

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 110/10 кВ
«Тугулым»

Студент

М.А. Курпиев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., Д.А. Кретов

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2021

Аннотация

Выпускная квалификационная работа выполнена на тему Реконструкция электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ «Тугулым». При выполнении выпускной квалификационной работы использованы данные представленные в открытых источниках. Для выполнения проекта реконструкции с учетом роста электрических нагрузок и для обоснования необходимости проведения реконструкции в работе представлен подробный анализ объекта выпускной квалификационной работы, а также выполнено прогнозирование роста мощности подключаемых к подстанции «Тугулым» потребителей. На основании прогнозируемых нагрузок проведен выбор оптимальной мощности и числа силовых трансформаторов на подстанции. Задача оптимального выбора мощности трансформаторов выполнена на основании критерия минимума приведенных затрат. Представлены расчеты симметричных и несимметричных токов короткого замыкания на подстанции после реконструкции. На основании полученных значений токов короткого замыкания проведен выбор высоковольтного оборудования на стороне 110 кВ и на стороне 10 кВ. Для защиты силовых трансформаторов понизительной подстанции «Тугулым» 110/10 выполнен выбор и расчет уставок микропроцессорного блока защиты двухобмоточных трансформаторов и построена характеристика срабатывания защиты. Выполнен расчет системы молниезащиты, которая, по результатам расчета обеспечивает покрытие всей территории подстанции с коэффициентом надежности 0,99. Представлены результаты расчета системы заземления подстанции.

Пояснительная записка выполнена на 76 листах формата А4, содержит 15 таблиц и 15 рисунков. Графическая часть выпускной квалификационной работы представлена на шести листах формата А1 в которых отражены все основные результаты. Список использованных источников включает 24 наименования.

Содержание

Введение.....	4
1 Анализ реконструируемой подстанции	6
2 Выбор электрической схема подстанции	16
3 Определение требуемой мощности трансформаторов и выбор типа трансформаторов.....	17
4 Расчет токов короткого замыкания	30
4.1 Расчет симметричных токов короткого замыкания на подстанции после реконструкции	30
4.2 Расчет несимметричных токов короткого замыкания на подстанции после реконструкции	34
5 Выбор оборудования электрической части понизительной подстанции после реконструкции	40
5.1 Выбор оборудования электрической части понизительной подстанции после реконструкции на стороне 110 кВ	40
5.2 Выбор оборудования электрической части понизительной подстанции после реконструкции на стороне 10 кВ	49
6 Релейная защита силовых трансформаторов	53
7 Молниезащита и заземление подстанции.....	62
7.1 Расчет системы молниезащиты подстанции	62
7.2 Заземление подстанции	65
Заключение	69
Список используемых источников.....	72

Введение

Территория Российской Федерации покрыта электрическими сетями, которые объединены в Единую Национальную Электрическую Сеть (ЕНЭС). В ЕНЭС кроме внутренних сетей входят электрические сети, обеспечивающие передачу электрической энергии соседним государствам, при этом передача электрической энергии обеспечивается как по линиям переменного напряжения, так и через вставки постоянного тока. Передача электрической энергии на постоянном напряжении обеспечивается в государства, с которыми Единая Энергетическая Система (ЕЭС) России работает не параллельно.

В состав ЕЭС России входят электрические станции, подстанции, а также линии электропередачи. В настоящее время в ЕЭС России функционируют высоковольтные линии электропередачи напряжением до 750 кВ. Строительство таких высоковольтных линий связано с увеличением передаваемой мощности от источников к потребителям и повышением надежности всей энергосистемы России.

Рост потребляемой мощности в ЕЭС России связан в первую очередь с развитием экономики. Основным правилом в развитии энергосистем является жесткое требование опережающего развития. Другими словами, темп развития энергосистемы должен опережать темпы развития экономики. Не соблюдение такого правила может существенно ухудшить экономический климат для инвесторов и снизить увеличение ВВП страны.

Поэтому вопросы, связанные с развитием Единой Энергетической Системы России, являются всегда актуальными.

Намеченные правительством Российской Федерации планы по цифровой трансформации и цифровизации всех отраслей ставят задачу использования новых цифровых технологий во всех отраслях народного хозяйства и в первую очередь в электроэнергетической отрасли России.

Основная часть ЕЭС России была построена и введена в эксплуатацию во времена СССР, поэтому большинство оборудования, установленного на объектах электроэнергетической отрасли просто не способны к цифровой

трансформации, поэтому необходимо выполнять поэтапную замену устаревшего оборудования.

При выполнении выпускной квалификационной работы (ВКР) планируется рассмотреть разработку варианта реконструкции понижательной подстанции, оборудование которой физически и морально устарели и не способно осуществлять электроснабжение потребителей с высокой степенью качества и надежности.

Подстанции классифицируются по уровням напряжения, а также по роли в энергосистеме. Они могут быть проходными, тупиковыми, узловыми, ответвительными. В зависимости от роли подстанции в ЕЭС выбирается соответствующая компоновка и схема подстанции.

Целью ВКР является разработка проекта реконструкции электрической части понизительной подстанции.

Поставленная в ВКР цель требует решения следующих задач:

- Анализ объекта реконструкции и определение направлений модернизации оборудования.
- Выбор оптимального состава оборудования подстанции.
- Выполнение расчетов для систем защиты подстанции от аварийных ситуаций.

При решении задач, поставленных в ВКР, необходимо использовать современные инструменты проектирования и действующие методические рекомендации. При выборе оборудования подстанции необходимо отдавать предпочтение оборудованию российского производства. При выполнении ВКР используются данные представленные в открытых, общедоступных источниках [7], [6].

1 Анализ реконструируемой подстанции

Объектом ВКР является подстанция «Тугулым» 110/10 кВ расположенная в Свердловской области, на территории Тугулымского городского округа. План расположения подстанции «Тугулым» представлен на рисунке 1. В непосредственной близости от подстанции «Тугулым» расположена тяговая подстанция ПС «Линейная». Подстанции «Тугулым» и тяговая подстанция «Линейная» не связаны между собой воздушными линиями.

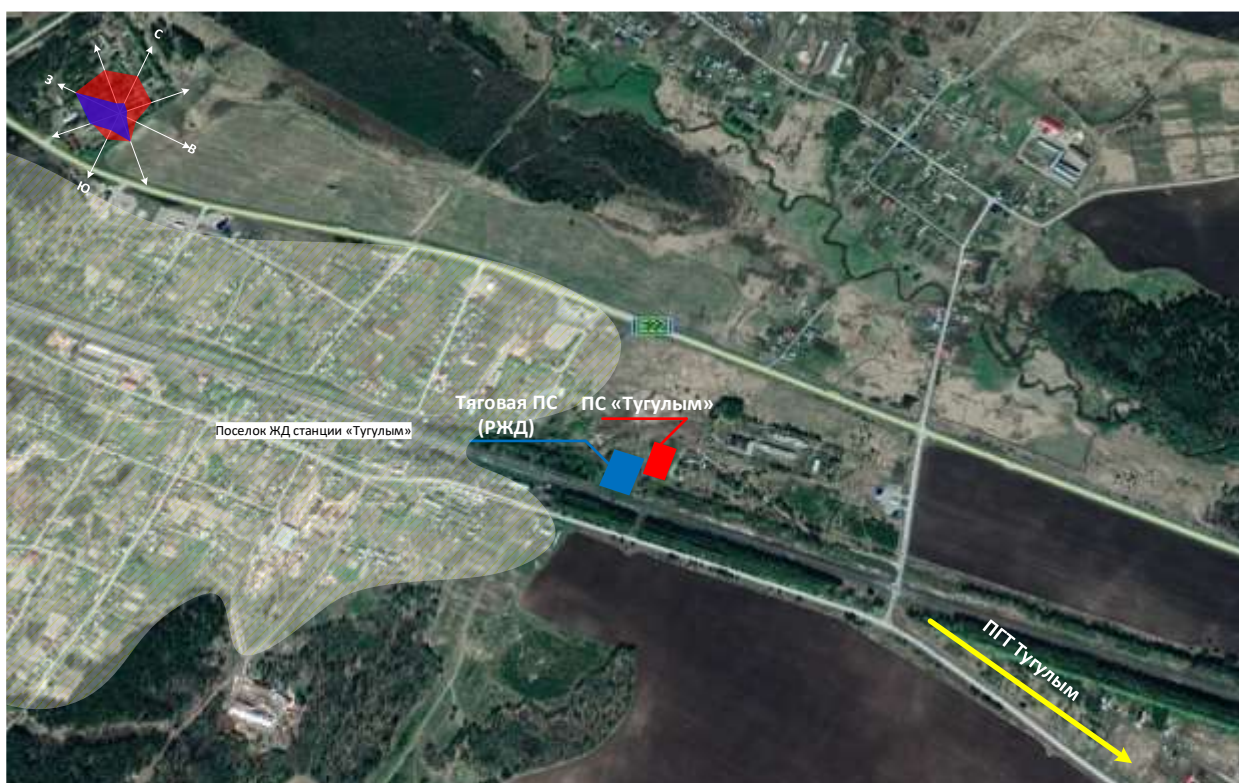


Рисунок 1 - План расположения подстанции

На подстанцию «Тугулым» со стороны 110 кВ приходят две воздушные линии:

- Воздушная линия 110 кВ: ПС «Зарница» - ПС «Тугулым»;
- Воздушная линия 110 кВ ПС «Тугулым» - ПС «Кармак».

Блок схема питаемого района показана на рисунке 2.

Подстанция «Тугулым» является проходной, поэтому на ней применяется схема ОРУ 110 – 5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов».

Данная схема, согласно [16] и [17], используются на проходных подстанциях при условии, что график нагрузки подстанции неравномерный поэтому возможно отключение одного из трансформаторов для сокращения потерь.

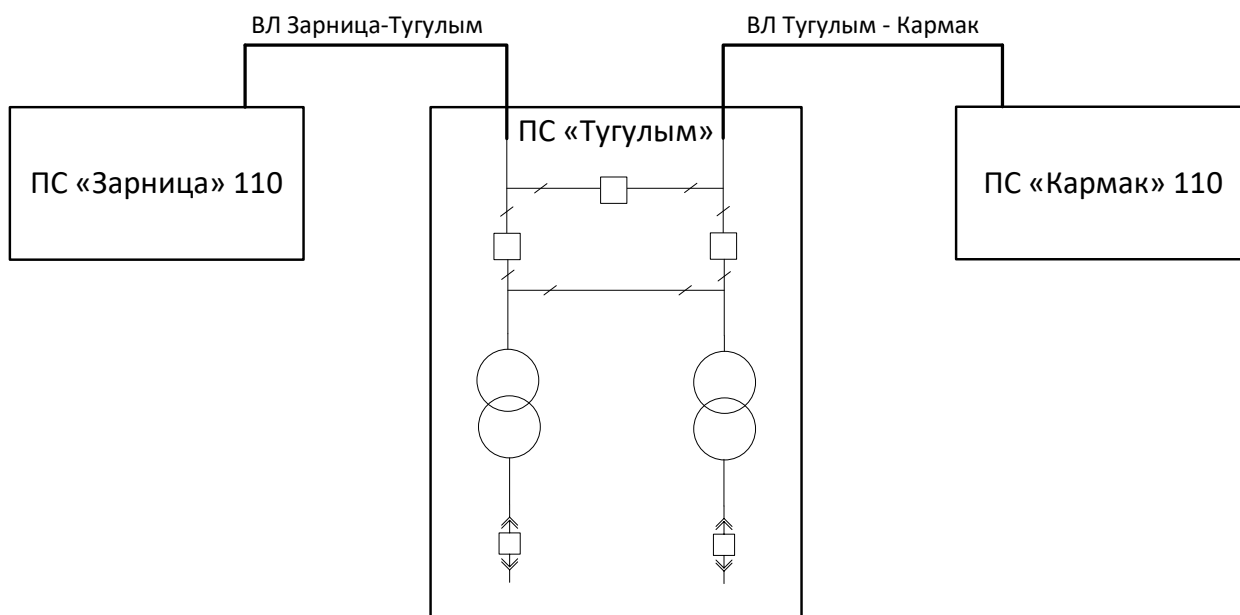


Рисунок 2 - Блок схема питаемого района

В настоящее время на подстанции установлено два силовых трансформатора разной мощности: Т1- 6300 кВА, Т2 – 10000 кВА.

Рассмотрим текущую загрузку подстанции «Тугулым». Данные по загрузке трансформаторов для зимнего и летнего периода согласно данным замера мощности представлено в таблице 1.

Текущая установленная мощность подстанции составляет:

$$S_{уст.ПС} = S_{уст.Т1} + S_{уст.Т2} = 6,3 + 10 = 16,3, \text{ (МВА)} \quad (1)$$

Коэффициент загрузки трансформаторов определяется по выражению:

$$k_3 = \frac{S_{\text{текущая}}}{S_{\text{уст.Т}}} \quad (2)$$

где $S_{\text{текущая}}$ - текущая нагрузка трансформатора по данным замеров;

$S_{\text{уст.Т}}$ - установленная мощность трансформатора.

Таблица 1 - Данные по замерам мощности и расчетные значения коэффициентов загрузки

Номер трансформатора	Мощность трансформатора, МВА	Данные по замерам, МВт		Данные по замерам, МВА		Коэффициенты загрузки	
		Зима	Лето	Зима	Лето	Зима	Лето
T1	6,3	3,351	1,201	3,94	1,413	0,625	0,225
T2	10	4,847	0,226	5,7	0,266	0,57	0,02
T1+T2	16,3	8,198	1,427	9,64	2,04	0,6	0,087

Учитывая, что данные по нагрузке объекта от эксплуатирующей организации предоставлены как нагрузка объекта по активной мощности выражение (2) переписывается как:

$$k_3 = \frac{S_{\text{текущая}}}{S_{\text{уст.Т}}} \quad (3)$$

Значения коэффициентов загрузки для подстанции «Тугулым» полученные по выражению (2) сведены в таблицу 1 [7]. Как видно из таблицы 1, подстанция и трансформаторы загружены не равномерно и наблюдается сезонное изменение потребляемой мощности. Этим объясняется применение на подстанции схемы ОРУ-110 кВ «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов».

Подстанция была введена в эксплуатацию в 1972 году и на настоящее время эксплуатируется уже порядка 50 лет. Поэтому на подстанцию должны

быть наложены режимные ограничения по мощности и снижен коэффициент загрузки силовых трансформаторов.

Силовые трансформаторы, как и другое оборудование подстанции имеет ограниченный срок службы. Обычный срок службы составляет порядка 30 лет. Превышение установленного срока службы влечет за собой необходимость ограничения мощности, для силовых трансформаторов и как следствие ограничение возможности подключения новых потребителей. В настоящее время на подстанции «Тугулым» находятся заявки на подключение новых потребителей общей мощностью 0,17 МВА. Таким образом полная мощность подстанции составит 9,81 МВА, а коэффициент загрузки по выражению (2):

$$k_3 = \frac{9,81}{16,3} = 0,6 \quad (4)$$

Полученный коэффициент загрузки по выражению (4) равный 0,6 является оптимальным с точки зрения загрузки силовых трансформаторов, однако с точки зрения эксплуатации данный коэффициент является высоким, так как при выходе одно трансформатора из строя, вся нагрузка ложится на другой трансформатор и он становится перегруженным. Это влечет необходимость отключения части потребителей на время ремонта трансформатора и выполнение ремонтных схем при длительном сроке ремонта и не возможности быстрой замены силового трансформатора..

Подстанция была введена в эксплуатацию в 1972 году. Данные о загрузке подстанции в 1972 году нет, но при проектировании подстанции учитывается нормальный коэффициент загрузки равный 0,7. Используя выражение (2), определим предполагаемую проектную мощность потребителей подключенных к подстанции:

$$S_{номр} = k_3 \cdot S_{уст.ПС} = 16,3 \cdot 0,7 = 11,41 \text{ (МВА)} \quad (5)$$

Сравнивая текущую мощность и проектную мощность потребителей, получаем, что в настоящий момент подстанция недогружена до проектной мощности.

Используя это значение определим тренд изменения мощности потребителей. Рассмотрим вариант, когда мощность потребителей ежегодно увеличивается на 0,17 МВА. Построим таблицу 2 и график показанный на рисунке 3.

Таблица 2 - Прогнозирование мощности потребителей

Год	Мощность потребителей, МВА
1972	11,4
2021	9,844705882
2022	10,01470588
2023	10,18470588
2024	10,35470588
2025	10,52470588
2026	10,69470588
2027	10,86470588
2028	11,03470588
2029	11,20470588
2030	11,37470588
2031	11,54470588
2032	11,71470588
2033	11,88470588
2034	12,05470588

По данным таблицы 2 построим график представленный на рисунке 3, на котором нанесем линию тренда: полиномиальный тренд с величиной достоверной аппроксимации 0,7644. Данное уравнение тренда наиболее достоверно описывает построенный график изменения мощности потребителей.

