

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 «Частоостровская»
110/10 кВ

Студент

А.В. Бурлаков

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., Д.А. Кретов

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

Консультант

к.п.н., доцент, А.В. Кириллова

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

Тольятти 2021

Аннотация

Представлены результаты разработки проекта реконструкции электрической части понизительной подстанции «Частоостровская» напряжением 110/10 кВ. Выполнен анализ и моделирование графиков нагрузки подстанции исходя из условия роста мощности подключенных потребителей. На основании результатов моделирования и анализа графиков нагрузок построен годовой упорядоченный график и проведен выбор оборудования подстанции. Выбраны силовые трансформаторы на основании критерия минимума приведенных затрат. Выбор оборудования подстанции выполнен на основании расчета токов короткого замыкания. Для защиты оборудования подстанции выполнен расчет уставок релейной защиты и автоматики силового трансформатора. Для защиты подстанции от атмосферных перенапряжений выполнен расчет системы молниезащиты и заземления.

Выпускная квалификационная работа представлена пояснительной запиской на 83 страницах, содержит 20 рисунков и 15 таблиц. Графическая часть выпускной квалификационной работы представлена на шести листах формата А1. Список используемых источников включает 30 наименований из них 5 на английском языке.

Abstract

The title of the graduation work is Modernization of power equipment at a step-down substation “Chastoostrovskaya” 110/10 kV.

The graduation work consists of an introduction, eight parts, a conclusion, tables, list of references including foreign sources and the graphic part on 6 A1 sheets.

The key issue of the graduation work is the modernization project design for a step-down substation “Chastoostrovskaya” with a two voltage classes 110 and 10 kV located in Krasnoyarsk Region. We touch upon the problem of installed power transformer change with a power transformers of a higher capacity. The power transformer change causes the changing of all power equipment at the substation.

The aim of the graduation work is to increase the capacity of a substation by installing new power transformers.

The graduation work may be divided into several logically connected parts which are: analysis of existing state and power consumption of a substation; justification of the need to made the modernization; selection of power equipment; short circuit currents calculation; digital relay protection setting calculation to protect the power transformer from the accidents and emergency modes; the lightning protection system design and the design of a grounding system.

To substantiate the substation modernization, the modeling of electric loads characteristics was carried out taking into account the predicted power consumption values of the substation obtained in the first part of the graduation work. The results and algorithm of the modeling are presented in appendix.

In conclusion we'd like to stress this work is relevant in solving the problem of increasing capacity at the substation “Chstoostrovskaya”. The results and the same methods of design could be used in a power substations modernization in all regions of Russian Federation.

Содержание

Введение.....	5
1 Анализ подстанции	7
2 Главная электрическая схема подстанции после реконструкции.....	24
3 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов.....	27
4 Расчет токов короткого замыкания на подстанции после реконструкции ..	41
5 Выбор оборудования электрической части понизительной подстанции после реконструкции	51
6 Релейная защита силовых трансформаторов	63
7 Молниезащита и заземление подстанции.....	72
Заключение	79
Список используемых источников.....	81
Приложение А Моделирование суточных графиков нагрузки отходящих линий подстанции в Mathcad	84

Введение

Электроэнергетическая отрасль является основополагающей в развитии экономики страны. В состав электроэнергетической отрасли входят распределительные компании – ПАО «Россети», генерирующие компании – ПАО «РосАтом», ПАО «РусГидро», ПАО «Т-Плюс» и т.д.

Генерирующие компании занимаются производством электрической энергии на электрических станциях, а распределительные занимаются транспортировкой и распределением электрической энергии между потребителями.

Все электроэнергетическая отрасль связана единством процесса производства, распределения и потребления электрической энергии. При этом в каждый момент времени должно соблюдаться равенство между выработкой и потреблением электрической энергии [25]. Это равенство определяет постоянство частоты в Единой Энергетической Системе (ЕЭС) России.

Бурное развитие электроэнергетической отрасли связано с масштабными строительствами промышленных предприятий в России, со строительством и освоением новых месторождений ресурсов, строительством городов и т.д., но всегда развитие электроэнергетической отрасли имело опережающий темп, так как для выполнения любых намеченных планов необходимо предварительное обеспечение надежного и качественного электроснабжения.

Исходя из категории надежности электроснабжения потребителей выбираются соответствующие схемы питания. Определение категории надежности электроснабжения выполняется на этапе проектирования исходя из технологического процесса предприятия или исходя из потребителей, подключаемых к проектируемой системе электроснабжения. Категории надёжности электроснабжения определяются в соответствии с Правилами Устройства Электроустановок (ПУЭ) [12].

Постоянно растущий спрос на электрическую энергию, а также изменение характера потребителей электрической энергии, в совокупности с постоянным устареванием оборудования систем электроснабжения и распределительных сетей, актуальным становится вопрос реконструкции существующих объектов.

Основной целью реконструкции объектов электросетевого комплекса является повышение надежности и качества электроснабжения потребителей, что достигается за счет замены устаревшего оборудования и применение новых видов оборудования. При разработке проектов реконструкции объектов электросетевого комплекса также становится важным обеспечение современных требований по проектированию, определение перспектив развития, т.е. изменения уровня электропотребления в питаемом районе [26].

Все эти задачи, решаются комплексно и должны быть определены исходя из текущих данных об электропотреблении.

Целью выпускной квалификационной работы является увеличение установленной мощности понизительной подстанции для обеспечения подключения новых потребителей с сохранением надежного электроснабжения существующих.

