	1454,9	2000	6,5	-	17,6	80	21,125	992,25
Разъединитель с одним заземляющим ножом в цепи линии	QS38, QS40, QS42, QS44, QS46	174,36	1000	6,5	-	17,6	50	21,125	400
Разъединитель с двумя заземляющими ножами в цепи линии	QS39, QS41, QS43, QS45, QS47	174,36	1000	6,5	-	17,6	50	21,125	400
Трансформаторы тока марки ТРГ-35									
Измерительные трансформаторы тока в цепи силового трансформатора	TA13, TA14, TA23, TA24	1454,9	1500	6,5	-	17,6	102	21,125	1600
Измерительные трансформаторы тока в цепи секционного выключателя	TA21, TA22	1454,9	1500	6,5	-	17,6	102	21,125	1600

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Измерительные трансформаторы тока в цепи отходящих линий	TA15, TA16, TA17, TA18, TA19, TA20, TA25, TA26, TA27, TA28	174,36	200	6,5	-	17,6	102	21,125	1600
Трансформатор напряжения ЗНОЛ-35									
Измерительные трансформаторы напряжения	TV3, TV4	-	-	-	-	17,6	102	21,125	992,25

Таблица 17 - Ведомость оборудования РУ 10 кВ

Назначение аппарата	Проверка оборудования на соответствие расчетным значениям							
	Номинальный ток		Отключающая способность		Ток электродинамической стойкости		Термическая стойкость	
	РЗ	ПЗ	РЗ	ПЗ	РЗ	ПЗ	РЗ	ПЗ
Выключатель ВВУ СЭЦ 10								
Выключатель в секционной ячейке	3637,3	4000	15,4	50	42,3	125	118,58	7500
Выключатель в вводной ячейке	3637,3	4000	15,4	50	42,3	125	118,58	7500
Выключатель в ячейка отходящей линии	115,47	2000	15,4	50	42,3	125	118,58	7500
Трансформатор тока ТШЛ СЭЦ 10								
Трансформатор тока в водной ячейке	3637,3	4000	-	-	42,3	125	118,58	58800
Трансформатор тока в секционной ячейке	3637,3	4000	-	-	42,3	125	118,58	58800
Трансформатор тока ТПЛ СЭЦ 10								
Трансформатор тока в ячейке отходящей линии	115,47	150	-	-	42,3	125	118,58	4800

Так как на подстанции «Кореновская» планируется увеличение числа воздушных линий напряжением 110 кВ до 5 шт., то схема ОРУ 110 кВ выполненная по типовой схеме 110-13Н сохраняется, так как она позволит подключить дополнительные линии. Для каждой отходящей линии выполнен расчет максимальной полной передаваемой мощности, для определения тока выключателей на стороне 110 кВ в цепях линий. Для линий класса напряжения 110 кВ максимально передаваемая мощность определена на уровне 40,9 МВА, для линий класса напряжения 35 кВ максимально передаваемая мощность определена на уровне 10,57 МВА, а для отходящих линий 10 кВ на уровне 2 МВА. Согласно данным расчета мощности определены расчетные значения (РЗ) номинальных токов для высоковольтных выключателей, а также расчетные значения токов выключателей в цепях силового трансформатора. По результатам расчетов токов короткого замыкания, выполненных в разделе 4 ВКР, был выполнен расчет значения теплового импульса на каждом из РУ, так как данное значение используется для выбора и проверки оборудования.

В результате составлены ведомости выбранного оборудования для ОРУ 110 кВ, ОРУ 35 кВ и РУ 10 кВ. Для установки на ОРУ 110 кВ приняты: высоковольтные выключатели марки ВГТ-110 [3], разъединители с горизонтально поворотными ножами марки РГ-110 [17], трансформаторы тока с элегазовой изоляцией марки ТОГФ-110 [4], трансформаторы тока встроенные марки ТВ-110. На стороне 35 кВ к установке приняты: высоковольтные выключатели марки ВГТ-35 [3], разъединители с горизонтально поворотными ножами марки РГ-35 [18], трансформаторы тока с элегазовой изоляцией марки ТРГ-35 [4], трансформаторы напряжения ЗНОЛ-35 [8]. В РУ 10 кВ выбраны выключатели марки ВВУ-СЭЩ 10 [12], трансформаторы тока ТШЛ-СЭЩ-10 [15] и ТПЛ-СЭЩ-10 [14], а также трансформаторы напряжения марки ЗНОЛ-10 [8]. Все оборудования удовлетворяет условиям выбора.