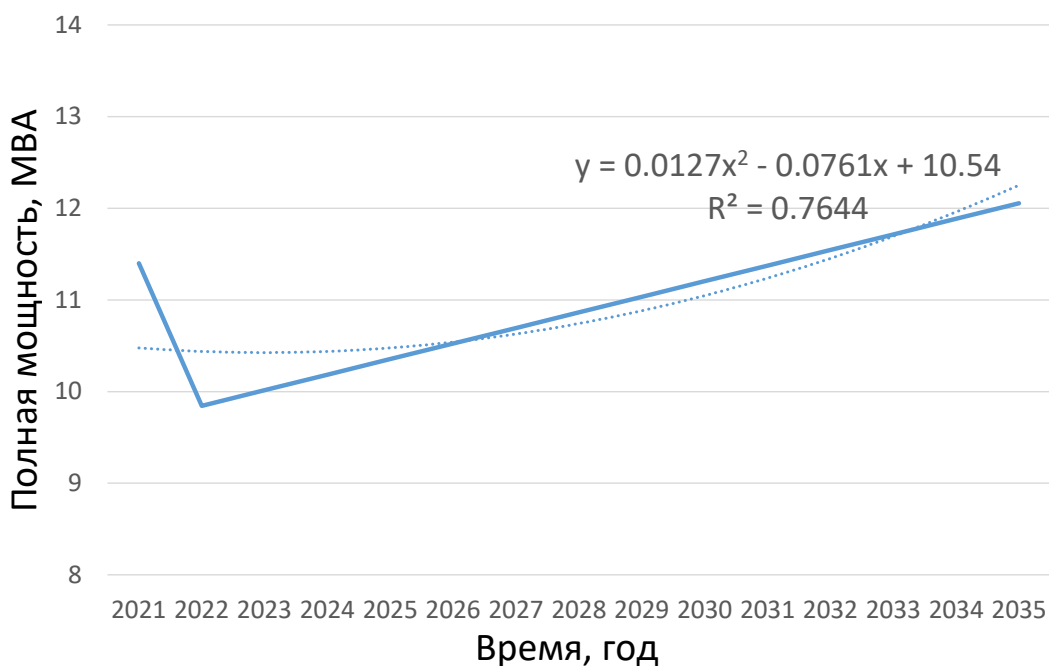


Рисунок 3 - Прогнозирование роста мощности потребителей подстанции

Используя уравнение тренда показанное на рисунке 3 построим прогнозируемый рост мощности на подстанции к текущему моменту представленный на рисунке 4, данные сведены в таблицу 3.

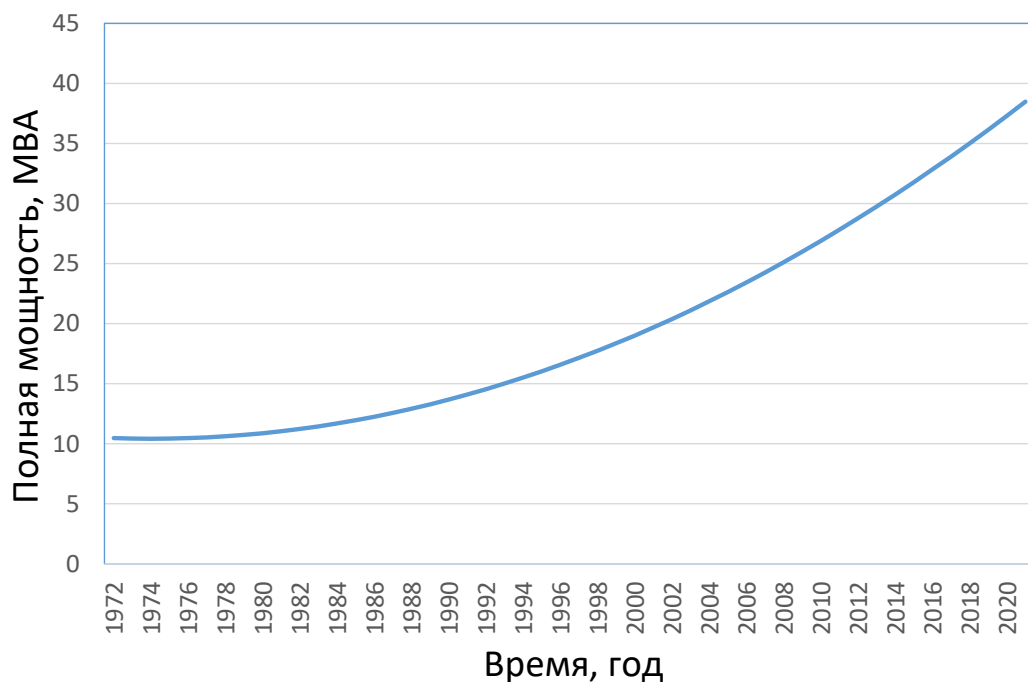


Рисунок 4 - Прогнозируемый рост мощности потребителей

Таблица 3 - Прогнозные значения

Мощность потребителей, МВт	Год
1	2
10,4766	1972
10,4386	1973
10,426	1974
10,4388	1975
10,477	1976
10,5406	1977
10,6296	1978
10,744	1979
10,8838	1980
11,049	1981
11,2396	1982
11,4556	1983
11,697	1984
11,9638	1985
12,256	1986
12,5736	1987
12,9166	1988
13,285	1989
13,6788	1990
14,098	1991
14,5426	1992
15,0126	1993
15,508	1994
16,0288	1995
16,575	1996
17,1466	1997
17,7436	1998
18,366	1999
19,0138	2000
19,687	2001
20,3856	2002
21,1096	2003
21,859	2004
22,6338	2005
23,434	2006
24,2596	2007
25,1106	2008
25,987	2009
26,8888	2010
27,816	2011
28,7686	2012
29,7466	2013
30,75	2014
31,7788	2015

Продолжение таблицы 3

1	2
32,833	2016
33,9126	2017
35,0176	2018
36,148	2019
37,3038	2020
38,485	2021

По полученным прогнозным значениям, в таблице 3 выделена строка соответствующая установленному сроку эксплуатации трансформаторов: 30 лет, на данный период значение мощности потребителей должно было находиться на уровне 19,687 МВА, что являлось бы основанием для проведения реконструкции подстанции с повышением установленной мощности. Однако мы наблюдаем существенный спад в электропотреблении района поэтому использование уравнения экспоненциального (полиномиального) тренда дает не достоверных значений мощности. Наиболее оптимальным в данном контексте будет использование уравнения логарифмического тренда представленное на рисунке 5.

Учитывая сложившуюся тенденцию изменения мощности потребителей подстанции построим скорректированный график (рисунок 6) изменения полной мощности потребителей и установленным логарифмическим трендом, а также представим полученные данные в табличном виде (таблица 4).

Полученные значения полной мощности достигают максимального значения равного 11,3 МВА, поэтому примем это значение в качестве расчетного для разработки проекта реконструкции подстанции.

При разработке проекта также необходимо учесть возможность сезонного отключения трансформаторов для снижения потерь электрической энергии и экономии ресурса оборудования.

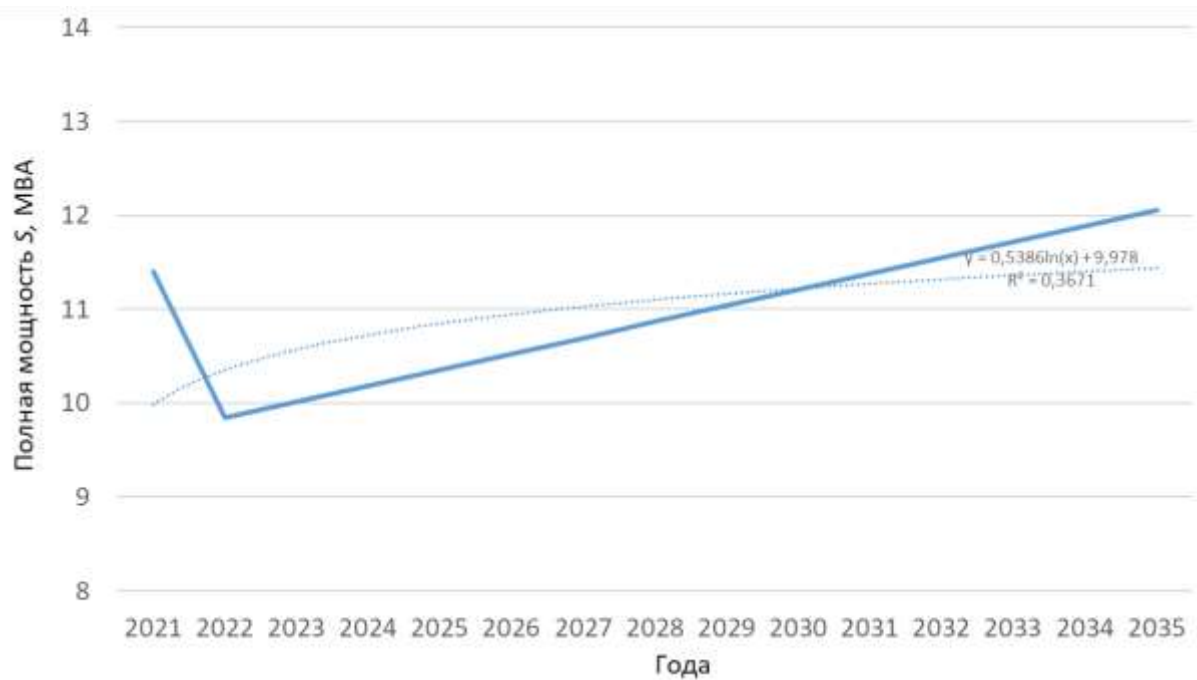


Рисунок 5 - Определение уравнения логарифмического тренда

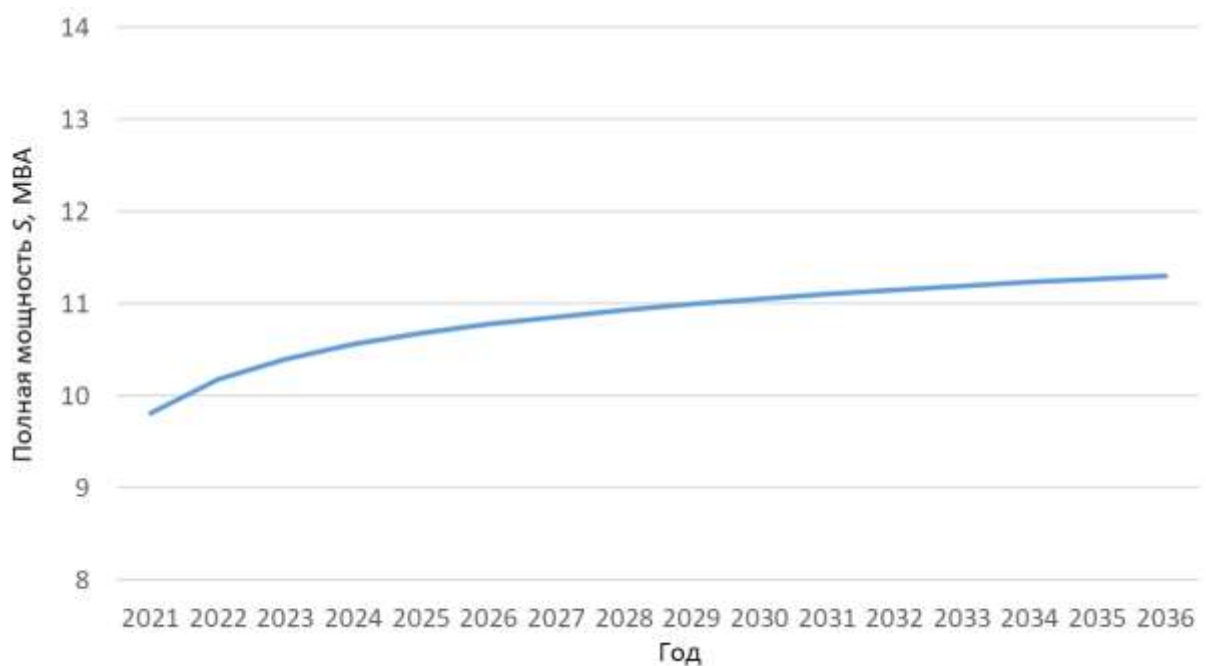


Рисунок 6 - Определение расчетного значения полной мощности

Таблица 4 - Скорректированные прогнозные значения полной мощности

Год	Полная мощность, МВА
1	2
2021	9,81
2022	10,18333

Продолжение таблицы 4

1	2
2023	10,40171
2024	10,55666
2025	10,67684
2026	10,77504
2027	10,85807
2028	10,92999
2029	10,99343
2030	11,05017
2031	11,10151
2032	11,14837
2033	11,19148
2034	11,2314
2035	11,26856
2036	11,30332

Выводы по разделу 1. Выполнен анализ подстанции «Тугулым»: определено ее местоположение и связь с соседними подстанциями энергосистемы.

Получены текущие значения загрузки силовых трансформаторов по данным замеров мощности в характерные дни годового зимнего максимума и годового летнего минимума выполненные эксплуатирующей организацией.

Определено расчетное значение полной мощности подстанции при разработке проекта реконструкции электрической части необходимое для выполнения дальнейших расчетов в ВКР.

Выполнено прогнозированием роста электрических нагрузок потребителей подстанции «Тугулым» 110/10 позволившее обосновать актуальность выпускной квалификационной работы.

2 Выбор электрической схема подстанции

Открытое распределительное устройство (ОРУ) на подстанции «Тугулым» выполнено на напряжение 110 кВ. В настоящее время схема ОРУ - «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов». На стороне 10 кВ на подстанции применена схема одна секционированная система шин. Схема подстанции показана на рисунке 7, данная схема сохраняется после реконструкции.

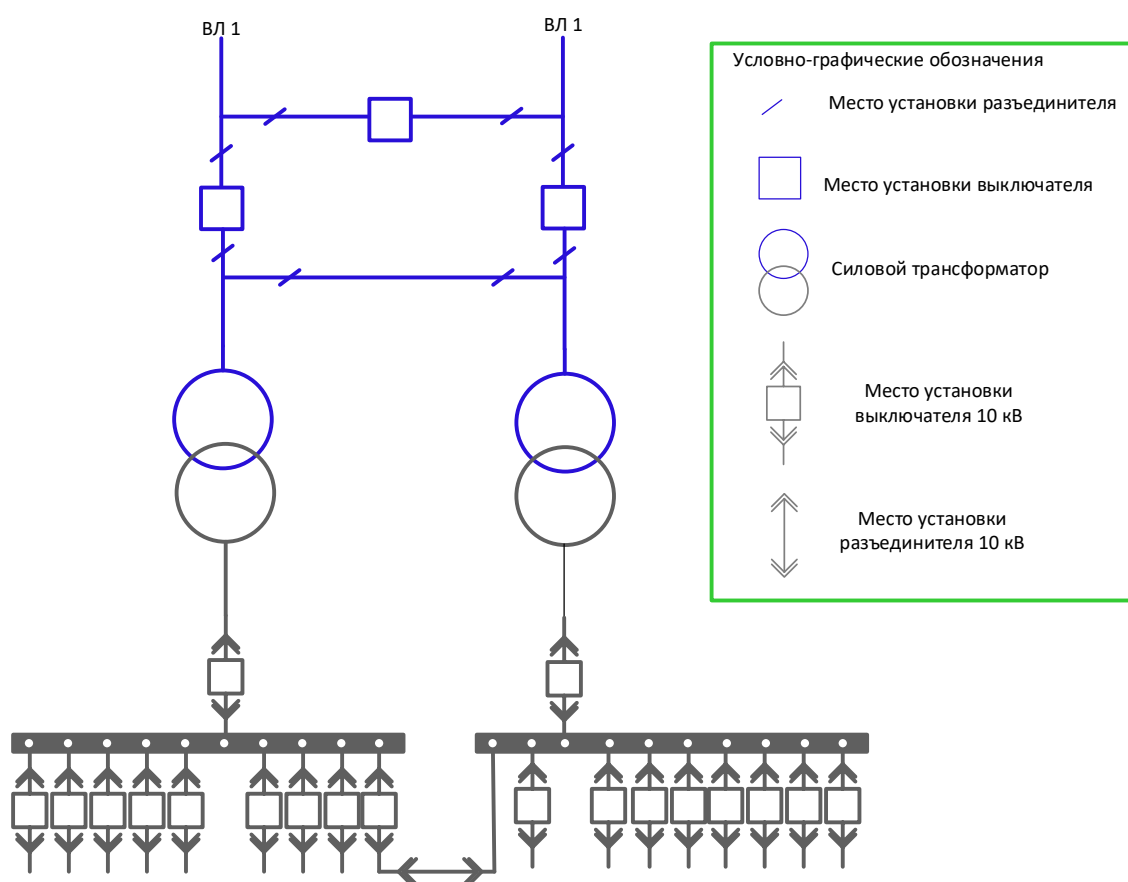


Рисунок 7 – Упрощенная схема подстанции «Тугулым» 110/10 кВ

Выводы по разделу 2. Определена схема подстанции после реконструкции, так как роль подстанции в энергосистеме не меняется и сохраняется переменный график нагрузки выбрана схема ОРУ 110-5АН. Для РУ 10 кВ применятся схема 10(6) – «Одна секционированная выключателем система шин».