Для выполнения поставленной в рамках выполнения выпускной квалификационной работы цели необходимо решить следующие задачи:

1. Проанализировать текущий уровень электропотребления на объекте и определить перспективы роста нагрузок.
2. Провести выбор требуемого электрооборудования подстанции с учетом определенных перспектив роста нагрузок.
3. Выполнить расчет системы защиты оборудования подстанции от различных повреждений.

При выполнении выпускной квалификационной работы используются данные об электропотреблении, текущем уровне загрузки объекта, присоединениях объекта, а также другие данные размещенные в открытом доступе [6], [7], [8].

1 Анализ подстанции

Анализ объекта реконструкции – подстанции «Частоостровская» включает в себя:

1. Описание самого объекта: его размещение, площадь, климатические условия, текущая загрузка силовых трансформаторов и т.д.
2. Определение расчетной нагрузки подстанции исходя из анализа требований по обеспечению нормального функционирования оборудования электрической части понизительной подстанции.

1.1 Описание подстанции

Понизительная подстанция «Частоостровская» выполнена на классы напряжения 110 и 10 кВ. Понизительная подстанция расположена в селе Частоостровское, Емельяновский район Красноярского края. План расположения понизительной подстанции показан на рисунке 1. Подстанция находится в ведение Россети-Сибирь, филиал «Красноярскэнерго», Емельяновские РЭС. Год ввода подстанции в эксплуатацию – 1971.

Площадь территории подстанции составляет 1342 м². На подстанции согласно рисунку 2.

Согласно рисунка 2 на подстанцию заходит двухцепная воздушная линия напряжением 110 кВ. На территории подстанции расположены: открытое распределительное устройство 110 кВ (ОРУ 110 кВ), два силовых трансформатора Т1 и Т2, здание закрытого распределительного устройства 10 кВ (ЗРУ 10 кВ), а также здание общеподстанционного пункта управления (ОПУ).



Рисунок 1 - План расположения понизительной подстанции



Рисунок 2 - Компоновка понизительной подстанции

Схема понизительной подстанции представлена на рисунке 3. Схема ОРУ 110 кВ выполнена по схеме 110-4Н – Схема с неавтоматической ремонтной перемычкой. Данная схема соответствует типу подстанции – тупиковая и современным требованиям нормативной документации ПАО «Россети» в части проектирования электрической части понизительных подстанций. Схема ЗРУ-10 кВ – Схема с одной секционированной системой

шин, что также удовлетворяет требованиям надёжности электроснабжения потребителей села.

На подстанции установлено два силовых трансформатора марки ТДН 6,3 МВА. На ОРУ-110 кВ установлены масляные выключатели МКП-110М, разъединители марки РГП-110, трансформаторы тока ТГМ-110. На подстанции не установлено измерительных трансформаторов напряжения.