Заключение

Для выполнения выпускной квалификационной работы в качестве объекта выбрана узловая подстанция «Кореновская» с классами напряжения 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ. В рамках выполнения выпускной квалификационной работы были поставлены задачи позволившие достичь поставленной цели: повышение установленной мощности подстанции с обеспечением возможности подключения вновь сооружаемых линий:

- Выполнить анализ подстанции и определить направления проведения реконструкции с обоснованием всех принимаемых решений;
- Выбрать силовые трансформаторы, удовлетворяющие возросшей нагрузке подключённых потребителей и обеспечивающих максимальную эффективность;
- Рассчитать параметры основного оборудования распределительных устройств подстанции и выбрать, согласно расчетным данным, оборудование по каталогам производителей.

Первая задача поставленная в рамках выполнения ВКР решена в первом и втором разделах ВКР. В рамках решения первой задачи установлено, что подстанция «Кореновская» с классами напряжения 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ расположена в Краснодарском крае, в г. Кореновск. Со стороны 110 кВ к подстанции подключено 4 воздушных линии: ВЛ-110 кВ «Выселки»; ВЛ-110 Динская; ВЛ-110 кВ Кореновская тяговая 1 и 2. Со стороны 35 кВ к подстанции подключено пять ВЛ, а со стороны 10 кВ к подстанции подключено 13 линий.

Определены схемы распределительных устройств. Для открытого распределительного устройства 110 кВ применяется схема 110-13, для открытого распределительного устройства 35 кВ применяется схема 35-9, а для распределительного устройства 10 кВ применяется схема 10-2. Определено, что на подстанции установлены выключатели различных типов: для ОРУ 110 кВ масляные и элегазовые, для ОРУ 35 кВ масляные, для РУ 10 кВ вакуумные.

Определен состав дополнительного оборудования, в том числе оборудование системы собственных нужд и установки компенсации реактивной мощности.

В результате выполнения второго раздела ВКР определено значение полной расчетной мощности подстанции равное $S_{\text{расч.ПС}} = 59,65$ МВА. Данное значение получено исходя из анализа исходных данных, т.е. данные замеров загрузки подстанции в 2021 году, данных классификации объекта как имеющего загрузку более 130%, а также на основании данных по строительству двух воздушных линий, подключаемых к подстанции. Определены изменения потребляемой полной и активной мощностей подстанции в течении года по соответствующим классам напряжения, а также определена длительность каждого периода. Получено расчетное значение требуемой номинальной мощности силового трансформатора для установки на подстанции после реконструкции. С учетом полученного расчетного значения $S_{\text{расч.ПС}} = 59,65$ МВА, расчетное значение мощности трансформатора $S_{\text{расч.Т}} = 36,21$ МВА.

Вторая задача ВКР решалась в третьем разделе, в котором по значению требуемой мощности силового трансформатора, полученного в разделе 2 ВКР выполнен поиск двух вариантов, удовлетворяющих условию выбора силовых трансформаторов. По каталогам производителя определены паспортные данные для трансформатора марки ТДТН 40000/110/35/10 и для трансформатора марки ТДТН 63000/110/35/10. Выполнен расчет нагрузочных, приведенных потерь активной и реактивной мощности для каждого из вариантов установки на подстанции силовых трансформаторов. Данные расчета приведенных потерь использованы для определения расчетного значения потерь электрической энергии на подстанции. Получено, что потери электрической энергии для варианта с двумя силовыми трансформаторами ТДТН 40000 выше на 94,7 % чем для варианта с двумя трансформаторами ТДТН 63000. Этот факт объясняется тем, что коэффициент загрузки у трансформаторов ТДТН 40000 ближе к экономически эффективному коэффициенту загрузки, а у трансформаторов ТДТН 63000 ближе к

оптимальному. Получены расчетные значения приведенных затрат для трансформаторов ТДТН 40000 и ТДТН 63000. Расчет выполнен с учетом стоимости каждого трансформатора. Сравнение расчетных значений приведенных затрат показали, что для варианта с двумя силовыми трансформаторами ТДТН 40000 значение выше на 3982070,196 руб. или на 19,148 % чем у варианта с двумя трансформаторами ТДТН 63000. Исходя из этого в ВКР принято использовать на подстанции два трансформатора ТДТН 63000/110/35/10 кВ.