3 Определение требуемой мощности трансформаторов и выбор типа трансформаторов

В настоящее время на подстанции установлено два двухобмоточных трансформатора с классами напряжения 110 и 10 кВ. При реконструкции подстанции не целесообразно изменять классы напряжения силовых трансформаторов, так как это может потребовать проведения масштабной реконструкции всех электрических сетей питаемого района. Поэтому примем к рассмотрению только двухобмоточные силовые трансформаторы с напряжениями 110 и 10 кВ.

Установка дополнительных трансформаторов или сокращение числа силовых трансформаторов до одного на подстанции также не целесообразно, так как вариант с установкой трех трансформаторов потребует больших капитальных затрат на строительство и расширение подстанции, а вариант с одним трансформатором не возможен из-за ограничения по надежности электроснабжения потребителей подстанции. Поэтому на подстанции после реконструкции также будут установлены два силовых трансформатора.

Для определения требуемой мощности силовых трансформаторов в разделе 1 ВКР определена полная мощность подстанции с условием присоединения новых потребителей 11,3 МВА. Данное значение мощности необходимо использовать при выборе мощности силовых трансформаторов после реконструкции.

Первым шагом для выбора силового трансформатора является построение годового графика нагрузок подстанции. В годовом графике нагрузок учтем мощность потребителей определенную в разделе 1 ВКР и равную 11,3 МВА.

Для построения графика полной мощности будем использовать нормируемое значение коэффициента активной мощности равное для сетей 110 кВ $\cos \varphi = 0,85$ [14]. Исходя из этих данных определим активную мощность по выражению:

$$P = S \cdot \cos \varphi \quad (6)$$

где S - полная мощность, МВА

$\cos \varphi$ - значение коэффициента активной мощности, принят в расчетах равным 0,85 [14].

Кроме значения активной и полной мощностей необходимо определить значение реактивной мощности. Для этого используем выражение:

$$Q = P \cdot \tan \varphi, \quad (7)$$

где P - активная мощность, МВт, полученная по выражению (6);

$\tan \varphi$ - коэффициент реактивной мощности определяемый из выражения (8)

$$\tan \varphi = \tan(\arccos(\varphi)), \quad (8)$$

где φ - угол в градусах определяемый из значения $\cos \varphi$.

Используя выражения (6)-(8) выполним расчеты полной, активной и реактивной мощностей, а результаты занесем в таблицу 5.

Таблица 5 - Значения полной, активной и реактивной мощностей для построения годового графика

Длительность ступени, ч	Значение полной мощности, МВА	Значение активной мощности, МВт	Значение реактивной мощности, Мвар
750	11,3	9,605	5,952644
987	7,91	6,7235	4,166851
650	6,7235	5,714975	3,541823
700	6,387325	5,429226	3,364732
1000	5,365353	4,56055	2,826375
1500	5,258046	4,469339	2,769848
875	4,101276	3,486084	2,160481
698	3,609123	3,067754	1,901223
879	3,428667	2,914367	1,806162
721	2,77722	2,360637	1,462991

По данным таблицы 5 построим годовые упорядоченные графики полной мощности (рисунок 8), активной мощности (рисунок 9) и реактивной мощности (рисунок 10). Полученные графики и данные таблицы 5 будем использовать для определения оптимальной мощности силового трансформатора подстанции после реконструкции.

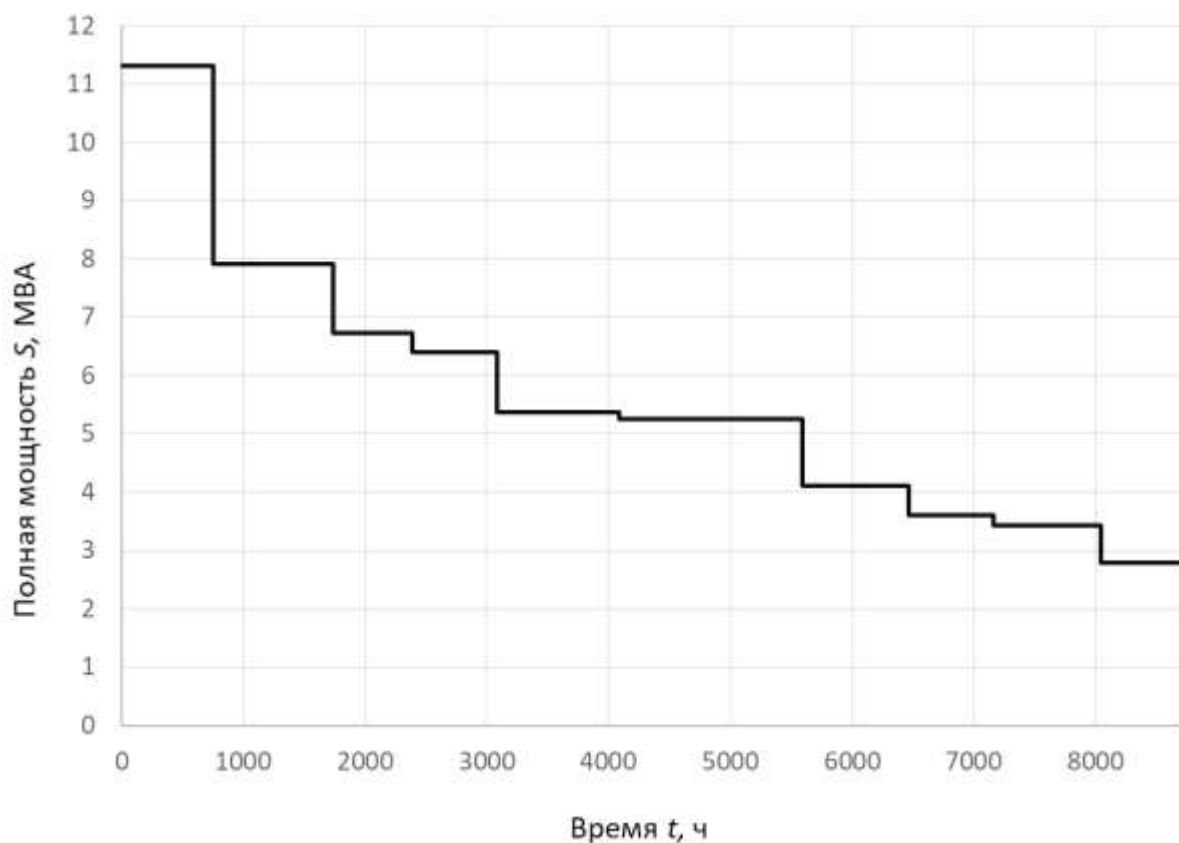


Рисунок 8 - Годовой график полной мощности

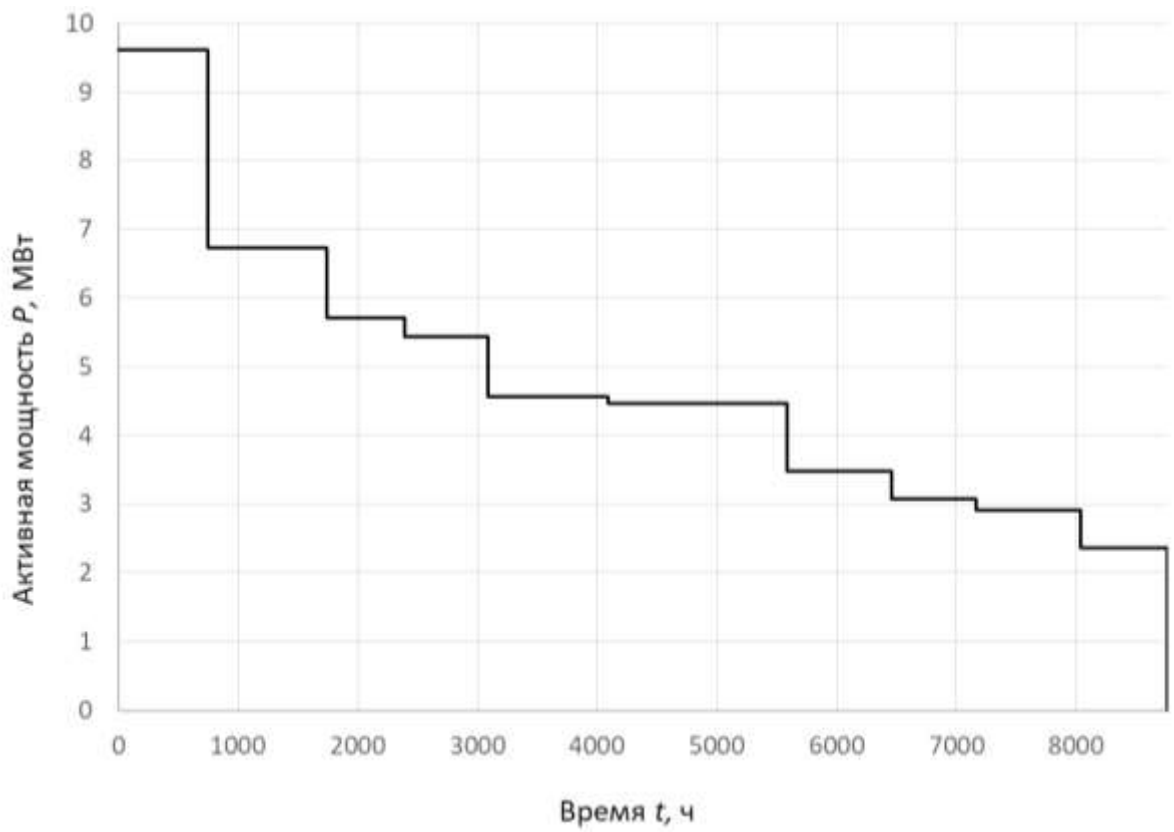


Рисунок 9 - Годовой график активной мощности

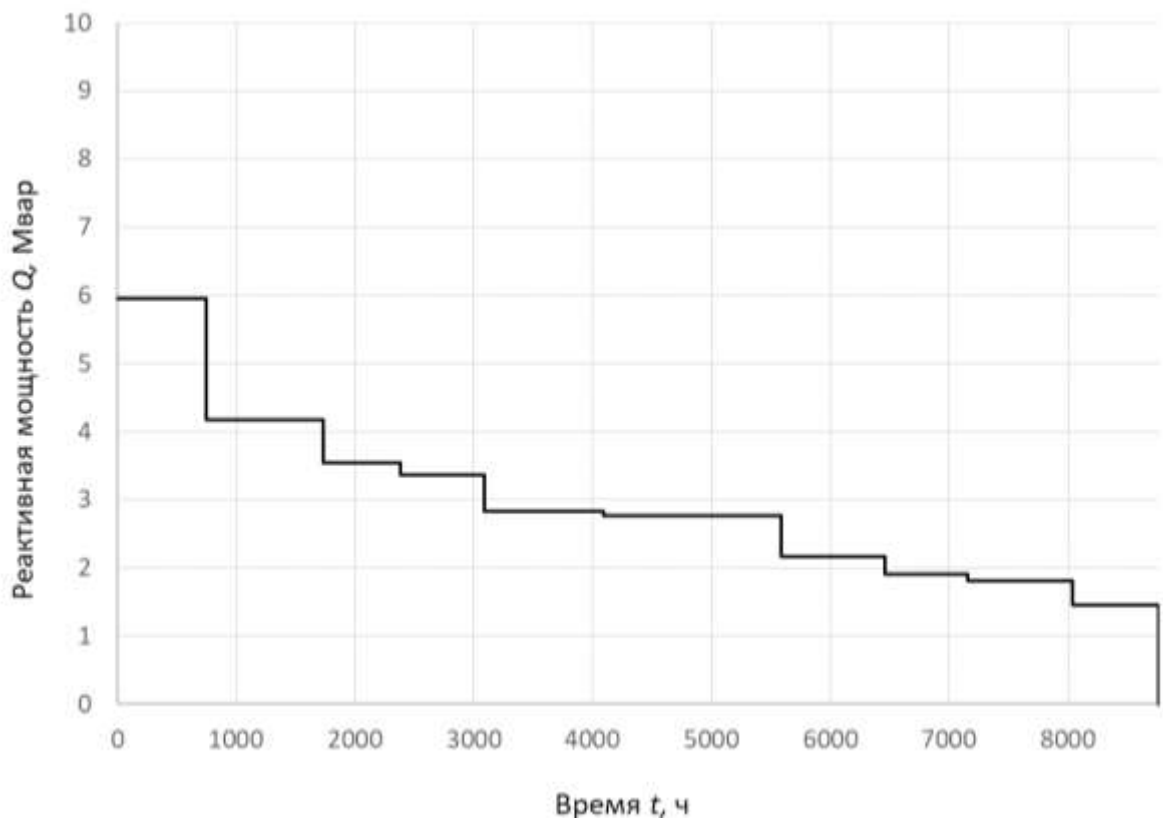


Рисунок 10 - Годовой график реактивной мощности

Мощность одного силового трансформатора на подстанции определим из выражения:

$$S_T \geq \frac{S_{расч} \cdot K_{I-II}}{k_{авн} \cdot (n-1)} \quad (9)$$

где $S_{расч}$ - расчетная мощность подстанции после реконструкции,

принята равной 9,768 МВА;

K_{I-II} - коэффициент участия потребителей первой и второй категорий, примем для распределительной подстанции равным 0,85;

$k_{авн}$ - коэффициент допустимой аварийной перегрузки, для двухтрансформаторных подстанций принимается равным $k_{авн} = 1,4$;

n - число трансформаторов на подстанции, принимается $n = 2$.

Тогда из выражения (9) получим, что мощность трансформатора на подстанции должна быть не ниже значения:

$$S_T \geq \frac{S_{расч} \cdot K_{I-II}}{k_{авн} \cdot (n-1)} = \frac{11,3 \cdot 0,85}{1,4 \cdot (2-1)} = 6,86 \text{ МВА}$$

Получаем, что при установке двух однотипных трансформаторов на подстанции их мощность не должна быть ниже 6,86 МВА. Согласно стандартному ряду мощностей силовых трансформаторов [2] нашему условию удовлетворяет мощность трансформатора 10 МВА и 16 МВА. Выполним поиск по каталогам производителей [20], [4] трансформаторов паспортные данные и занесем их в таблицу 6.

Для выполнения технико-экономического расчета и оптимального выбора мощности и типа силовых трансформаторов воспользуемся методическими указаниями [15].

Согласно методике расчета необходимо для каждого типа силового трансформатора выполнить расчет параметров используемых для определения потерь электрической энергии на подстанции после реконструкции с учетом загрузки по годовому графику (рисунок 9).

Таблица 6 - Данные трансформаторов

Марка	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток		Схема и группа соединения обмоток	Напряжение КЗ, %	Ток XX, %	Потери КЗ, кВт	Потери XX, кВт
		ВН	НН					
ТМН	10000	115	10,5	Y _H /D-11	10,5	0,3	56	10
ТМН	16000	115	10,5	Y _H /D-11	10,5	0,3	83	12

Коэффициент аварийной перегрузки определяется для каждой ступени годового упорядоченного графика нагрузок (рисунок 9) и для каждого варианта установки силовых трансформаторов на подстанции после реконструкции. Определим коэффициент аварийной перегрузки для первой ступени годового графика (рисунок 9).

Для варианта с двумя силовыми трансформаторами ТМН 10000/110:

$$k_3 = \frac{S_{ПС.max}}{S_{номТ}} = \frac{11,3}{10} = 1,13 \quad (10)$$

Для варианта с двумя силовыми трансформаторами ТМН 16000/110:

$$k_3 = \frac{S_{ПС.max}}{S_{номТ}} = \frac{11,3}{16} = 0,7 \quad (11)$$

По паспортным данным силовых трансформаторов (таблица 6) определим потери реактивной мощности в режиме холостого хода (ХХ) для каждого варианта установки силовых трансформаторов.