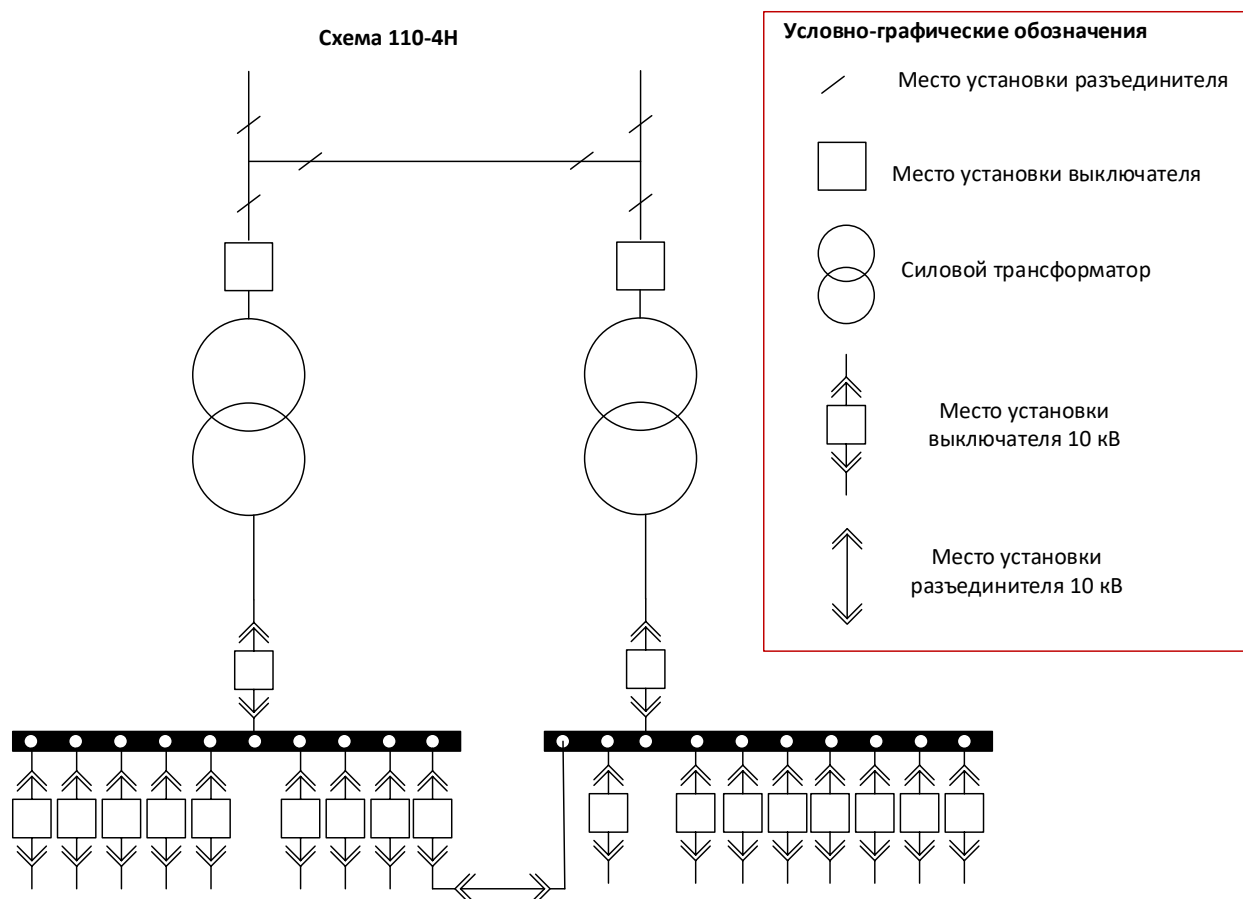


Рисунок 3 - Схема подстанции «Частоостровская»

На стороне 10 кВ установлены ячейки серии ВМП-10 с установкой в ячейках типа КРУ. Привод выключателей ВПМ-10 функционирует на постоянном токе, поэтому на подстанции имеется система собственных нужд на постоянном токе. Для защиты от аварийных режимов на подстанции установлены устройства электромеханической релейной защиты.

На территории села Частоостровское расположено АО «Частоостровское», деятельность которого связана с производством мясной и

молочной продукции, а также тепличный комплекс специализирующийся на производстве свежих овощей. Население села Частоостровское на 2017 год составляло 2257 человек, что превышало предыдущие показатели численности населения [24].

Климат региона, где расположена понизительная подстанция является преимущественно континентальный для которого характерны относительно короткое жаркое лето, продолжительная холодная зима и быстрая смена температур.

Средняя температура января для региона расположения понизительной подстанции составляет -18 °С, средняя температура июля $+20$ °С. Среднегодовое количество осадков 316 мм.

При анализе и построение графиков нагрузок проектируемой подстанции необходимы данные по продолжительности летнего и зимнего периодов. Так как Красноярский край является протяженным по широтам, в нем наблюдается серьезное отличие по продолжительности зимнего и летнего периода. Для широты расположения понизительной подстанции принято согласно [17] значения для продолжительности летнего периода 175 дней, а зимнего периода 195 дней.

1.2. Определение расчетной нагрузки

Анализ понизительной подстанции показал, что на подстанции установлено два силовых трансформатора мощностью $S_{T.ном} = 6,3$ МВА каждый. Установленная мощность подстанции исходя из числа установленных силовых трансформаторов $n = 2$ составляет:

$$S_{ПС.уст} = S_{T.ном} \cdot n, \quad (1)$$

$$S_{ПС.уст} = 6,3 \cdot 2 = 12,6 \text{ (МВА)}.$$

Подстанция «Частоостровская» была выбрана в качестве объекта реконструкции так как на ней установлен запрет на подключение новых потребителей. Данный запрет вызван превышением мощности подключенных потребителей установленной мощности подстанции.

По данным эксплуатирующей организации текущая загрузка силовых трансформаторов на подстанции «Частоостровская» составляет:

$$k_3 = \frac{S_{\max}}{S_{ПС.уст}}, \quad (2)$$

где S_{\max} - мощность определенная в результате проведения замеров на подстанции в день максимума потребления.

Для подстанции «Частоостровская» $S_{\max} = 3,278$ (МВА). Тогда по выражению (2) получим:

$$k_3 = \frac{6,556}{12,6} = 0,52. \quad (3)$$

Полученное в (3) значение коэффициента загрузки $k_3 = 0,52$ является допустимым, так как максимальное значение коэффициента загрузки для двухтрансформаторной подстанции должен составлять 0,7. Однако по данным эксплуатирующей организации в настоящее время принято к подключению потребители с общей мощностью 8,341 МВА. Принимая текущую загрузку подстанции и увеличение мощности подстанции на 8,341 МВА максимальная мощность подстанции составит:

$$S_{ПС.макс} = S_{\max} + S_{подкл.}, \quad (4)$$

где $S_{подкл.}$ - мощность потребителей согласно уже заключенным договорам на технологическое присоединение, 8,341 МВА.

По выражению (4) получаем:

$$S_{ПС.маx} = S_{маx} + S_{подкл.} = 6,556 + 8,341 = 14,897.$$

Исходя из прогнозируемой к подключению мощности коэффициент загрузки трансформаторов, установленных в настоящее время на подстанции «Частоостровская» составит:

$$k_{32} = \frac{S_{ПС.маx}}{S_{ПС.уст}} = \frac{14,897}{12,6} = 1,18. \quad (5)$$

Полученное в (5) значение является не допустимым так как превышает установленную мощность подстанции на 18%. Подобная загрузка подстанции может привести к выходу силовых трансформаторов из строя и перерыву электроснабжения всех потребителей. Поэтому рекомендуется выполнить замену силовых трансформаторов на подстанции. Для дальнейших расчетов принимаем как максимальную, мощность подстанции $S_{ПС.маx} = 14,897$ МВА. Так как при разработке проекта реконструкции подстанции отсутствуют данные о текущей загрузке каждого отходящего фидера, а также отсутствует годовой график мощности необходимый для выбора силового трансформатора, то необходимые данные получим, используя инструменты математического моделирования в программе Mathcad [15]. Листинг моделирования суточных графиков по каждой отходящей линии (Приложение А). По полученным данным моделирования графиков составлена таблица 1 потребления мощности по каждой из пяти отходящих линий.