Для решения третьей задачи, поставленной в рамках ВКР на первом этапе выполнен расчет токов короткого замыкания на объекте. Расчет выполнен исходя из условия установки силового трансформатора ТДТН 63000. Расчет выполнен для стороны 110 кВ (расчетная точка К1), стороны 35 кВ (расчетная точка К2) и стороны 10 кВ (расчетная точка К3). Для точки К1 выполнен расчет трехфазного ТКЗ, двухфазного ТКЗ, однофазного ТКЗ и двухфазного на землю. В результате расчетов наибольшее значение в точке К1 получено для трехфазного ТКЗ $I_{п,0.К1}^{(3)} = 7,4$ кА. Для расчетной точки К2 выполнен расчет трехфазного ТКЗ и двухфазного ТКЗ. Наибольшее значение получено для трехфазного ТКЗ $I_{п,0.К2}^{(3)} = 6,5$ кА. В точке К3 выполнен расчет трехфазного ТКЗ и двухфазного ТКЗ. В результате получено, что трехфазный ТКЗ имеет наибольшее значение $I_{п,0.К3}^{(3)} = 15,4$ кА. Для точек К2 и К3 не проводилось расчетов токов короткого замыкания на землю, так как уровень этих токов, исходя из режима заземления нейтрали будет очень низким.

Определено расчетное значение количества ячеек отходящих линий для установки в РУ 10 кВ подстанции. Согласно расчетам принято, что число ячеек равно 15 шт, и 2 ячейки резервные. Для распределительных устройств 110 кВ и 35 кВ составлены схемы с обозначением необходимого оборудования. Для РУ 10 кВ составлены типовые схемы ячеек и определено, количество ячейки каждого типа.

Так как на подстанции «Кореновская» планируется увеличение числа воздушных линий напряжением 110 кВ до 5 шт., то схема ОРУ 110 кВ выполненная по типовой схеме 110-13Н сохраняется, так как она позволит подключить дополнительные линии. Для каждой отходящей линии выполнен расчет максимальной полной передаваемой мощности, для определения тока выключателей на стороне 110 кВ в цепях линий. Для линий класса напряжения 110 кВ максимально передаваемая мощность определена на уровне 40,9 МВА, для линий класса напряжения 35 кВ максимально передаваемая мощность определена на уровне 10,57 МВА, а для отходящих линий 10 кВ на уровне 2 МВА. Согласно данным расчета мощности определены расчетные значения (РЗ) номинальных токов для высоковольтных выключателей, а также расчетные значения токов выключателей в цепях силового трансформатора. По результатам расчетов токов короткого замыкания, выполненных в разделе 4 ВКР, был выполнен расчет значения теплового импульса на каждом из РУ, так как данное значение используется для выбора и проверки оборудования.

В результате составлены ведомости выбранного оборудования для ОРУ 110 кВ, ОРУ 35 кВ и РУ 10 кВ. Для установки на ОРУ 110 кВ приняты: высоковольтные выключатели марки ВГТ-110 [3], разъединители с горизонтально поворотными ножами марки РГ-110 [17], трансформаторы тока с элегазовой изоляцией марки ТОГФ-110 [4], трансформаторы тока встроенные марки ТВ-110. На стороне 35 кВ к установке приняты: высоковольтные выключатели марки ВГТ-35 [3], разъединители с горизонтально поворотными ножами марки РГ-35 [18], трансформаторы тока с элегазовой изоляцией марки ТРГ-35 [4], трансформаторы напряжения ЗНОЛ-35 [8].

В РУ 10 кВ выбраны выключатели марки ВВУ-СЭЩ 10 [12], трансформаторы тока ТШЛ-СЭЩ-10 [15] и ТПЛ-СЭЩ-10 [14], а также трансформаторы напряжения марки ЗНОЛ-10 [8]. Все оборудования удовлетворяет условиям выбора.