Для варианта с двумя силовыми трансформаторами ТМН 10000/110:

$$Q_{xx} = \frac{i_{xx}}{100} \cdot S_{номТ} = \frac{0,3}{100} \cdot 10000 = 30 \text{ (квар)} \quad (12)$$

Для варианта с двумя силовыми трансформаторами ТМН 16000/110:

$$Q_{xx} = \frac{i_{xx}}{100} \cdot S_{номТ} = \frac{0,3}{100} \cdot 16000 = 48 \text{ (квар)} \quad (13)$$

По паспортным данным силовых трансформаторов (таблица 6) определим потери реактивной мощности в режиме короткого замыкания (КЗ) для каждого варианта установки силовых трансформаторов.

Для варианта с двумя силовыми трансформаторами ТМН 10000/110:

$$Q_{кз} = \frac{u_{кз}}{100} \cdot S_{номТ} = \frac{10,5}{100} \cdot 10000 = 1050 \text{ (квар)} \quad (14)$$

Для варианта с двумя силовыми трансформаторами ТМН 16000/110:

$$Q_{кз} = \frac{u_{кз}}{100} \cdot S_{номТ} = \frac{10,5}{100} \cdot 16000 = 1680 \text{ (квар)} \quad (15)$$

По паспортным данным силовых трансформаторов (таблица 6) определим приведенные потери активной мощности в режиме КЗ для каждого варианта установки силовых трансформаторов.

Для варианта с двумя силовыми трансформаторами ТМН 10000/110:

$$P'_k = \Delta P_{K3} + k_{un} \cdot Q_{K3} = 56 + 0,05 \cdot 1050 = 108 \text{ (кВт)} \quad (16)$$

Для варианта с двумя силовыми трансформаторами ТМН 16000/110:

$$P'_k = \Delta P_{K3} + k_{un} \cdot Q_{K3} = 83 + 0,05 \cdot 1680 = 167 \text{ (кВт)} \quad (17)$$

Аналогично, используя паспортные данные силовых трансформаторов определим приведенные потери активной мощности в режиме ХХ.

Для варианта с двумя силовыми трансформаторами ТМН 10000/110:

$$P'_x = \Delta P_{XX} + k_{un} \cdot Q_{xx} = 10 + 0,05 \cdot 30 = 11,5 \text{ (кВт)} \quad (18)$$

Для варианта с двумя силовыми трансформаторами ТМН 16000/110:

$$P'_x = \Delta P_{XX} + k_{un} \cdot Q_{xx} = 12 + 0,05 \cdot 48 = 14,4 \text{ (кВт)} \quad (19)$$

Итоговое значение приведенных потерь активной мощности определим для первой ступени годового графика нагрузок (рисунок 9) и для каждого варианта установки силовых трансформаторов.

Для варианта с двумя силовыми трансформаторами ТМН 10000/110:

$$P'_T = P'_x + k_3^2 \cdot P'_k = 11,5 + 1,13^2 \cdot 108 = 149,4 \text{ (кВт)} \quad (20)$$

Для варианта с двумя силовыми трансформаторами ТМН 16000/110:

$$P'_T = P'_x + k_3^2 \cdot P'_k = 14,4 + 0,7^2 \cdot 167 = 96,23 \text{ (кВт)} \quad (21)$$

Далее необходимо определить значение экономически эффективной мощности. Это значение необходимо для определения количества включенных трансформаторов на подстанции.

Для варианта с двумя силовыми трансформаторами ТМН 10000/110:

$$S_{\text{эПС}} = S_{T1} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_k}} = 10000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{11,5}{108}} = 4614,79 \text{ (кВА)} \quad (22)$$

Для варианта с двумя силовыми трансформаторами ТМН 16000/110:

$$S_{\text{эПС}} = S_{T1} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_k}} = 16000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{14,4}{167}} = 6644,43 \text{ (кВА)} \quad (23)$$

Потери электрической энергии на подстанции определим также по методике представленной в [15]. Методика определения потерь электрической энергии в трансформаторах подстанции.

Суммарные потери электрической энергии на подстанции:

$$\Delta W_{\text{ПС}} = \sum_{i=1}^n \Delta W_{xi} + \sum_{i=1}^n \Delta W_{ki}, \quad (24)$$

где ΔW_{xi} - потери электрической энергии на холостом ходу.

Потери электрической энергии в режиме ХХ:

$$\Delta W_{xi} = \sum_{i=1}^n n_i \cdot P'_{xi} \cdot T_i, \quad (25)$$

Потери электрической энергии в режиме КЗ:

$$\Delta W_{ki} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{n_i} \cdot P'_k \cdot k_{zi} \cdot T_i \quad (26)$$

Используя данные годовых упорядоченных графиков мощности для подстанции, выражения (24)-(26) и данные полученные в выражениях (10)-(23) составим таблицу с результатами расчета потерь электрической энергии на подстанции для двух вариантов установки силовых трансформаторов. Для варианта с двумя трансформаторами ТМН 10000/110 таблица 7, для варианта с двумя трансформаторами ТМН 16000/110 таблица 8.

Технико-экономическое сравнение двух вариантов установки силовых трансформаторов (СТ) подразумевает определение стоимости потерь электрической энергии (ЭЭ) на подстанции и определение суммарных затрат на их установку и обслуживание. Вариант с наименьшими приведенными затратами является оптимальным и принимается для дальнейших расчетов. Примем стоимость электрической энергии согласно [18] равную $C_e = 1,71$ руб/кВт·ч.

Таблица 7 - Расчет потерь электрической энергии для ТМН 10000/110

S_i , МВА	n	T_i , ч	W_{xi} , МВт·ч	k_z	W_{ki} , МВт·ч
11,3	2	750	17,25	1,13	51,71445
7,91	2	987	22,701	0,791	33,34755
6,7235	2	650	14,95	0,67235	15,86711
6,387325	2	700	16,1	0,638733	15,42161
5,365353	2	1000	23	0,536535	15,54499
5,258046	2	1500	34,5	0,525805	22,39411
4,101276	1	875	10,0625	0,410128	15,89534
3,609123	1	698	8,027	0,360912	9,819344
3,428667	1	879	10,1085	0,342867	11,15997
2,77722	1	721	8,2915	0,277722	6,00592
$\sum W_x$, МВт·ч			164,9905	$\sum W_k$, МВт·ч	197,1704
ИТОГО	$\sum W_{ПС}$, МВт·ч		362,1609		

Таблица 8 - Расчет потерь электрической энергии для ТМН 16000/110

S_i , МВА	n	T_i , ч	W_{xi} , МВт·ч	k_3	W_{ki} , МВт·ч
11,3	2	750	21,6	0,70625	31,23667
7,91	2	987	28,4256	0,494375	20,14265
6,7235	2	650	18,72	0,420219	9,584086
6,387325	1	700	10,08	0,399208	18,62999
5,365353	1	1000	14,4	0,335335	18,77903
5,258046	1	1500	21,6	0,328628	27,05307
4,101276	1	875	12,6	0,25633	9,601134
3,609123	1	698	10,0512	0,22557	5,9311
3,428667	1	879	12,6576	0,214292	6,740869
2,77722	1	721	10,3824	0,173576	3,627708
$\sum W_x$, МВт·ч			160,5168	$\sum W_k$, МВт·ч	151,3263
ИТОГО	$\sum W_{ПС}$, МВт·ч		311,844		

Стоимость потерь ЭЭ на подстанции.

Для варианта с двумя трансформаторами ТМН 10000/110:

$$I_9 = C_9 \cdot \Delta W_{ПС} = 1,71 \cdot 362,1609 \cdot 1000 = 619295,139 \text{ (руб)} \quad (27)$$

Для варианта с двумя трансформаторами ТМН 16000/110:

$$I_9 = C_9 \cdot \Delta W_{ПС} = 1,71 \cdot 311,844 \cdot 1000 = 533253,24 \text{ (руб)} \quad (28)$$

Величина годовых отчислений для варианта с двумя трансформаторами ТМН 10000/110:

$$I_o = p_{сум} \cdot K \cdot n = 0,094 \cdot 15850000 \cdot 2 = 2979800 \text{ (руб)}, \quad (29)$$

где K - стоимость одного трансформатора, (руб);

n - число трансформаторов.

Величина годовых отчислений для варианта с двумя трансформаторами ТМН 16000/110:

$$I_o = p_{\text{сум}} \cdot K \cdot n = 0,094 \cdot 25360000 \cdot 2 = 4767680 (\text{руб}), \quad (30)$$

Величина приведенных затрат определяется по выражению:

$$Z_{\text{пр}} = E_H \cdot K \cdot n + I_o + I_{\text{э}}, \quad (31)$$

где E_H - коэффициент дисконтирования, 0,15.

Для варианта с двумя трансформаторами ТМН 10000/110 по выражению (31):

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 15850000 \cdot 2 + 2979800 + 619295,139 = 8354095,14 (\text{руб}) \quad (32)$$

Для варианта с двумя трансформаторами ТМН 16000/110 о выражению (31):

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 25360000 \cdot 2 + 4767680 + 533253,27 = 12908933,27 (\text{руб}) \quad (33)$$

Сравнение расчетной величины приведенных затрат показывает, что для варианта с двумя силовыми трансформаторами ТМН 10000/110 величина приведенных затрат ниже, поэтому согласно методике [15] к установке на подстанции принимаем два СТ марки ТМН с номинальной мощностью 10000 кВА и напряжением обмоток 110/10 кВ, т.е. первый вариант.

Выводы по разделу 3. Определена расчетная мощность силового трансформатора, который обеспечит покрытие нагрузки подстанции с нормируемым коэффициентом загрузки. Расчетная мощность трансформатора составила 6,86 МВА. По этому значению выполнен поиск марок

трансформаторов по каталогам производителей. Для технико-экономического сравнения вариантов установки силовых трансформаторов выбран СТ марки ТМН 10000/110/10 производства Группа СВЭЛ и ТМН 16000/110/10 производства ООО «Тольяттинский Трансформатор»

Выполнен расчет потерь электрической энергии на подстанции согласно загрузке по годовому упорядоченному графику и определена итоговая стоимость потерь электрической энергии для каждого варианта установки СТ. Для варианта с двумя силовыми трансформаторами марки ТМН 10000/110/10 значение потерь электрической энергии составило $\sum W_{ПС} = 362,1609$ МВт·ч, а для варианта с двумя трансформаторами ТМН 16000/110/10 значение потерь электрической энергии составило $\sum W_{ПС} = 311,844$ МВт·ч. Для окончательного выбора варианта установки силовых трансформаторов проведен расчет дополнительных технико-экономических показателей, а именно определено значение приведенных затрат. Для варианта с двумя трансформаторами ТМН 16000/110/10 приведенные затраты составили 8354095,14 руб., а для второго варианта с двумя трансформаторами ТМН 16000/110/10 приведенные затраты составили 12908933,27 руб.

Выполнено сравнение технико-экономических показателей для двух вариантов установки СТ, а именно значения приведенных затрат и потерь электрической энергии, по результатам сравнения этих значений принято решение об установке на подстанции после реконструкции двух силовых трансформаторов марки ТМН 10000/110/10.

4 Расчет токов короткого замыкания

Проектом предусматривается увеличение установленной мощности подстанции и замена силовых трансформаторов на более мощные, величина токов короткого замыкания на стороне ВН и НН подстанции изменится поэтому необходимо провести расчет токов короткого замыкания для выбора оптимальных параметров оборудования подстанции.

4.1 Расчет симметричных токов короткого замыкания на подстанции после реконструкции

Для расчета симметричных токов короткого замыкания составим расчетную схему и схему замещения. Расчетная схема включает в себя энергосистему, линию связи с энергосистемой, силовой трансформатор. При составлении расчетной схемы не учитывается, наличие второго трансформатора, так как трансформаторы работают не параллельно, режим параллельной работы может вызвать существенное завышение расчетных значений ТКЗ и как следствие не оптимальный выбор коммутационного оборудования. Расчетная схема и схема замещения представлены на рисунке 11.

На расчетной схеме показаны все элементы включая:

- Энергосистему,
- Воздушную линию электропередачи,
- Линейный разъединитель,
- Трансформаторный разъединитель,
- Высоковольтный выключатель 110 кВ,
- Силовой трансформатор 110/10 кВ,
- Высоковольтный выключатель 10 кВ,
- Система шин 10 кВ.

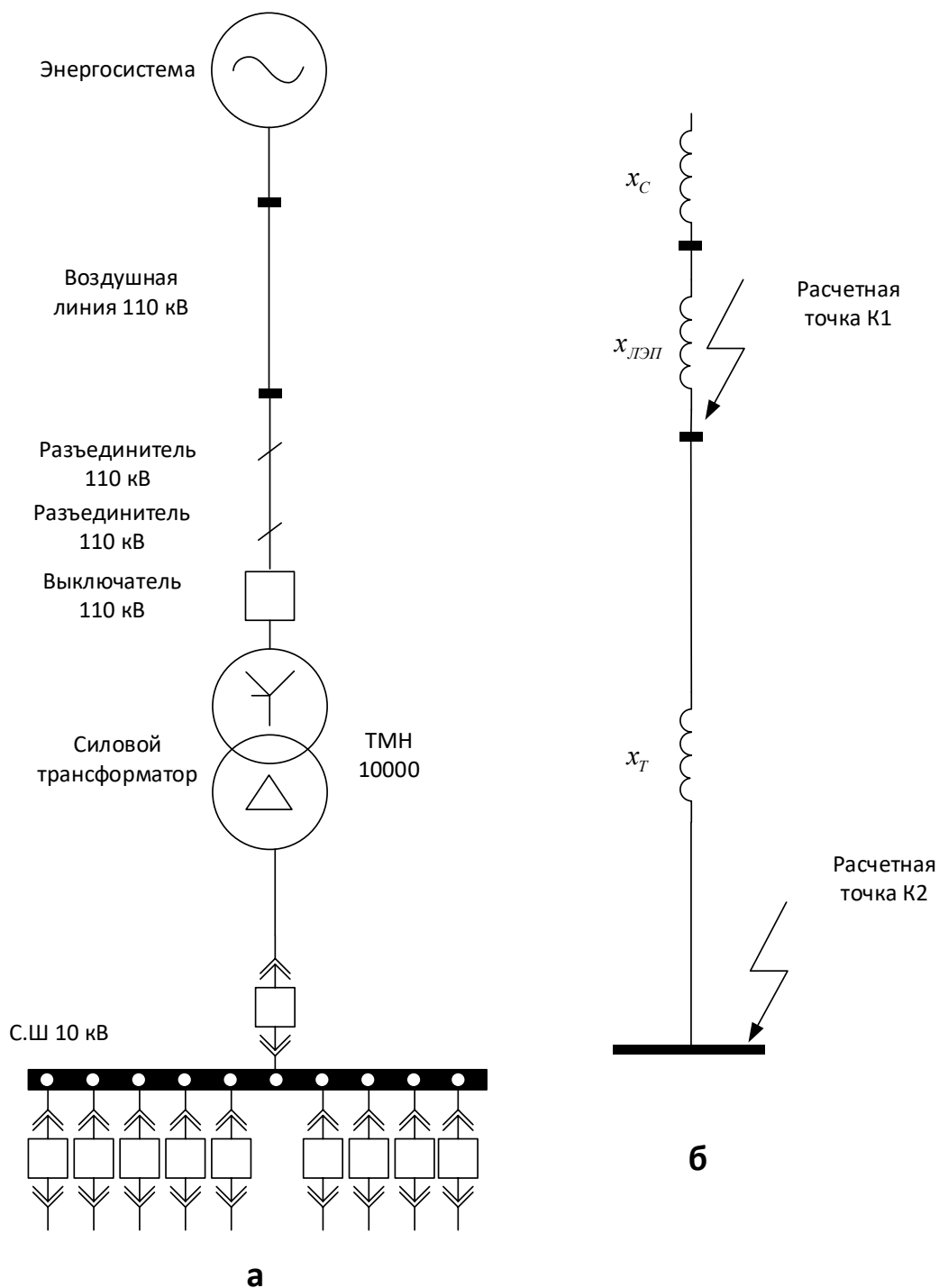


Рисунок 11 - Расчетная схема (а) и схема замещения (б) для определения токов короткого замыкания

Не все оборудование, представленное на расчетной схеме (рисунок 11 а), влияет на уровень токов короткого замыкания. При расчете токов короткого замыкания на напряжение выше 1000 В учитывают только индуктивные сопротивления элементов, при этом не учитывают активные. Поэтому на схеме замещения учитывается только сопротивление системы x_C ,

сопротивление воздушной линии $x_{ЛЭП}$, сопротивление силового трансформатора x_T .

Расчет токов короткого замыкания выполним в относительных единицах по методике представленной в [15], согласно которой определим:

1. Сопротивление системы:

$$x_{*бС} = \frac{S_{б}}{S_{к}} = \frac{1000}{3400} = 0,294, \quad (34)$$

где $S_{к}$ - мощность короткого замыкания во внешней энергосистеме.

Для удаленных от источников генерации подстанций, $S_{к}$ может быть определена исходя из тока отключения головного выключателя ЛЭП, для расчетов примем 3400 МВА.