Таблица 1 - Значение почасового потребления мощности на отходящих линиях

Час	Значение мощности на линии 1, МВА	Значение мощности на линии 2, МВА	Значение мощности на линии 3, МВА	Значение мощности на линии 4, МВА	Значение мощности на линии 5, МВА
1	2	3	4	5	6
0	0,863	2,01	1,00	2,59	1,48
1	0,94	2,55	1,10	2,02	0,61
2	1,14	0,02	1,13	2,38	2,05
3	1,03	2,47	0,32	-0,32	2,46
4	1,74	1,36	1,87	2,13	0,78
5	1,12	0,41	0,98	1,37	2,24
6	1,22	0,94	0,85	0,95	0,40
7	2,77	0,77	0,20	-0,45	1,69
8	1,68	0,78	-0,27	0,62	2,40
9	3,57	0,11	1,62	-1,21	1,87
10	-0,07	2,23	0,49	1,60	0,66
11	1,57	0,20	0,94	2,00	2,62
12	1,91	2,29	1,59	1,40	1,87
13	3,11	1,13	0,79	0,02	2,00
14	2,11	0,20	0,81	1,60	2,50
15	-0,22	0,61	0,19	1,35	1,82
16	0,12	0,66	1,69	1,19	1,35
17	3,88	0,60	0,72	1,39	3,40
18	2,22	1,29	0,71	1,61	0,11
19	1,49	0,82	0,45	1,77	1,26
20	0,65	0,20	0,85	1,72	1,42
21	0,47	0,68	2,04	-0,60	0,11
22	-0,14	0,78	0,95	1,96	1,59
23	0,44	1,68	1,78	1,93	2,43
24	2,60	0,67	1,09	3,77	1,59

По данным моделирования графиков нагрузок получено, что в некоторые часы наблюдается отрицательное электропотребление, поэтому предлагается скорректировать данные путем использования модуля всех смоделированных значений. Полученные данные сведем в таблицу 2.

Таблица 2 - Скорректированные данные моделирования нагрузок

Час	Значение мощности на линии 1, МВА	Значение мощности на линии 2, МВА	Значение мощности на линии 3, МВА	Значение мощности на линии 4, МВА	Значение мощности на линии 5, МВА
1	2	3	4	5	6
0	0,86	2,01	1,00	2,59	1,48
1	0,94	2,55	1,10	2,02	0,61
2	1,14	0,02	1,13	2,38	2,05
3	1,03	2,47	0,32	0,32	2,46
4	1,74	1,36	1,87	2,13	0,78
5	1,12	0,41	0,98	1,37	2,24
6	1,22	0,94	0,85	0,95	0,40
7	2,77	0,77	0,20	0,45	1,69
8	1,68	0,78	0,27	0,62	2,40
9	3,57	0,11	1,62	1,21	1,87
10	0,07	2,23	0,49	1,60	0,66
11	1,57	0,20	0,94	2,00	2,62
12	1,91	2,29	1,59	1,40	1,87
13	3,11	1,13	0,79	0,02	2,00
14	2,11	0,20	0,81	1,60	2,50
15	0,22	0,61	0,19	1,35	1,82
16	0,12	0,66	1,69	1,19	1,35
17	3,88	0,60	0,72	1,39	3,40
18	2,22	1,29	0,71	1,61	0,11
19	1,49	0,82	0,45	1,77	1,26
20	0,65	0,20	0,85	1,72	1,42
21	0,47	0,68	2,04	0,60	0,11
22	0,14	0,78	0,95	1,96	1,59
23	0,44	1,68	1,78	1,93	2,43
24	2,60	0,67	1,09	3,77	1,59

По данным таблицы 1 построим суточные смоделированные графики представленные на рисунках , 5, 6, 7 и 8.