Список используемых источников

1. Бойчук В.С., Куксин А.В. Электрооборудование энергетических систем: учебное пособие. М.: Инфра-Инженерия, 2021. 268 С.
2. Вантеев А.И. Обслуживание электрических подстанций: теория и практика: учебное пособие. М.: Инфра-Инженерия, 2021. 368 С.
3. Выключатели элегазовые серии ВГТ-УЭТМ на напряжение 35 кВ, 110 кВ, 220 кВ. // Веб-сайт компании АО "УЭТМ". 2021. URL: <https://www.uetm.ru/directrequest/files/default/get-file?name=eee59822f27428369522aa09a59b20b6.pdf> (дата обращения: 12.04.2022).
4. Газонаполненное оборудование [Электронный ресурс] // Веб-сайт завода электротехнического оборудования "ЗЭТО": [сайт]. [2021]. URL: https://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/elegazovye-kolonkovye-vyklyuchateli-tipa-vgt-110 (дата обращения: 08.02.2022).
5. Галимова А.А. Критерии выбора коэффициента загрузки силового трансформатора при проектировании подстанций распределительных сетей // Проблемы энергетики, Т. 5, № 6, 2013. С. 66-71.
6. ГОСТ 9680-77. Трансформаторы силовые мощностью 0,01 кВ·А и более. Ряд номинальных мощностей. М.: Издательство стандартов, 1977. 4 с.
7. ГОСТ Р 52735-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. М.: Стандартинформ, 2007. 39 с.
8. Группа СВЭЛ. Каталог продукции // Веб-сайт компании "Группа СВЭЛ". 2021. URL: <https://svel.ru/catalog/> (дата обращения: 21.01.2022).
9. Ерошенко С.А., Егоров А.О., Сенюк М.Д., Загидулин М.Р., Зиновьев К.А., Хальясмаа А.И. Расчет коротких замыканий в энергосистемах: учебное пособие. Екатеринбург: Изд-во Уральского университета, 2019. 108 с.
10. Интерактивная карта загрузки центров питания [Электронный ресурс] // Портал электросетевых услуг ПАО Россети: [сайт]. [2022]. URL:

https://xn----7sb7akeedqd.xn--p1ai/platform/portal/tehprisEE_centry_pitania (дата обращения: 05.01.2022).

11. Ключкова Н.Н., Обухова А.В. Электрооборудование подстанций. Саратов: Профобразование, 2021. 87 С.

12. ОАО "Электроцит Самара". Выключатели вакуумные типа ВВУ-СЭЩ-П-10-50. Техническая информация. Самара: Электроцит Самара, 2017. 16 С.

13. ОАО "Электроцит Самара". Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы НАЛИ-СЭЩ-10. Техническая информация. Самара: Электроцит Самара, 2019. 55 С.

14. ОАО "Электроцит Самара". Трансформаторы тока ТПЛ-СЭЩ-10. Техническая информация. Самара: Электроцит Самара, 2019. 50 С.

15. ОАО "Электроцит Самара". Трансформаторы тока ТШЛ-СЭЩ-10. Техническая информация (справочная). Самара: Электроцит Самара, 2019. 39 С.

16. ОАО РАО «ЕЭС России». Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электрических станций. Условие создания объекта // Официальный сайт компании ПАО «РусГидро». 2007. URL: http://www.rushydro.ru/upload/iblock/fb2/032_STOOpredelenie-predv-tehnic-reshenij-po-vidache-moshnosti.pdf (дата обращения: 04.04.2022).

17. Разъединители серии РГ на напряжение 110 кВ // Веб-сайт компании "Разряд-М". 2021. URL: http://www.razrad.ru/wp-content/themes/storefront-child/docs/rln/rg_110.pdf (дата обращения: 10.03.2022).

18. Разъединители серии РГ на напряжение 35 кВ // Веб-сайт компании "Разряд-М". 2021. URL: http://www.razrad.ru/wp-content/themes/storefront-child/docs/rln/rg_35.pdf (дата обращения: 12.02.2022).

19. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. М.: Академия, 2013. 449 с.

20. СО 153-34.20.118-2003. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. Москва. 2003.
21. Степкина Ю.В., Салтыков В.М. Проектирование электрической части понизительной подстанции. Тольятти: ТГУ, 2007. 124 с.
22. 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: 8.04.2022).
23. Power System Analysis and Design. 3rd ed. Cengage Learning, 2016. 864 pp.
24. Gonen T. Electrical Power Transmission System Engineering: Analysis and Design. 3rd ed. CRC Press, 2014. 1093 pp.
25. McDonald J, editor. Electric Power Substations Engineering (Electrical Engineering Handbook). 3rd ed. CRC Press, 2012. 536 pp.
26. Parker P.M. The 2021-2026 World Outlook for Electric Power Substation Automation. ICON Group International, Inc, 2021. 300 pp.
27. Ziegler G. Numerical Differential Protection: Principles and Applications. 2nd ed. Hoboken: John Wiley & Sons, 2012. 287 pp.