2. Сопротивление ЛЭП:

$$x_{*бЛ} = x_{уд} l \frac{S_{б}}{U_{ср}^2} = 0,4 \cdot 71 \cdot \frac{1000}{115^2} = 2,147, \quad (35)$$

где l - длина трассы воздушной линии, км;

$x_{уд}$ - удельное сопротивление воздушной линии, для линии напряжением 110 кВ примем равной 0,4 Ом/км.

3. Сопротивление силового трансформатора:

$$x_{*бТ} = \frac{u_{кз}}{100} \frac{S_{б}}{S_{номТ}} = \frac{10,5}{100} \frac{1000}{10} = 10,5, \quad (36)$$

где $S_{номТ}$ - номинальная мощность силового трансформатора, МВА, для расчетов принята мощность выбранного в п. 3.4 силового трансформатора ТМН 10000/110/10.

Далее согласно методике расчета ТКЗ определим результирующие сопротивления:

1. До расчетной точки К1:

$$x_{*резК1} = x_{*бС} + x_{*бЛ} = 0,294 + 2,174 = 2,442. \quad (37)$$

2. До расчетной точки К2:

$$x_{*резК2} = x_{*резК1} + x_{*бГ} = 2,442 + 10,5 = 12,942. \quad (38)$$

Для определения значения периодической составляющей тока короткого замыкания воспользуемся выражением:

$$I_{но} = \frac{E'_{*б}}{x_{*брез}} \cdot \frac{S_{б}}{\sqrt{3}U_{б}}, \quad (39)$$

где $S_{б}$ – базисная мощность, МВА;

$U_{б}$ – базисное напряжение, кВ;

$E'_{*б}$ – сверхпереходная ЭДС, о.е.;

$x_{*брез}$ – результирующее сопротивление до расчетной точки.

Используя выражение (39), определим значение периодической составляющей тока короткого замыкания для стороны 110 кВ:

$$I_{ноК1} = \frac{E'_{*б}}{x_{*брезК1}} \cdot \frac{S_{б}}{\sqrt{3}U_{вн}} = \frac{1}{2,442} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 2,056$$

Используя выражение (39), определим значение периодической составляющей тока короткого замыкания для стороны 10 кВ:

$$I_{noK2} = \frac{E'_{*б}}{x_{*б_{рез K1}}} \cdot \frac{S_{б}}{\sqrt{3}U_{нн}} = \frac{1}{12,942} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 4,24875.$$

Далее необходимо определить значения ударного тока короткого замыкания. Для этого используем выражение:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot k_{y\delta}, \quad (40)$$

где $k_{y\delta}$ - ударный коэффициент, выбирается исходя из удаленности расчетной точки и класса напряжения расчетной точки.

По выражению (40) определим значение ударного тока короткого замыкания для расчетной точки К1 (на стороне 110 кВ):

$$i_{y\delta_{K1}} = \sqrt{2} \cdot I_{no_{K1}} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 2,056 \cdot 1,8 = 5,234$$

По выражению (40) определим значение ударного тока короткого замыкания для расчетной точки К2 (на стороне 10 кВ):

$$i_{y\delta_{K2}} = \sqrt{2} \cdot I_{no_{K2}} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 4,24875 \cdot 1,94 = 11,6567$$

4.2 Расчет несимметричных токов короткого замыкания на подстанции после реконструкции

При выборе оборудования понизительной подстанции, используются значения симметричных токов короткого замыкания. Однако в ряде случаев, необходимо выполнять проверку и по уровню не симметричных токов короткого замыкания. Кроме того, значения несимметричных токов короткого

замыкания должны быть использованы при расчете уставок релейной защиты и системной автоматики понизительной подстанции и линий электропередачи.

Для расчета не симметричных токов короткого замыкания, к которым относятся однофазные, двухфазные и двухфазные на землю токи короткого замыкания составляются схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей, так как расчет токов ведется методом симметричных составляющих. Схема замещения прямой последовательности аналогична схеме для расчета симметричных токов короткого замыкания, показанная на рисунке 11б, также как и схема обратной последовательности. Составим дополнительно схему нулевой последовательности для расчетной схемы представленной на рисунке 11а. Схема нулевой последовательности представлена на рисунке 12. Для силовых двухобмоточных трансформаторов, со схемами соединения обмоток $Y0/D$, сопротивление $x_{\mu 0}$ имеет достаточно большое значение, поэтому в расчетах его не учитывают.

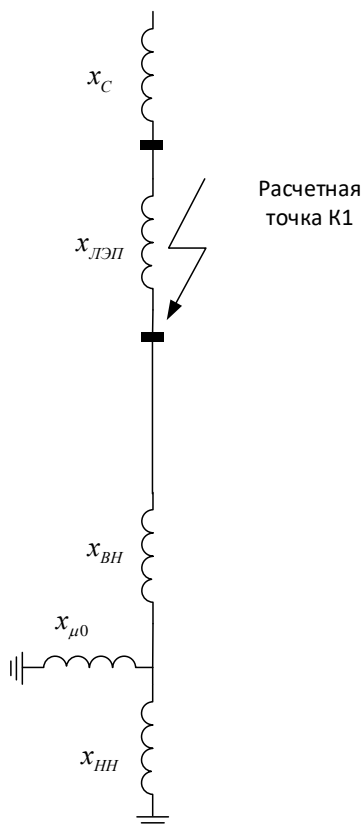


Рисунок 12 - Схема замещения нулевой последовательности

Поэтому схема замещения нулевой последовательности без учета $x_{\mu 0}$ примет вид представленный на рисунке 13, эту схему будем использовать для расчета несимметричных токов короткого замыкания. Как видно из рисунка 13, на схеме не указана расчетная точка К2, поэтому все несимметричные токи КЗ могут быть рассчитаны только для точки К1.

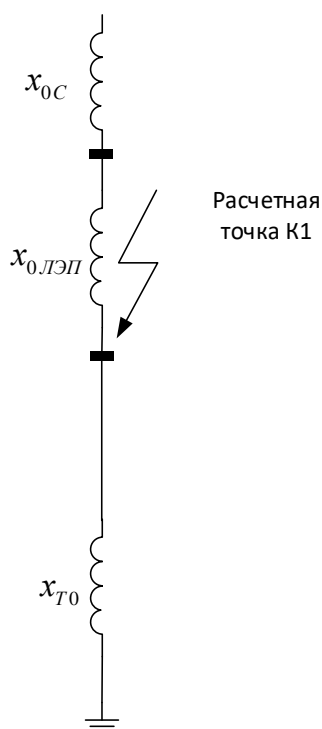


Рисунок 13 - Схема замещения нулевой последовательности используемая в расчетах

Определим параметры схем замещения для обратной и нулевой последовательностей.

Сопротивление системы обратной последовательности:
 $x_C = x_{C2} = x_{*6C} = 0,294.$

Сопротивление системы нулевой последовательности:
 $x_C = x_{0C} = x_{*6C} = 0,294.$

Сопротивление ЛЭП для схемы обратной последовательности:
 $x_{ЛЭП} = x_{2,ЛЭП} = x_{*6Л} = 2,147.$

Сопротивление ЛЭП для схемы нулевой последовательности:
 $x_{0ЛЭП} = 3,5 \cdot x_{*бл} = 3,5 \cdot 2,147 = 7,5145$.

Сопротивление трансформатора для схемы обратной последовательности: $x_T = x_{2T} = x_{*бТ} = 10,5$.

Сопротивление трансформатора для схемы нулевой последовательности: $x_T = x_{0T} \approx x_{*бТ} = 10,5$.

Сопротивление до расчетной точки К1 для схемы нулевой последовательности:

$$x_{*0резК1} = x_{0С} + x_{0ЛЭП} + x_{0T} \quad (41)$$

$$x_{*0резК1} = 0,294 + 7,516 + 10,5 = 18,31$$

Базисный ток на стороне ВН:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3}U_{вн}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,026(\text{кА}) \quad (42)$$

Однофазный ток КЗ в расчетной точке К1, периодическая составляющая:

$$I_{n0}^{(1)} = \frac{3I_{\bar{\sigma}} \cdot E_{*\bar{\sigma}}''}{2 \cdot x_{*резК1} + x_{*0резК1}} = \frac{3 \cdot 5,026 \cdot 1}{2 \cdot 2,441 + 18,31} = 0,65 \text{ (кА)} \quad (43)$$

Ударный ток однофазного КЗ в расчетной точке К1:

$$i_{y\partial}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(1)} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 0,65 \cdot 1,8 = 1,655 \text{ (кА)} \quad (44)$$

Двухфазный ток КЗ на землю в расчетной точке К1, периодическая составляющая:

$$I_{n0}^{(1.1)} = \frac{3I_{\sigma} \cdot E''_{*\sigma}}{x_{*pezK1} + 2 \cdot x_{*0pezK1}} = \frac{3 \cdot 5,026 \cdot 1}{2,441 + 2 \cdot 18,31} = 0,386 \text{ (кА)} \quad (45)$$

Ударный ток двухфазного КЗ на землю в расчетной точке К1:

$$i_{y\sigma}^{(1.1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K1}^{(1.1)} \cdot k_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot 0,386 \cdot 1,8 = 0,983 \text{ (кА)} \quad (46)$$

Двухфазный ток КЗ в расчетной точке К1, периодическая составляющая:

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\sigma} \cdot E''_{*\sigma}}{2 \cdot x_{*pezK1}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5,026 \cdot 1}{2 \cdot 2,441} = 1,781 \text{ (кА)} \quad (47)$$

Ударный ток двухфазного КЗ в расчетной точке К1:

$$i_{y\sigma}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K1}^{(2)} \cdot k_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot 1,781 \cdot 1,8 = 4,533 \text{ (кА)} \quad (48)$$

Базисный ток на стороне НН:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3}U_{nn}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55,05 \text{ (кА)} \quad (49)$$

Двухфазный ток КЗ в расчетной точке К2, периодическая составляющая:

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\sigma} \cdot E''_{*\sigma}}{2 \cdot x_{*pezK1}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 55,05 \cdot 1}{2 \cdot 12,942} = 3,68 \text{ (кА)} \quad (50)$$

Ударный ток двухфазного КЗ в расчетной точке К2:

$$i_{y\sigma}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K1}^{(2)} \cdot k_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot 3,68 \cdot 1,94 = 10,09 \text{ (кА)} \quad (51)$$

Значения токов короткого замыкания, полученные в разделах 4.1 и 4.2 сведем в итоговую таблицу 9.

Таблица 9 - Сводная таблица расчетных значений токов короткого замыкания на подстанции

Точка	Значения токов КЗ			
	$I_{n0}^{(3)} / i_{y\delta}^{(3)}$	$I_{n0}^{(1)} / i_{y\delta}^{(1)}$	$I_{n0}^{(1.1)} / i_{y\delta}^{(1.1)}$	$I_{n0}^{(2)} / i_{y\delta}^{(2)}$
К1	2,056/5,234	0,65/1,655	0,386/0,983	1,781/4,533
К2	4,24875/11,6567	-	-	3,68/10,09

По таблице 9 видно, что максимальные значения получены для трехфазного тока короткого замыкания, что подтверждается теоретической частью, поэтому эти значения необходимо использовать для выбора и проверки оборудования подстанции в разделе 5 ВКР.

Выводы по разделу 4. Составлена схема для расчета симметричных и несимметричных токов короткого замыкания и определены параметры схемы замещения необходимые для проведения расчетов на основании данных полученных в разделах 1, 2 и 3 ВКР.

Получены значения трехфазного тока короткого замыкания на стороне ВН и на стороне НН подстанции. Значение периодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени на стороне 110 кВ составило 2056 А, а на стороне 10 кВ 4279 А. Значение ударного тока трехфазного КЗ на стороне 110 кВ составило 5234 А, а на стороне 10 кВ 11657 А.

Получены значения несимметричных токов короткого замыкания на стороне ВН и НН подстанции. Полученные значения несимметричных токов КЗ оказались ниже чем симметричных, поэтому при выборе оборудования в разделе 5 ВКР будут использованы значения симметричных КЗ на стороне 110 кВ и 10 кВ.

5 Выбор оборудования электрической части понизительной подстанции после реконструкции

Выбор оборудования подстанции выполняется на основании данных полученных в разделах 1 и 4 ВКР.

Основным оборудованием подстанции, подлежащим выбору, являются:

1. Высоковольтные выключатели на напряжение 110 и 10 кВ.
2. Высоковольтные разъединители на напряжение 110 кВ, с одним и двумя заземляющими ножами.
3. Измерительные трансформаторы тока на напряжение 110 и 10 кВ.
4. Ограничители перенапряжений нелинейные, на напряжение 110 и 10 кВ.
5. Измерительные трансформаторы напряжения на напряжение 10 кВ.

Все основные параметры выбора оборудования уже были рассчитаны в предыдущих разделах ВКР. Дополнительные параметры проверки, будут рассчитаны под конкретный тип оборудования. Все расчеты связанные с выбором оборудования сводятся в соответствующие таблицы.

5.1 Выбор оборудования электрической части понизительной подстанции после реконструкции на стороне 110 кВ

Согласно схемы подстанции, на стороне 110 кВ устанавливаются два выключателя в цепи силового трансформатора.

К установке на подстанции будем выполнять проверку элегазовых выключателей [3]. Конструктивно, элегазовые высоковольтные выключатели выполняются баковыми или колонковыми. Предлагается использовать колонковые выключатели марки ВГТ-110.

Требуемое значение номинального тока выключателя:

$$I_{ном.выкл} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 70,286 \text{ (А)} \quad (52)$$

Значение времени момента размыкания контактов выключателя:

$$\tau_{откл} = t_{P3 \min} + t_{c.в.откл} = 0,01 + \Delta t_c + t_{c.в.откл}, \quad (53)$$

где $t_{P3 \min}$ - минимальное время срабатывания релейной защиты;

$t_{c.в.откл}$ - собственное время отключения выключателя.

Для рассматриваемого выключателя ВГТ определим по выражению (53) значение времени момента размыкания контактов:

$$\tau_{откл} = 0,01 + 0,038 = 0,048. \text{ (с)} \quad (54)$$

Ток в момент размыкания контактов выключателя:

$$I_{нт} = \gamma \cdot I_{n0}, \quad (55)$$

где γ - коэффициент затухания периодической составляющей тока КЗ.

Для определения коэффициента затухания определим отношение тока системы к току периодической составляющей в начальный момент времени:

$$I_{*n0(H)} = \frac{I_{n0}}{I_H} = \frac{I_{n0} \cdot U_{ном}}{S_k} = \frac{2,056 \cdot 115}{3400000} = 6,95 \approx 7, \quad (56)$$

Используя значение полученное в выражении (56), определим кривую на рисунке 14, (показана красным цветом). Воспользуемся значением времени полученном в выражении (54) и определим $\gamma = 0,64$, тогда по выражению (55) получим:

$$I_{нт} = \gamma \cdot I_{n0} = 0,64 \cdot 2,056 = 1,31584. \text{ (кА)}$$

Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания в момент размыкания контактов выключателя:

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{-\frac{\tau_{omkl}}{T_a}}, \quad (57)$$

где T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ для расчетной точки установки высоковольтного выключателя.

Для стороны 110 кВ проектируемой подстанции постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ:

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{r_{\Sigma}} \cdot \frac{1}{2\pi f}, \quad (58)$$

где $\frac{x_{\Sigma}}{r_{\Sigma}}$ - отношение индуктивного и активного сопротивления цепи до точки КЗ;
 f - частота напряжения в сети, равная 50 Гц.

Так как до расчетной точки КЗ – К1 в расчетной схеме (рисунок 11а) присутствуют система и линия, то определим соотношение сопротивлений, приняв, что отношение для системы, равно $\frac{x_C}{r_C} = 50$. Тогда зная индуктивное сопротивление линии, $x_L = 0,4 \cdot 71 = 28,4$, активное сопротивление линии $r_L = 0,3 \cdot 71 = 21,3$, тогда $\frac{x_L}{r_L} = \frac{28,4}{21,3} = 1,3$. Тогда суммарное сопротивление до точки установки высоковольтного выключателя, будет равно 51,3 и по выражению (58) получим:

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{r_{\Sigma}} \cdot \frac{1}{2\pi f} = 51,3 \cdot \frac{1}{2\pi \cdot 50} = 0,163,$$

а аperiodическая составляющая в момент размыкания контактов выключателя:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{н0} \cdot e^{\frac{-\tau_{откл}}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 2,056 \cdot e^{\frac{-0,048}{0,163}} = 2,166 \text{ (кА)}.$$

Для рассматриваемого к установке высоковольтного выключателя, определим номинальное значение аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{а_{ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{откл_{ном}} \cdot \left(1 + \frac{\beta}{100}\right) = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{23}{100}\right) = 69,57$$

где $I_{откл_{ном}}$ - номинальный ток отключения выключателя;

β - содержание аperiodической составляющей в токе КЗ в момент размыкания контактов выключателя, определяется по расчетным кривым по значению $\tau_{откл}$ из [13], $\beta = 23\%$.