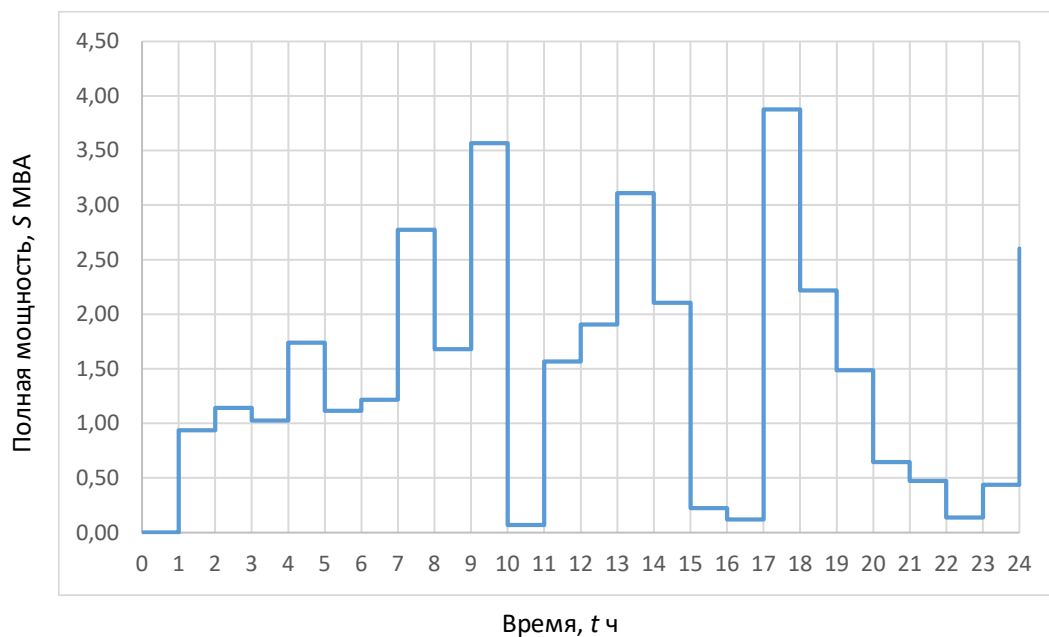


Рисунок 4 - Смоделированный суточный график мощности для линии 1

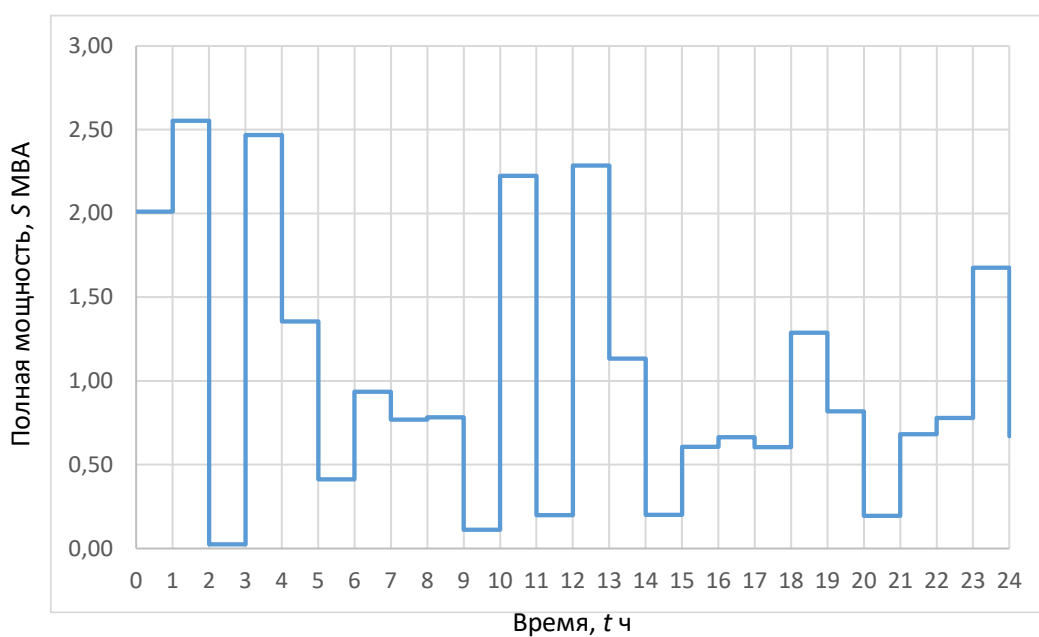


Рисунок 5 - Смоделированный суточный график мощности для линии 2

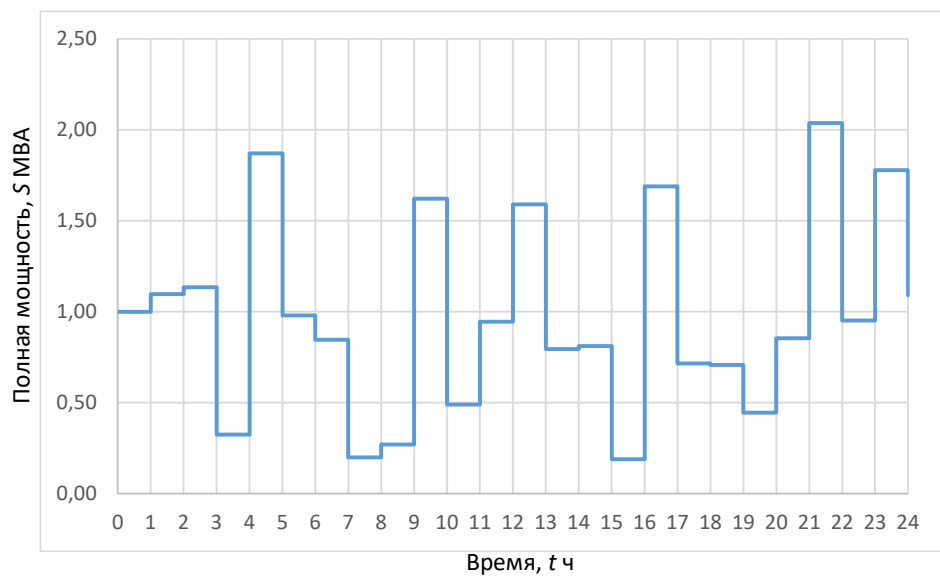


Рисунок 6 - Смоделированный суточный график мощности для линии 3

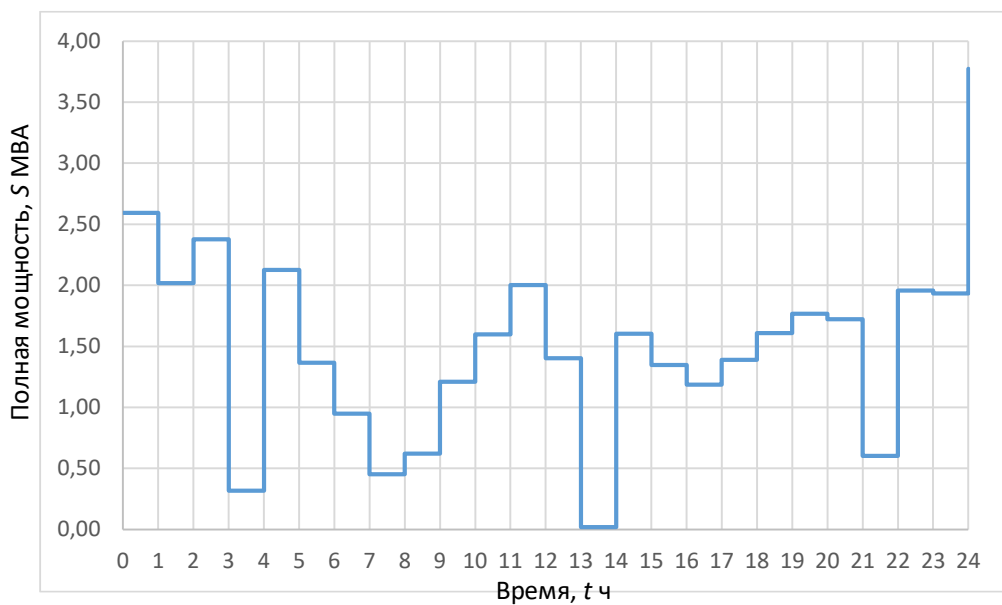


Рисунок 7 - Смоделированный суточный график мощности для линии 4

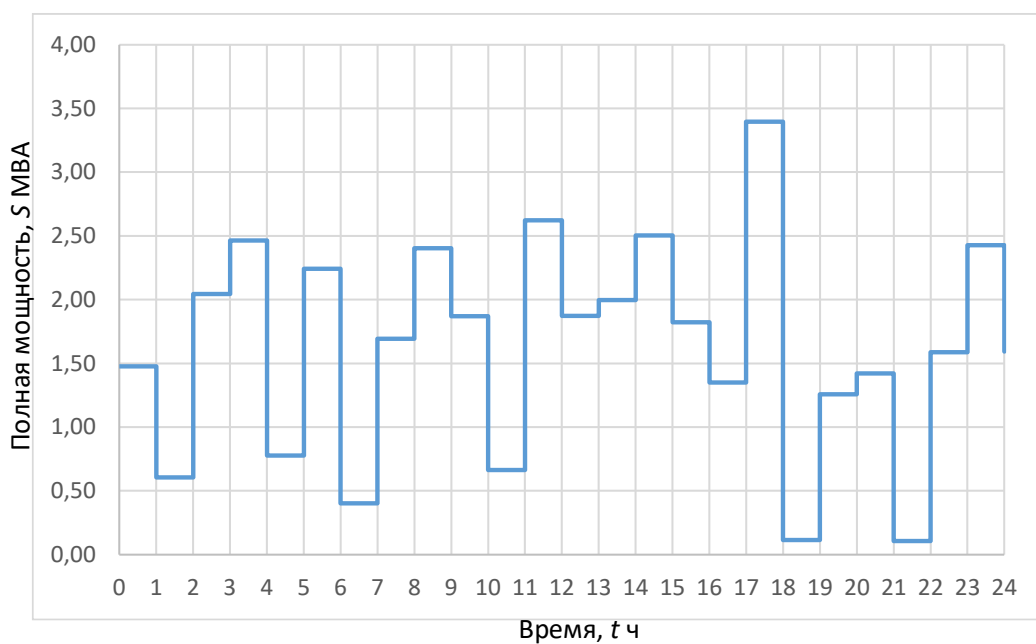


Рисунок 8 - Смоделированный суточный график мощности для линии 5

По данным таблицы 2 построим суммарный суточный график по подстанции полученный в результате моделирования графиков нагрузки. Полученный суммарный суточный график нагрузки представлен на рисунке