Для проверки на термическую стойкость необходимо определить тепловой импульс тока КЗ:

$$B_K = (I_{но}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} \cdot T_a) = 2,056^2 \cdot (0,038 \cdot 0,163) = 0,0261 \quad (59)$$

Выбор и проверка высоковольтного выключателя марки ВГТ 110 представим сравнением каталожных и расчетных параметров в таблице 10.

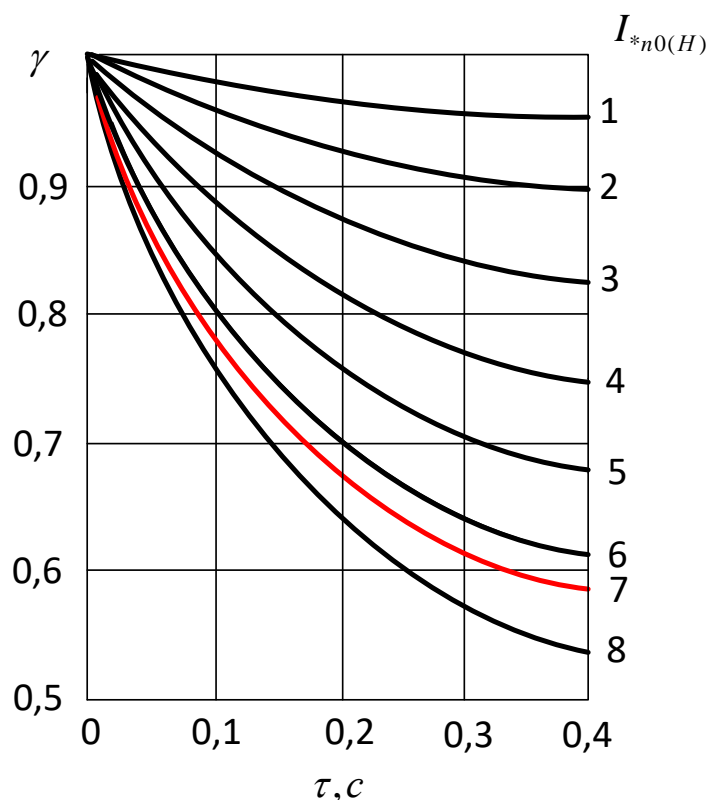


Рисунок 14 - Кривые для определения коэффициента затухания периодической составляющей тока КЗ

Таблица 10 - Параметры выбора высоковольтного выключателя 110 кВ

Наименование параметра	Расчетное значение параметра	Каталожное значение параметра	Единица измерения параметра	Соответствие расчетного значения каталожному
1	2	3	4	5
Номинальное напряжение	110	110	кВ	да
Номинальный ток	70,286	2000	А	да
Номинальный ток отключения (периодическая составляющая ТКЗ в момент размыкания контактов), $I_{нг}$	1,31584	40	кА	да
Номинальный ток отключения (апериодическая составляющая ТКЗ в момент размыкания контактов), $i_{ат}$	2,166	69,57	кА	да

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5
Проверка по электродинамической стойкости	2,056	40	кА	да
Проверка по динамической стойкости	5,234	102	кА	да
Проверка на термическую стойкость	0,0261	4800	А ² с	да

К установке на подстанции принимаем высоковольтный колонковый выключатель с элегазовой изоляцией марки ВГТ-110 [1].

Также на подстанции необходимо выбрать к установке разъединители. На подстанции устанавливаются разъединители в цепи линии, в цепи трансформатора и в ремонтной перемычке. Все разъединители будут иметь одинаковые условия выбора, но различаться по конструктивному исполнению, так как согласно схемы подстанции необходимо установить разъединители с двумя и одним заземляющим ножом. Так как условия и параметры выбранных разъединителей на напряжение 110 кВ одинаковые, то выберем однотипные разъединители марки РГ-110. Параметры выбора разъединителей отличаются от параметров выбора выключателей тем, что разъединитель не производит коммутаций. При выборе разъединителя используем ранее рассчитанные параметры для высоковольтного выключателя, выбор сведем в таблицу 11.

Таблица 11 - Параметры выбора высоковольтного разъединителя

Наименование параметра	Расчетное значение параметра	Каталожное значение параметра	Единица измерения параметра	Соответствие расчетного значения каталожному
Номинальное напряжение	110	110	кВ	да
Номинальный ток	70,286	1000	А	да
Проверка по динамической стойкости	5,234	80	кА	да
Проверка на термическую стойкость	0,0261	2976,75	А ² с	да

Все параметры разъединителя удовлетворяют расчетным и этот разъединитель марки РГ-110 [12] может быть принят к установке на подстанции.

Для проведения измерений тока на подстанции должны быть предусмотрены измерительные трансформаторы тока. Для установки на подстанции, согласно выбранной схемы должны быть предусмотрены измерительные трансформаторы тока в цепи линии и в цепи силового трансформатора. Для установки на подстанции предлагается рассмотреть вариант установки комбинированных оптических трансформаторов тока и напряжения, а также оптических трансформаторов тока [29]. В цепи силового трансформатора предлагается установить оптический трансформатор тока, а цепи линии – комбинированный оптический измерительный трансформатор, который сочетает в себе как функции измерения тока и напряжения. Отличительной особенностью выбора оптических трансформаторов тока и напряжения является отсутствие необходимости расчета мощности подключаемых измерительных приборов [28], так как все подключения выполняются по цифровому интерфейсу. Однако, необходимо провести выбор по электрическим параметрам сети, аналогичный выбору разъединителей. Выбор трансформаторов тока сведем в таблицу 12. Для установки на подстанции выполним проверку возможности использования зарубежного оборудования, так как в настоящее время отсутствуют каталожные данные для подобного оборудования российского производства. Рассмотрим комбинированный измерительный трансформатор марки NXVCT и трансформатор тока NXCT производства компании NHT phase, Канада. Оба измерительных трансформатора входят в Госреестр средств измерения.

Так как каталожные параметры измерительных трансформаторов соответствуют расчетным, то к установке на подстанции принимаем выбранные оптические измерительные трансформаторы.

Для установки трансформаторов тока на вводах силового трансформатора применим также оптические трансформаторы, но только

российского производства марки ТТЭО – Г – 3 – 100. Проверка данных трансформаторов не требуется, так как они устанавливаются на вводе силового трансформатора и имеют гибкую контракцию, но не имеют токовых частей.

Для открытого распределительного устройства на стороне 110 кВ необходимо выбрать сборные шины и токоведущие части для присоединения силового трансформатора. На подстанции предлагается использовать гибкую ошиновку. Для выбора проводников сечения проводника выберем по максимальному току:

$$I_{\max} = 1,4 \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = 1,4 \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73,5 \text{ (А)} \quad (60)$$

Таблица 12- Таблица выбора измерительных трансформаторов

Наименование параметра	Расчетное значение параметра	Каталожное значение параметра для комбинированного	Каталожное значение параметра для трансформатора	Единица измерения параметра	Соответствие расчетного значения
Номинальное напряжение	110	110	110	кВ	да
Номинальный ток	70,286	100	100	А	да
Проверка на электродинамическую стойкость	5,234	170	170	кА	да
Проверка на термическую стойкость	0,0261	3969	3969	А ² с	да

Сечение провода:

$$q = \frac{I_{\max}}{J} = \frac{I_{\max}}{1} = 73,5 \text{ (мм}^2\text{)} \quad (61)$$

Полученное значение округляем до ближайшего большего и выбираем провод марки АС-95/16. Расстояние между фазами принимаем 300 мм. Для данного провода допустимы ток составляет 330 А, что удовлетворяет условию.

Проверку на термическую стойкость выбранного провода не проводим, так как все провода расположены на открытом воздухе. Проверка на схлестывание проводов также не проводится так как расчетное значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ в начальный момент времени меньше 20 кА [13]. Выполним проверку на коронирование, так как для напряжения 110 кВ минимальным сечением является 70 мм². Определим значение начальной критической напряженности электрического поля:

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,68}} \right) = 33,8 \text{ (кВ/см)} \quad (62)$$

Напряженность электрического поля вокруг провода:

$$E = \frac{0,354U}{r_0 \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 110}{0,68 \cdot \lg \frac{300}{0,68}} = 21,65 \text{ (кВ/см)} \quad (63)$$

Коронирование провода не происходит если выполняется условие:

$$1,07E \leq 0,9E_0 \quad (64)$$

Проверим данное условие по полученным в (62) и (63) значениям:

$$1,07 \cdot 21,65 = 23,169 < 30,42 = 0,9 \cdot 33,8$$

Так как условие выполняется, коронирования проводов гибкой ошиновки ОРУ 110 кВ нет.

5.2 Выбор оборудования электрической части понизительной подстанции после реконструкции на стороне 10 кВ

Для установки в закрытом распределительном устройстве подстанции выберем комплектные ячейки заводского производства. Преимуществом комплектных ячеек заводского производства является упрощение выбора оборудования при проектировании. Основным этапом при выборе оборудования является выбор выключателя, измерительных трансформаторов тока и напряжения. Типы ячеек, подлежащих выбору:

- Вводная ячейка (2шт)
- Секционного выключателя (1 шт)
- Ячейка секционного разъединителя (1 шт)
- Ячейка трансформатора напряжения (2 шт)
- Ячейка отходящей линии (5 шт)
- Резервные ячейки (2 шт.)

Выберем выключатель для каждого типа ячеек. Выключатели устанавливаются в следующие типы ячеек: вводная ячейка; ячейка секционного выключателя; ячейка отходящей линии.

Номинальный ток определим по выражению (52).

Для вводной и секционной ячеек:

$$I_{\text{ном.выкл}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 808,3 \quad (\text{А})$$

Для ячеек отходящих линий:

$$I_{\text{ном.выкл}} = \frac{S_{\text{max.потр.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 173,2 \quad (\text{А})$$

Постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ для шин 10 кВ подстанции по [13] и [15] равна $T_a = 0,12$, тогда по выражению (57) получим:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 4,24875 \cdot e^{\frac{-0,03}{0,12}} = 4,679 \text{ (кА)}$$

Номинальное значение аperiodической составляющей тока КЗ для вакуумных выключателей:

$$i_{a_{ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{откл_{ном}} \cdot \left(1 + \frac{\beta}{100}\right) = \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right) = 24,748 \text{ (кА)}$$

Тепловой импульс в момент размыкания контактов выключателя:

$$B_K = (I_{но}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 4,24875^2 \cdot (0,03 + 0,12) = 2,7$$

Выбор выключателей на стороне 10 кВ сведем в таблицу 13. Так как расчетные значения не превышают каталожных к установке принимаем вакуумные выключатели [8], входящие в комплектные распределительные ячейки КРУ 2-15Р производства компании «АПЕКС» [21]. Для установки на подстанции примем шинные трансформаторы тока марки ТТЭО – Ш – 3. Данный тип трансформаторов необходимо выбрать только по номинальному току для каждого типа ячейки, Выбор трансформаторов тока сведем в таблицу 14.

Таблица 13 – Выбор высоковольтных выключателей 10 кВ

Наименование параметра	Тип ячейки					
	Вводная ячейка ВБМУ-10-12,5		Ячейка секционного выключателя ВБМУ-10-12,5		Ячейка отходящей линии ВБМУ-10-12,5	
	Расчетное значение параметра	Каталожное значение параметра	Расчетное значение параметра	Каталожное значение параметра	Расчетное значение параметра	Каталожное значение параметра
Номинальное напряжение	10 кВ	10 кВ	10 кВ	10 кВ	10 кВ	10 кВ
Номинальный ток	808,3 А	1250 А	808,3 А	1250 А	173,2 А	630 А
Номинальный ток отключения (периодическая составляющая ТКЗ в момент размыкания контактов), I_{nr}	11,6567 кА	12,5 кА	11,6567 кА	12,5 кА	11,6567 кА	12,5 кА
Номинальный ток отключения (апериодическая составляющая ТКЗ в момент размыкания контактов), i_{ar}	4,679 кА	24,478 кА	4,679 кА	24,478 кА	4,679 кА	24,478 кА
Проверка по электродинамической стойкости	4,24875 кА	12,5 кА	4,24875 кА	12,5 кА	4,24875 кА	12,5 кА
Проверка по динамической стойкости	11,6567 кА	32 кА	11,6567 кА	32 кА	11,6567 кА	32 кА
Проверка на термическую стойкость	2,7 кА ² с	3072 кА ² с	2,7 кА ² с	3072 кА ² с	2,7 кА ² с	3072 кА ² с

Таблица 14 - Выбор измерительных трансформаторов тока на стороне 10 кВ

Наименование параметра	Тип ячейки					
	Вводная ячейка ВБМУ-10-12,5		Ячейка секционного выключателя ВБМУ-10-12,5		Ячейка отходящей линии ВБМУ-10-12,5	
	Расчетное значение параметра	Каталожное значение параметра	Расчетное значение параметра	Каталожное значение параметра	Расчетное значение параметра	Каталожное значение параметра
1	2	3	4	5	6	7
Номинальный ток	808,3 А	1000 А	808,3 А	1000 А	173,2 А	200 А
Марка ТТ	ТТЭО-Ш-3-1000		ТТЭО-Ш-3-1000		ТТЭО-Ш-3-200	

Для измерения напряжения на подстанции, на стороне 10 кВ необходимо предусмотреть установку оптических трансформаторов напряжения. К установке предлагаются оптические трансформаторы напряжения марки ЦТТ

6(10) производства ООО НПО «Цифровые измерительные трансформаторы» [22].

Выводы по разделу 5. Выбраны высоковольтные выключатели на стороне 110 и 10 кВ проектируемой подстанции. На стороне 110 кВ принят высоковольтный колонковый выключатель ВГТ-110, на стороне 10 кВ вакуумный выключатель ВБМУ-10-12,5.

Выбраны разъединители марки РГ-110-2 и РГ-110-1 для установки на ОРУ 110 кВ проектируемой подстанции.

Выбрана гибкая ошиновка ОРУ 110 кВ и выполнена проверка на коронированные проводов. Гибкую ошиновку ОРУ 110 кВ предполагается выполнить приводом парк АС-95/16.

Выбраны оптические трансформаторы тока и напряжения, которые позволяют осуществлять подключение измерительных цепей и цепей релейной защиты. При этом все сигналы передаются по оптическим каналам связи и не требуется дополнительная проверка измерительных трансформаторов и выбор их по мощности обмоток.

6 Релейная защита силовых трансформаторов

«Релейная защита силового трансформатора должна обеспечивать защиту от ненормальных и опасных режимов:

- перегрузка по одной или трем фазам, приводящим к повышению тока, проходящего через обмотки,
- замыкание на землю или на нейтраль одного или всех выводов трансформатора с высокой или низкой стороны,
- межфазные замыкания внутри обмоток и со стороны выводящих шин,
- замыкания внутри обмоток трансформатора» [10].

«Для защиты силовых трансформаторов при повреждениях и сигнализации о нарушении нормальных режимов работы применяются следующие типы защиты:

- Дифференциальная защита - для защиты при повреждениях обмоток, вводов и ошиновки трансформаторов;
- Токовая отсечка мгновенного действия - для защиты трансформаторов при повреждениях ошиновки, вводов и части обмотки со стороны источника питания;
- Газовая защита - для защиты при повреждениях внутри бака трансформатора, сопровождающихся выделением газа, а также при понижении уровня масла;
- Максимальная токовая или максимальная токовая направленная защита, реагирующая на фазные токи, а также на токи нулевой и обратной последовательностей, максимальная токовая защита с пуском минимального напряжения, дистанционная защита – для защиты от сверхтоков, проходящих через трансформатор при повреждении как самого трансформатора, так и других связанных с ним элементов;
- От замыкания на корпус;

– От перегрузки» [9].

Данные для расчета уставок релейной защиты силового трансформатора представлены в таблице 15. При расчете уставок использованы источники [10], [9]. В качестве устройства релейной защиты выбраны микропроцессорные, так как использование электромеханических и электронных устройств не актуально.