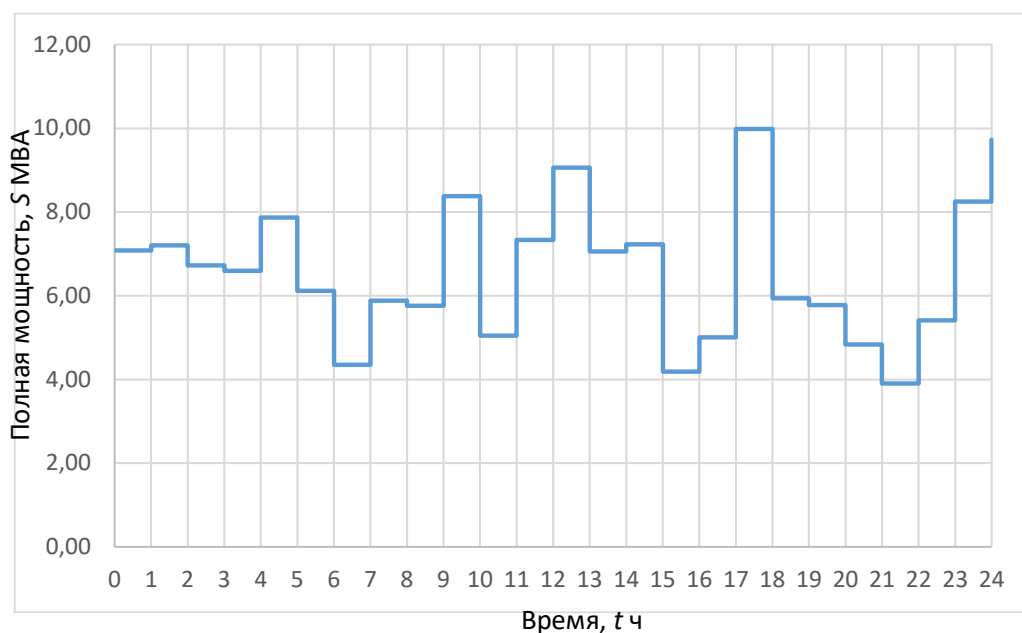


Рисунок 9 - Суммарный суточный график подстанции

Для проектирования подстанции, а в частности для оптимального выбора силовых трансформаторов необходимо построить годовой упорядоченный график нагрузок по всей подстанции. Для этого будем использовать график представленный на рисунке 9. Данный суммарный суточный график нагрузки подстанции будет рассматриваться как летний график нагрузок. Для получения суточного графика нагрузок для зимнего периода примем коэффициент увеличения равный 1,4. Данные для суточного графика нагрузки зимнего и летнего периода представлен в таблице 3.

Таблица 3- Данные для построения суточных графиков нагрузок для зимнего и летнего периодов

Час	Летний график нагрузок	Зимний график нагрузок
	Полная мощность, МВА	Полная мощность, МВА
1	2	3
0	7,08	9,9106
1	7,21	10,0898
2	6,72	9,4122
3	6,60	9,2372
1	2	3
4	7,87	11,0124
5	6,12	8,5624
6	4,35	6,0858
7	5,89	8,239
8	5,76	8,0598
9	8,38	11,7278
10	5,05	7,063
11	7,33	10,2648
12	9,06	12,6812
13	7,06	9,877
14	7,23	10,1164
15	4,19	5,8604
16	5,01	7,0084
17	9,98	13,9762
18	5,94	8,309
19	5,77	8,0836
20	4,84	6,7704
21	3,90	5,4614
22	5,41	7,5782
23	8,25	11,55
24	9,73	13,6164

Используя данные из пункта 1.1 о продолжительности зимнего и летнего периодов построим годовой упорядоченный график нагрузки представленный на рисунке 10.

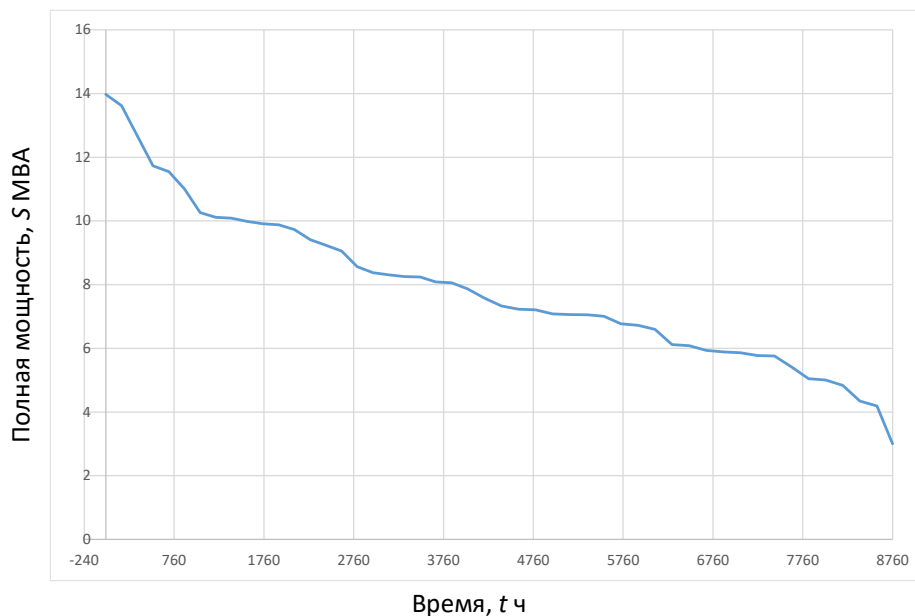


Рисунок 10 - Годовой упорядоченный график нагрузки подстанции

Проведем анализ полученного графика и определим его основные параметры.

Коэффициент неравномерности графика нагрузки подстанции, определяется по выражению:

$$k_H = \frac{P_{\min}}{P_{\max}}, \quad (6)$$

где P_{\min} - значение минимальной мощности на графике нагрузок,

P_{\max} - максимальное значение мощности на графике нагрузок.

Для определения коэффициента неравномерности значения мощностей должны иметь одинаковые единицы измерения.

Количество потребленной электрической энергии. Определяется как площадь под графиком потребленной активной мощности, зависимости от

вида графика. Для графика представленного на рисунке 10 необходимо использовать выражение:

$$W_{\text{год}} = \int_0^{8760} P(t) dt, \quad (7)$$

где $P(t)$ - функция описывающая потребление электрической энергии на годовом графике нагрузок.

Среднегодовое значение активной мощности:

$$P_{cp} = \frac{W_t}{t}, \quad (8)$$

где W_t - потребленная электрическая энергия;

t - период определения средней мощности, для годового графика $t = 8760$ часов.

Коэффициент заполнения годового графика нагрузок:

$$k_{zn} = \frac{P_{cp}}{P_{\max}} = \frac{W_t}{t \cdot P_{\max}}. \quad (9)$$

Продолжительность использования максимальной мощности:

$$T_{\max} = \frac{W_t}{P_{\max}} = \frac{P_{cp} \cdot t}{P_{\max}} = k_{zn} \cdot t. \quad (10)$$

Число часов максимальных потерь:

$$\tau_{\max} = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right) \cdot 8760. \quad (11)$$

Для определения потребленной за год по годовому графику электрической энергии необходимо построить годовой график активной мощности. Для этого воспользуемся выражением:

$$P_i = S_i \cdot \cos \varphi_i, \quad (12)$$

где i - порядковый номер точки на годовом графике полной мощности;

S_i - значение полной мощности соответствующее i -ой точке на

годовом графике полной мощности;

$\cos \varphi_i$ - значение коэффициента активной мощности

соответствующее i -ой точке на годовом графике полной мощности.