Таблица 15 - Исходные данные для расчета уставок релейной защиты силового трансформатора

Параметр	Обозначение параметра	Значение	Единица измерения
Номинальная мощность силового трансформатора	$S_{ном}$	10000	кВА
Номинальное напряжение обмотки ВН	$U_{ВН}$	115	кВ
Номинальное напряжение обмотки НН	$U_{НН}$	10,5	кВ
Число ступеней регулирования РПН	n	19	шт.
Шаг регулирования РПН	ΔU	1,78	%

Значения максимальных погрешностей измерительных ТТ:

$$\varepsilon_{макс} = 0,1; \varepsilon_{мин} = 0,1; \varepsilon_{0,5} = 0,1; \varepsilon_{раб,макс} = 0,1; \varepsilon_{1,5} = 0,1$$

Номинальный ток в обмотках ВН:

$$I_{ВН} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,2 \text{ (А)} \quad (65)$$

Номинальный ток в обмотках НН:

$$I_{HH} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 549,85. \text{ (A)} \quad (66)$$

Максимальный ток в канале измерения:

обмотка ВН:

$$I_{\text{макс ПТН ВН}} = k_{\text{пер}} \cdot \frac{I_{n0}^{(3)}}{K_{\text{ТТ ВН}}} = 2 \cdot \frac{2056}{80} = 51,4. \text{ (A)} \quad (67)$$

где $k_{\text{пер}} = 2$ – коэффициент переходного режима;

$K_{\text{ТТ}}$ - коэффициент трансформации ТТ.

обмотка НН:

$$I_{\text{макс ПТН НН}} = k_{\text{пер}} \cdot \frac{I_{n0}^{(3)}}{K_{\text{ТТ НН}}} = 2 \cdot \frac{4248}{600} = 14,16. \text{ (A)} \quad (68)$$

Проверка платы преобразования тока в напряжение (ПТН):

на стороне ВН:

$$\frac{I_{ВН}}{K_{\text{ТТ ВН}}} = \frac{50,2}{80} = 0,6, \text{ (A)} \quad (69)$$

на стороне НН:

$$\frac{I_{НН}}{K_{\text{ТТ НН}}} = \frac{549,9}{600} = 0,9165. \text{ (A)} \quad (70)$$

Для стороны ВН и НН ПТН выбраны правильно.

Выполним расчет уставки дифференциальной токовой отсечки (ДТО).

Относительный расчётный ток небаланса определяется после определения диапазона регулирования:

$$U_{рег} = \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100} = \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} = 0,16. \quad (71)$$

Значение относительного расчётного тока небаланса при максимальном тормозном токе внешнего КЗ:

$$I_{НБ\ расч} = (k_{пер2} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{макс} + U_{рег} + \gamma) \cdot \frac{I_{К\ макс\ НН\ прив}}{I_{ВН}}, \quad (72)$$

$$I_{НБ\ расч} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,05) \cdot \frac{387,95}{50,2} = 3,55, \text{ (о.е)}$$

где $k_{пер2}$ - коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в

переходном режиме, примем 2;

k_a - коэффициент однотипности измерительных трансформаторов тока, примем 1;

$I_{К\ макс\ НН\ прив}$ - ток КЗ на стороне НН приведённый к стороне ВН;

$\varepsilon_{макс}$ - максимальное значение погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем току $I_{К\ макс\ НН\ прив}$;

$I_{ВН}$ - ток в обмотке ВН;

γ - относительная погрешность цифрового выравнивания токов плеч, примем равной 5%.

Уставка ДТО:

$$I_{ДТО} = K_{отс} \cdot I_{НБ\ расч} = 1,2 \cdot 3,55 = 4,27, \text{ (о.е)} \quad (73)$$

где $K_{отс}$ - коэффициент отстройки, примем равным 1,2.

Расчет уставки начального тока срабатывания ДЗТ.

Относительный расчетный ток небаланса:

$$I_{НБ\ расч} = 0,5 \cdot (k_{пер3} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{0,5} + U_{рег} + \gamma) = 0,5 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,05) = 0,155, \quad (74)$$

где $k_{пер3}$ - коэффициент переходного режима, равен 1;

$\varepsilon_{0,5}$ - максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем $0,5I_{ном\ тр\ ВН}$.

Уставка начального срабатывания ДЗТ:

$$I_{ДЗТ\ нач} = k_{отс2} \cdot I_{НБ\ расч} = 1,5 \cdot 0,155 = 0,24, \quad (75)$$

где $k_{отс2}$ - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас, примем равным 1,5.

Значение уставки $I_{ДЗТ\ нач}$ рекомендуется принимать не ниже 0,3 о.е. поэтому принимаем $I_{ДЗТ\ нач} = 0,3$.

Расчет уставки коэффициента торможения второго участка характеристики торможения ДЗТ.

Ток срабатывания ДЗТ при токе торможения $I_{торм2} = 1,5$:

$$I_{ДЗТ2} = k_{отс} \cdot 1,5(k_{пер} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{1,5} + U_{рег} + k_{выр}), \quad (76)$$

$$I_{ДЗТ2} = 1,2 \cdot 1,5(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,05) = 0,74,$$

где $k_{пер}$ - коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока, примем равным 2;

$\varepsilon_{1,5}$ - максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем $1,5I_{\text{ном тр ВН}}$;

$U_{\text{рег}}$ - относительные погрешности, обусловленные регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора.

Коэффициент торможения на втором участке тормозной характеристики:

$$K_{\text{ТОРМ}2} = I_{\text{ДЗТ}2} - I_{\text{ДЗТ нач}} = 0,74 - 0,3 = 0,44. \quad (77)$$

Расчет уставки коэффициента торможения третьего участка характеристики торможения ДЗТ.

Тормозной ток соответствующий максимальному току внешнего КЗ:

$$I_{\text{К торм}} = \left(1 - \frac{k_{\text{пер}2} \cdot \varepsilon_{\text{МАКС}}}{2}\right) \cdot \frac{I_{\text{К МАКС внеш}}}{I_{\text{ВН}}} = \left(1 - \frac{2,5 \cdot 0,1}{2}\right) \cdot \frac{387}{50,2} = 6,77. \quad (78)$$

Уставка коэффициента торможения на третьем участке:

$$K_{\text{ТОРМ}3} = \frac{I_{\text{ДТО}} - I_{\text{ДЗТ}2}}{I_{\text{К торм}} - I_{\text{ТОРМ}2}} = \frac{4,27 - 0,74}{6,77 - 1,5} = 0,67. \quad (79)$$

Выбор уставки начального тока срабатывания ДЗТ группы чувствительных уставок.

Погрешность, обусловленная регулятором напряжения, рассчитывается для группы «чувствительных» уставок:

$$U_{\text{рег}}^{\wedge} = \frac{3\Delta U}{100\%} = \frac{3 \cdot 1,78}{100\%} = 0,053. \quad (80)$$

Расчетный ток небаланса:

$$I'_{НБ\ расч} = 0,5 \cdot (k_{пер3} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{0,5} + U'_{рег} + \gamma), \quad (81)$$
$$I'_{НБ\ расч} = 0,5 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,053 + 0,05) = 0,102.$$

Уставка начального тока срабатывания ДЗТ:

$$I'_{ДЗТ\ нач} = k_{отс2} \cdot I'_{НБ\ расч} = 1,5 \cdot 0,102 = 0,15. \quad (82)$$

Уставку ДЗТ примем $I'_{ДЗТ\ нач} = 0,3$ о.е.

Ток срабатывания ДЗТ, если ток торможения $I_{торм2} = 1,5$.

$$I'_{ДЗТ2} = k_{отс} \cdot 1,5 \cdot (k_{пер} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{1,5} + U'_{рег} + k_{выр}), \quad (83)$$
$$I'_{ДЗТ2} = 1,2 \cdot 1,5 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,053 + 0,05) = 0,54.$$

Коэффициент торможения на втором участке тормозной характеристики:

$$K'_{ТОРМ2} = I'_{ДЗТ2} - I'_{ДЗТ\ нач} = 0,54 - 0,3 = 0,24. \quad (84)$$

Определим уставку $I'_{ДТО}$ для группы «чувствительных» уставок:

$$I'_{ДТО} = K_{отс} (k_{пер2} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{МАКС} + U'_{рег} + \gamma) \cdot \frac{I_{К\ макс\ НН\ прив}}{I_{ВН}}, \quad (85)$$
$$I'_{ДТО} = 1,2(2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,053 + 0,05) \cdot \frac{387}{50,2} = 3,27.$$

Коэффициент торможения на третьем участке:

$$K_{ТОРМЗ} = \frac{I'_{ДТО} - I'_{ДЗТ2}}{I_{К\ торм} - I_{торм2}} = \frac{3,27 - 0,54}{6,77 - 1,5} = 0,52. \quad (86)$$

Коэффициент чувствительности ДЗТ:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{К\ мин\ НН\ прив} \cdot (1 - \varepsilon_{\text{мин}})}{I_{ВН} \cdot I_{ДЗТ\ нач}} = \frac{387 \cdot (1 - 0,1)}{50,2 \cdot 0,3} = 23,127, \quad (87)$$

где $I_{К\ мин\ НН\ прив}$ - минимальное значение периодической составляющей тока КЗ защищаемой зоне, приведённое к стороне ВН;
 $I_{ДЗТ\ нач}$ - ставка начального тока срабатывания ДЗТ, принятая равной 0,3.

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям расчета, так как полученное значение выше двух.

Относительный расчётный ток небаланса:

$$I_{НБ\ расч} = 1 \cdot (k_{пер3} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{\text{раб\ макс}} + U_{рег} + \gamma) = 1 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,053 + 0,05) = 0,2, \quad (88)$$

«где $k_{пер3}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим (принято отсутствие апериодической составляющей тока в нагрузочном режиме), принятое значение 1».

$$I_{НБ} = K_{ОТС} \cdot I_{НБ\ расч} = 1,1 \cdot 0,31 = 0,34. \quad (89)$$

Уставка сигнализации небаланса:

$$K_{НБ} = \frac{I_{НБ}}{I_{ДЗТ\ нач}} = \frac{0,34}{0,3} = 1,14. \quad (90)$$

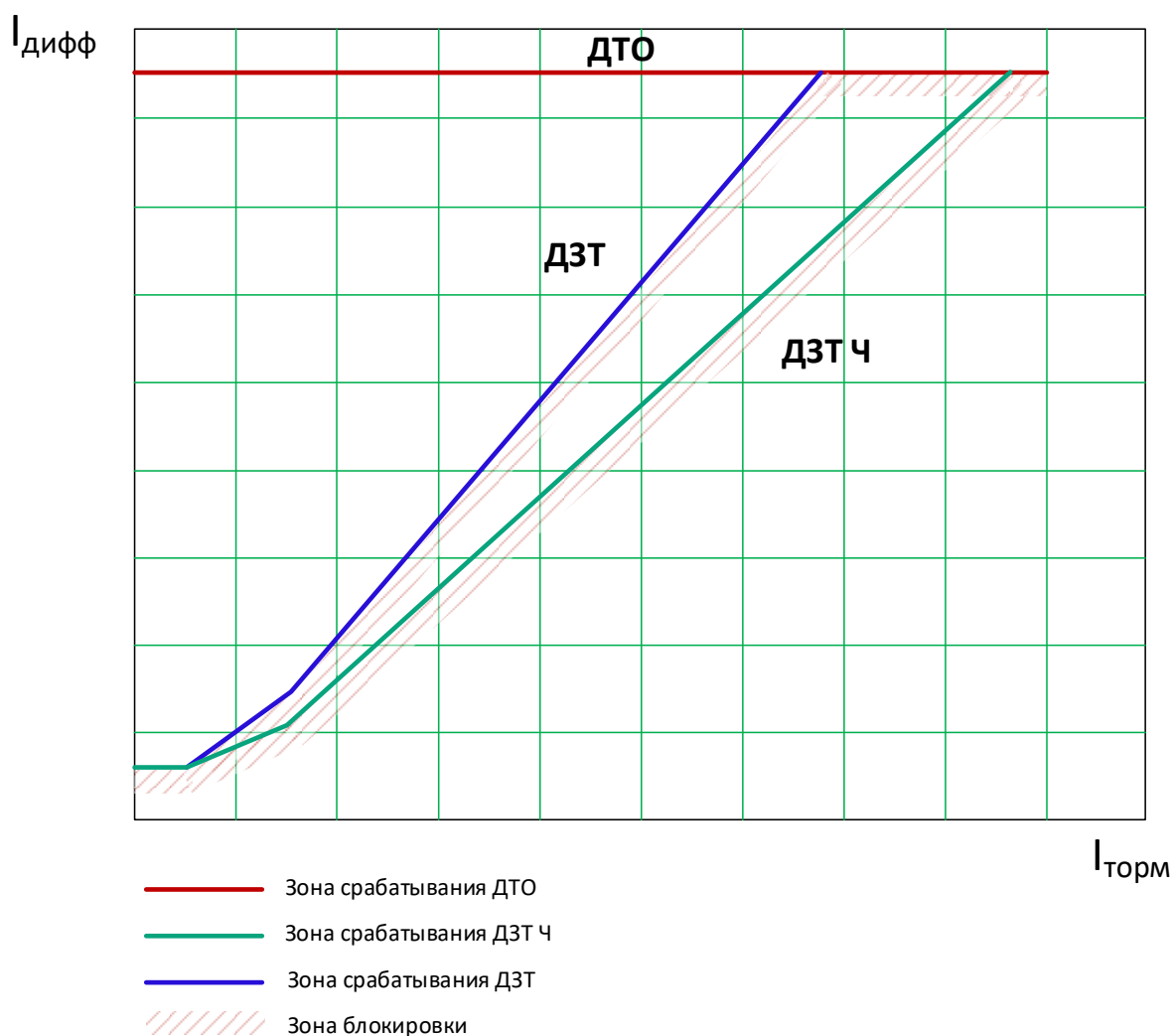


Рисунок 15 - Характеристики ДТО, ДЗТ и «чувствительного» органа ДЗТ (ДЗТ Ч)

Выводы по разделу 6. Выполнен расчет уставок срабатывания для микропроцессорного терминала защиты силового трансформатора.

Построена характеристика срабатывания дифференциальной защиты силового трансформатора.

Выполнена проверка чувствительности дифференциальной защиты силового трансформатора. Согласно расчетному значению рассчитанные уставки защиты обеспечивают требуемый уровень чувствительности и обеспечивает защиту силового трансформатора от повреждений.

7 Молниезащита и заземление подстанции

Все объекты электросетевого комплекса должны защищаться от внешних и внутренних перенапряжений. К внешним перенапряжениям относятся прямые удары молнии и индуктированные перенапряжения, т.е. когда перенапряжение возникает из-за попадания молнии вблизи оборудования подстанции. Для защиты территории подстанции от попадания молнии необходимо выполнять установку молниеотводов, а их количество и высота должны выбираться расчетным путем. Кроме того, входящие и отходящие линии электропередачи должны быть также защищены от прямых ударов молнии с помощью тросовых молниеотводов. Тросовые молниеотводы устанавливаются на опорах подстанции и защищают провода воздушных линий. Угол защиты тросовых молниеотводов обычно принимается равным 20 градусам. Все объекты молниезащиты должны быть присоединены к контуру заземления, сопротивление которого должно быть рассчитано согласно требованиям ПУЭ [11], [5].

7.1 Расчет системы молниезащиты подстанции

Наиболее высоким объектом является линейная порталная опора высотой 9,7 м. Расчет зон молниезащиты будем выполнять со степенью надежности 0,99. Высота молниеотвода не должна превышать 30 м. Рассмотрим вариант установки 4 молниеотводов по периметру подстанции [19]. Размеры подстанции 35x40 м. Примем расстояния между молниеотводами $l_1 = 30$ м, $l_2 = 35$ м, тогда предельное расстояние между молниеотводами

$$L = \sqrt{l_1^2 + l_2^2} = \sqrt{30^2 + 35^2} = 46,09 \text{ (м)} \quad (91)$$

Превышение высоты молниеотвода над высотой защищаемого объекта:

$$h_a = \frac{L}{8} = \frac{46,09}{8} = 5,76. \quad (92)$$

Высота молниеотвода:

$$h = h_x + h_a = 9,7 + 5,76 = 15,46 \text{ (м)} \quad (93)$$

Примем типовое значение высоты молниеотвода СМ-20 – 20 м, тогда из выражения (93) получим:

$$h_a = h - h_x = 20 - 9,7 = 10,3 \text{ (м)}$$

Проверим выполнение условия:

$$L \leq 8(h - h_x) \leq 8h_a, \quad (94)$$

$$46,09 \leq 82,4 \leq 82,4.$$

Условие выполняется, тогда определим высоту вершины конуса для стержневого молниеотвода (h_0), а также радиусы защиты стержневого молниеотвода на уровне земли (r_0) и на высоте защищаемого объекта (r_x) по формулам:

$$h_0 = 0,92 \cdot h = 18,4, \text{ (м)} \quad (95)$$

$$r_x = 1,5(h - 1,1h_x) = 1,5(20 - 1,1 \cdot 9,7) = 13,995 \approx 14, \text{ (м)} \quad (96)$$

$$r_0 = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 20 = 30, \text{ (м)} \quad (97)$$

Высота средней части попарно взятых молниеотводов определяется по выражениям, представленным ниже:

– для молниеотводов с наименьшим расстоянием:

$$h_{\min 1} = h_{c1} = h_0 - 0,14(l_1 - h) = 18,4 - 0,14(30 - 20) = 28,6, \text{ (м)} \quad (98)$$

– для молниеотводов с наибольшим расстоянием:

$$h_{\min 2} = h_{c2} = h_0 - 0,14(l_2 - h) = 18,4 - 0,14(35 - 20) = 27,9, \text{ (м)} \quad (99)$$

Для выбранного типового молниеотводов ширина средней части зоны попарно взятых молниеотводов на уровне земли составит:

$$r_c = r_0 = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 20 = 23,2. \text{ (м)} \quad (100)$$

На уровне защищаемого объекта ширина средней части зоны попарно взятых молниеотводов определяются по формулам:

– для ближайших молниеотводов:

$$r_{cx1} = r_0 \cdot \frac{h_{c1} - h_x}{h_{c1}} = 23,2 \cdot \frac{28,6 - 9,7}{28,6} = 15,33. \text{ (м)} \quad (101)$$

– для удаленных молниеотводов:

$$r_{cx2} = r_0 \cdot \frac{h_{c2} - h_x}{h_{c2}} = 23,2 \cdot \frac{27,9 - 9,7}{27,9} = 15,12. \text{ (м)} \quad (102)$$

План молниезащиты подстанции с указанием точек установки молниеотводов, а также с рассчитанной зоной действия молниезащиты представлен в графической части ВКР на формате А1.

7.2 Заземление подстанции

«Заземляющее устройство для установок 110 кВ и выше выполняется из вертикальных заземлителей; соединительных полос; полос, расположенных вдоль рядов оборудования и выравнивающих полос, проложенных в поперечном направлении и создающих заземляющую сетку с переменным шагом. Для $\tau = 0,048 \text{ с}$, находим $U_{np.\dot{d}on} = 500 \text{ В}$ » [5].

«Коэффициент для сложных заземлителей из горизонтальных и вертикальных проводников:

$$K_{II} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_g \cdot L_2}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}}, \quad (103)$$

где $M = 0,5$ параметр, зависящий от $\frac{\rho_1}{\rho_2}$, т. к. грунт принят

однородным, то $\frac{\rho_1}{\rho_2} = 1$;

l_g – длина вертикального заземлителя, принята 3 м;

L_2 – длина горизонтальных заземлителей, принята 424 м;

a – расстояние между вертикальными заземлителями, принято 3 м;

S – площадь заземляющего устройства, принята 930 м^2 » [5].

По (103) получим:

$$K_{II} = \frac{0,5 \cdot 0,94}{\left(\frac{3 \cdot 424}{3 \cdot \sqrt{930}} \right)^{0,45}} = 0,144.$$

«Коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека R_u и сопротивлению растекания тока от ступней R_c :

$$\beta = \frac{R_u}{R_u + R_c}, \quad (104)$$

где R_u - сопротивление тела человека, принято 1000 Ом,

R_c - сопротивление растекания тока, принята $1,5\rho_{\epsilon.c}$,

$\rho_{\epsilon.c}$ - удельное сопротивление верхнего слоя грунта, в данном случае это чернозем, поэтому $\rho_{\epsilon.c} = 20 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ » [5].

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 20} = 0,97.$$

Напряжение на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{np.\dot{\omega}on}}{K_{II}}, \quad (105)$$

$$U_3 = \frac{500}{0,144} = 3472,2 \text{ В},$$

что в пределах допустимого значения, т.е. ниже 10000 В.

«Сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{3.\dot{\omega}on} \leq \frac{U_3}{I_3}, \quad (106)$$

где I_3 - ток однофазного короткого замыкания» [5].

$$R_{з.дон} = \frac{3472,2}{1655} = 2,098 \text{ Ом.}$$

Расчетная модель заземлителя представляет собой квадрат со стороной $\sqrt{S} = \sqrt{930} = 30,5 \text{ м}$. Число ячеек по стороне квадрата:

$$m = \frac{L_z}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (107)$$

$$m = \frac{424}{2 \cdot 30,5} - 1 = 5,95.$$

Принимаем $m = 6$.

Длина полос в расчетной модели:

$$L'_z = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot \sqrt{930} \cdot (6 + 1) = 67,99 \approx 68, \quad (108)$$

Длина сторон ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{930}}{6} = 5,082, \quad (109)$$

Число вертикальных заземлителей, расположенных по периметру контура, при условии, $\frac{a}{l_g} = 1$:

$$n_g = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_g} = \frac{\sqrt{930} \cdot 4}{1 \cdot 3} = 40, \quad (110)$$

Принимаем $n_g = 40$

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_g = l_g \cdot n_g = 3 \cdot 40 = 120, \quad (111)$$

Относительная глубина погружения вертикальных электродов:

$$\frac{l_g + t}{\sqrt{S}} = \frac{3 + 0,7}{\sqrt{930}} = 0,121 > 0,1.$$

Тогда:

$$A = \left(0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \right) = \left(0,385 - 0,25 \cdot \frac{3 + 0,7}{\sqrt{930}} \right) = 0,355, \quad (112)$$

Общее сопротивление сложного заземлителя:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_g} = 0,355 \cdot \frac{20}{\sqrt{930}} + \frac{20}{424 + 120} = 0,269, \quad (113)$$

Полученное значение меньше допустимого $R_{3,доп} = 2,096$ Ом.

Выводы по разделу 7. Выполнен расчет системы молниезащиты подстанции «Тугулым» 110/10 кВ в котором учтено изменение состава оборудования и компоновки подстанции. Определены наиболее высокие объекты на подстанции относительно которых выполнен расчет зон действия молниеотводов.

Спроектирована система заземления подстанции с учетом размещения оборудования на территории ОРУ 110 кВ. Система заземления выполнена горизонтальными и вертикальными заземлителями. Вертикальные заземлители выполнены стальным уголком 50×50×4 мм, а горизонтальные заземлители выполнены стальной полосой 40×4 мм. Результаты расчета сопротивления системы заземления проверены относительно тока замыкания на землю полученного в разделе 3 ВКР.

Заключение

Тема ВКР связана с реконструкцией электрической части понизительной подстанции. В качестве объекта выбрана понизительная подстанция «Тугулым» расположенная в Свердловской области в черте городского округа Тугулым. Для разработки проекта реконструкции выполнен анализ подстанции «Тугулым»: определено ее местоположение и связь с соседними подстанциями энергосистемы.

Получены текущие значения загрузки силовых трансформаторов по данным замеров мощности в характерные дни годового зимнего максимума и годового летнего минимума выполненные эксплуатирующей организацией. Значение полной расчетной мощности при выполнении проекта реконструкции определено на основании проведенного прогнозирования роста нагрузок, полученные прогнозные значения нагрузок подстанции использованы при выборе типа и мощности силовых трансформаторов. Проведенное прогнозирование роста нагрузок потребителей подстанции «Тугулым» 110/10 позволило обосновать актуальность темы выпускной квалификационной работы.

Для подстанции «Тугулым» определена схема ОРУ 110 кВ и РУ 10 кВ. Так как роль подстанции в энергосистеме не меняется после реконструкции и сохраняется переменный график нагрузки, то для ОРУ 110 кВ выбрана схема ОРУ 110-5АН, а для РУ 10 кВ схема 10(6) – «Одна секционированная выключателем система шин».

Для выбора оптимальной мощности силовых трансформаторов на подстанции на основании полученных прогнозных значений полной мощности потребителей определено значение расчетной мощности силовых трансформаторов по значению которой выполнен поиск марок трансформаторов по каталогам производителей. Для технико-экономического сравнения вариантов установки силовых трансформаторов выбраны СТ марки ТМН 10000/110/10 производства Группа СВЭЛ и ТМН 16000/110/10 производства ООО «Тольяттинский Трансформатор»

Расчет потерь электрической энергии на подстанции «Тугулым» согласно нагрузке по годовому упорядоченному графику определена итоговая стоимость потерь электрической энергии для каждого варианта установки СТ. Сравнение технико-экономических показателей для двух вариантов установки СТ позволило принять решение об установке на подстанции после реконструкции двух силовых трансформаторов марки ТМН 10000/110/10.

Для выполнения выбора оборудования подстанции необходимо требовалось проведения расчета токов короткого замыкания. Для этого в ВКР составлена схема для расчета симметричных и несимметричных токов короткого замыкания и определены параметры схемы замещения необходимые для проведения расчетов на основании данных полученных в разделах 1, 2 и 3 ВКР. На основании расчетов получены значения трехфазного тока короткого замыкания на стороне ВН и на стороне НН подстанции. Значение периодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени на стороне 110 кВ составило 2056 А, а на стороне 10 кВ 4279 А. Значение ударного тока трехфазного КЗ на стороне 110 кВ составило 5234 А, а на стороне 10 кВ 11657 А. Полученные значения несимметричных токов КЗ оказались ниже чем симметричных, поэтому при выборе оборудования в разделе 5 ВКР были использованы значения симметричных КЗ на стороне 110 кВ и 10 кВ.

Для установки на подстанции выбраны высоковольтные выключатели на стороне 110 и 10 кВ. На стороне 110 кВ принят высоковольтный колонковый выключатель ВГТ-110, на стороне 10 кВ вакуумный выключатель ВБМУ-10-12,5. Выбраны разъединители марки РГ-110-2 и РГ-110-1 для установки на ОРУ 110 кВ проектируемой подстанции. Выбрана гибкая ошиновка ОРУ 110 кВ и выполнена проверка на коронированные проводов. Гибкую ошиновку ОРУ 110 кВ предполагается выполнить приводом паркы АС-95/16. Выбраны оптические трансформаторы тока и напряжения, которые позволяют осуществлять подключение измерительных цепей и цепей релейной защиты. При этом все сигналы передаются по оптическим каналам

связи и не требуется дополнительная проверка измерительных трансформаторов и выбор их по мощности обмоток.

Для защиты силовых трансформаторов от повреждений выполнен расчет уставок срабатывания для микропроцессорного терминала защиты силового трансформатора. Построена характеристика срабатывания дифференциальной защиты силового трансформатора и выполнена проверка чувствительности дифференциальной защиты силового трансформатора. Согласно расчетному значению уставки защиты обеспечивают требуемый уровень чувствительности и обеспечивают защиту силового трансформатора от повреждений.

Выполнен расчет системы молниезащиты подстанции «Тугулым» 110/10 кВ в котором учтено изменение состава оборудования и компоновки подстанции. Определены наиболее высокие объекты на подстанции относительно которых выполнен расчет зон действия молниеотводов.

Спроектирована система заземления подстанции с учетом размещения оборудования на территории ОРУ 110 кВ. Система заземления выполнена горизонтальными и вертикальными заземлителями. Вертикальные заземлители выполнены стальным уголком 50×50×4 мм, а горизонтальные заземлители выполнены стальной полосой 40×4 мм. Результаты расчета сопротивления системы заземления проверены относительно тока замыкания на землю полученного в разделе 3 ВКР.

В результате выполнения цель ВКР, обозначенная во введении достигнута, все задачи выполнены.

Список используемых источников

1. 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: 12.05.2021).
2. ГОСТ 9680-77. Трансформаторы силовые мощностью 0,01 кВ·А и более. Ряд номинальных мощностей. М.: Издательство стандартов, 1977. 4 с.
3. ГОСТ Р 52565-2006 Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия. М.: Стандартинформ, 2006. 91 с.
4. Группа СВЭЛ. Каталог продукции // Веб-сайт компании "Группа СВЭЛ". 2021. URL: <https://svel.ru/catalog/> (дата обращения: 21.05.2021).
5. 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.
6. Интерактивная карта электроэнергетической системы на данных проекта OpenStreetMap [Электронный ресурс] // ForexOSM: [сайт]. [2021]. URL: <https://frexosm.ru/power/#6.86/58.695/35.175> (дата обращения: 06.02.2021).
7. Карта центров питания [Электронный ресурс] // Россети Урал: [сайт]. [2021]. URL: <https://www.mrsk-ural.ru/client/map/> (дата обращения: 09.04.2021).
8. Компания "Электрокомплекс". Вакуумные выключатели с магнитным удержанием. Технические характеристики. Минусинск: Электрокомплекс, 2021. 4 с.

9. Маркевич А.И. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Псков: Издательство ПГУ, 2012. 138 с.
10. Нагай В.И. Релейная защита ответвительных подстанций электрических сетей. М.: Энергоатомиздат, 2002. 312 с.
11. Правила устройства электроустановок. 7-е-е изд. Москва: Издательство Проспект, 2020. 832 с.
12. Разъединители серии РГ на напряжение 110 кВ // Веб-сайт компании "Разряд-М". 2021. URL: http://www.razrad.ru/wp-content/themes/storefront-child/docs/rInd/rg_110.pdf (дата обращения: 12.05.2021).
13. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. М.: Академия, 2013. 449 с.
14. СО 153-34.20.118-2003.Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. Москва. 2003.
15. Степкина Ю.В., Салтыков В.М. Проектирование электрической части понизительной подстанции. Тольятти: ТГУ, 2007. 124 с.
16. 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.
17. 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.
18. Тарифы на передачу электроэнергии [Электронный ресурс] // Официальный сайт ПАО "Россети Урал": [сайт]. [2021]. URL:

<https://www.mrsk-ural.ru/client/transmission/tariff/> (дата обращения: 15.09.2021).

19. Титков В.В., Халилов Ф.Х. Перенапряжения и молниезащита. Учебное пособие. Санкт-Петербург: Изд-во Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого, 2017. 222 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: 8.апрель.2021).
 21. Челябинский завод электрооборудования. Каталог продукции // Веб-сайт Челябинского завода электрооборудования. 2020. URL: https://www.chelzeo.ru/files/downloads/catalog/catalog_2020.pdf (дата обращения: 04.04.2021).
 22. Электронные измерительные трансформаторы тока // ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ digitalsubstation.com. 2021. URL: <http://digitalsubstation.com/wp-content/uploads/2018/03/ELEKTRONNYYE-IZMERITELNYYE-TRANSFORMATORY-ТОКА.pdf> (дата обращения: 18.05.2021).
1. 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: 12.05.2021).
 2. ГОСТ 9680-77. Трансформаторы силовые мощностью 0,01 кВ·А и более. Ряд номинальных мощностей. М.: Издательство стандартов, 1977. 4 с.
 3. ГОСТ Р 52565-2006 Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия. М.: Стандартинформ, 2006. 91 с.

4. Группа СВЭЛ. Каталог продукции // Веб-сайт компании "Группа СВЭЛ". 2021. URL: <https://svel.ru/catalog/> (дата обращения: 21.05.2021).
5. 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.
6. Интерактивная карта электроэнергетической системы на данных проекта OpenStreetMap [Электронный ресурс] // ForexOSM: [сайт]. [2021]. URL: <https://frexosm.ru/power/#6.86/58.695/35.175> (дата обращения: 06.02.2021).
7. Карта центров питания [Электронный ресурс] // Россети Урал: [сайт]. [2021]. URL: <https://www.mrsk-ural.ru/client/map/> (дата обращения: 09.04.2021).
8. Компания "Электрокомплекс". Вакуумные выключатели с магнитным удержанием. Технические характеристики. Минусинск: Электрокомплекс, 2021. 4 с.
9. Маркевич А.И. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Псков: Издательство ПГУ, 2012. 138 с.
10. Нагай В.И. Релейная защита ответвительных подстанций электрических сетей. М.: Энергоатомиздат, 2002. 312 с.
11. Правила устройства электроустановок. 7-е-е изд. Москва: Издательство Проспект, 2020. 832 с.
12. Разъединители серии РГ на напряжение 110 кВ // Веб-сайт компании "Разряд-М". 2021. URL: http://www.razrad.ru/wp-content/themes/storefront-child/docs/rlnd/rg_110.pdf (дата обращения: 12.05.2021).
13. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. М.: Академия, 2013. 449 с.
14. СО 153-34.20.118-2003. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. Москва. 2003.

15. Степкина Ю.В., Салтыков В.М. Проектирование электрической части понизительной подстанции. Тольятти: ТГУ, 2007. 124 с.
16. 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.
17. 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.
18. Тарифы на передачу электроэнергии [Электронный ресурс] // Официальный сайт ПАО "Россети Урал": [сайт]. [2021]. URL: <https://www.mrsk-ural.ru/client/transmission/tariff/> (дата обращения: 15.09.2021).
19. Титков В.В., Халилов Ф.Х. Перенапряжения и молниезащита. Учебное пособие. Санкт-Петербург: Изд-во Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого, 2017. 222 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: 8.апрель.2021).
21. Челябинский завод электрооборудования. Каталог продукции // Веб-сайт Челябинского завода электрооборудования. 2020. URL: https://www.chelzeo.ru/files/downloads/catalog/catalog_2020.pdf (дата обращения: 04.04.2021).
22. 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: 18.05.2021).