Коэффициент мощности определим по нормируемому в [16] значению коэффициента реактивной мощности. Для сетей 110 кВ значение коэффициента реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi = 0,54$, тогда коэффициент активной мощности равен $\cos(\operatorname{arctg} \varphi) = \cos(\operatorname{arctg}(0,54)) = \cos(28,369) = 0,87$. Составим таблицу 4 в которую занесем значения активной мощности по выражению (12) и расчетное значение электрической энергии по выражению (7).

Таблица 4 - Расчетные значения активной мощности и электрической энергии

i	t	S_i	P_i	W_i
1	2	3	4	5
1.	0	13,9762	12,28508	2122,216
2.	175	13,6164	11,96882	2022,614
3.	350	12,6812	11,14677	1877,357
4.	525	11,7278	10,30874	1790,354
5.	700	11,55	10,15245	1735,331
6.	875	11,0124	9,6799	1636,483
7.	1050	10,2648	9,022759	1567,569
8.	1225	10,1164	8,892316	1554,109
9.	1400	10,0898	8,868934	1543,849
10.	1575	9,98	8,775057	1530,067
11.	1750	9,9106	8,711417	1521,914
12.	1925	9,877	8,681883	1507,716
13.	2100	9,73	8,549154	1471,967

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5
14.	2275	9,4122	8,273324	1434,372
15.	2450	9,2372	8,119499	1407,13
16.	2625	9,06	7,961982	1355,229
17.	2800	8,5624	7,52635	1302,852
18.	2975	8,38	7,363383	1283,362
19.	3150	8,309	7,303611	1273,594
20.	3325	8,25	7,25175	1268,21
21.	3500	8,239	7,242081	1255,412
22.	3675	8,0836	7,105484	1241,629
23.	3850	8,0598	7,084564	1224,893
24.	4025	7,87	6,914214	1289,668
25.	4215	7,5782	6,661238	1245,076
26.	4405	7,33	6,444828	1215,666
27.	4595	7,23	6,351654	1205,228
28.	4785	7,21	6,334953	1192,952
29.	4975	7,08	6,222441	1180,928
30.	5165	7,063	6,208377	1178,924
31.	5355	7,06	6,201345	1174,364
32.	5545	7,0084	6,160384	1150,599
33.	5735	6,7704	5,951182	1126,766
34.	5925	6,72	5,909517	1112,37
35.	6115	6,60	5,799642	1061,683
36.	6305	6,12	5,375964	1018,911
37.	6495	6,0858	5,349418	1003,797
38.	6685	5,94	5,216865	987,0291
39.	6875	5,89	5,172915	980,7996
40.	7065	5,8604	5,151292	971,5306
41.	7255	5,77	5,075346	962,8962
42.	7445	5,76	5,060403	932,7509
43.	7635	5,41	4,758027	873,2953
44.	7825	5,05	4,434555	839,3088
45.	8015	5,01	4,400274	821,8562
46.	8205	4,84	4,250844	766,8264
47.	8395	4,35	3,821013	712,5482
48.	8585	4,19	3,679494	552,6932
49.	8760	3	2,637	11550,06
Годовое значение потребленной электрической энергии, МВт·ч				72036,75

Получив в таблице 4 значение годового потребления электроэнергии на подстанции определим среднегодовое значение активной мощности по выражению (8):

$$P_{cp} = \frac{W_t}{t} = \frac{72036,75}{8760} = 8,22. \text{ (МВт)}$$

Затем по выражению (9) определим коэффициент заполнения годового графика нагрузок:

$$k_{zn} = \frac{P_{cp}}{P_{max}} = \frac{8,22}{12,28508} = 0,669.$$

Продолжительность использования максимальной мощности по выражению (10):

$$T_{max} = k_{zn} \cdot t = 0,669 \cdot 8760 = 5863,759. \text{ (ч)}.$$

Тогда по выражению (11), число часов максимальных потерь:

$$\tau_{max} = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10000} \right) \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{5863,759}{10000} \right) \cdot 8760 = 6222,89. \text{ (ч)}$$

Выводы по разделу 1:

1. Проанализирован район расположения подстанции и определены крупные потребители, расположенные в питаемом подстанцией районе.
2. Определена компоновка и схема понизительной подстанции «Частоостровская» и состав оборудования подстанции «Частоостровская».
4. По результатам моделирования графиков нагрузок на основании значения максимальной мощности построен суточный график мощности для реконструируемой подстанции учитывающий перспективу роста нагрузок до проектного значения.
5. Построен годовой график мощности подстанции с учетом перспективы роста нагрузки на подстанции.
6. Определены показатели графика нагрузок понизительной подстанции «Частоостровская» и данные для оптимального выбора трансформаторов.

2 Главная электрическая схема подстанции после реконструкции

Главная электрическая схема подстанции определяется исходя из категорий надежности потребителей, а также типа подстанции: узловая, проходная, тупиковая, на ответвлении.

Тип подстанции и категории надёжности потребителей в совокупности определяют схему открытого распределительного устройства высокого напряжения. Схема распределительного устройства низкого напряжения выбирается исходя из типа силовых трансформаторов и типа потребителей, подключенных на стороне низкого напряжения подстанции.

В общем виде вариант компоновки подстанции представлен на рисунке 11, данная компоновка согласуется с текущей, рассмотренной в разделе 1.

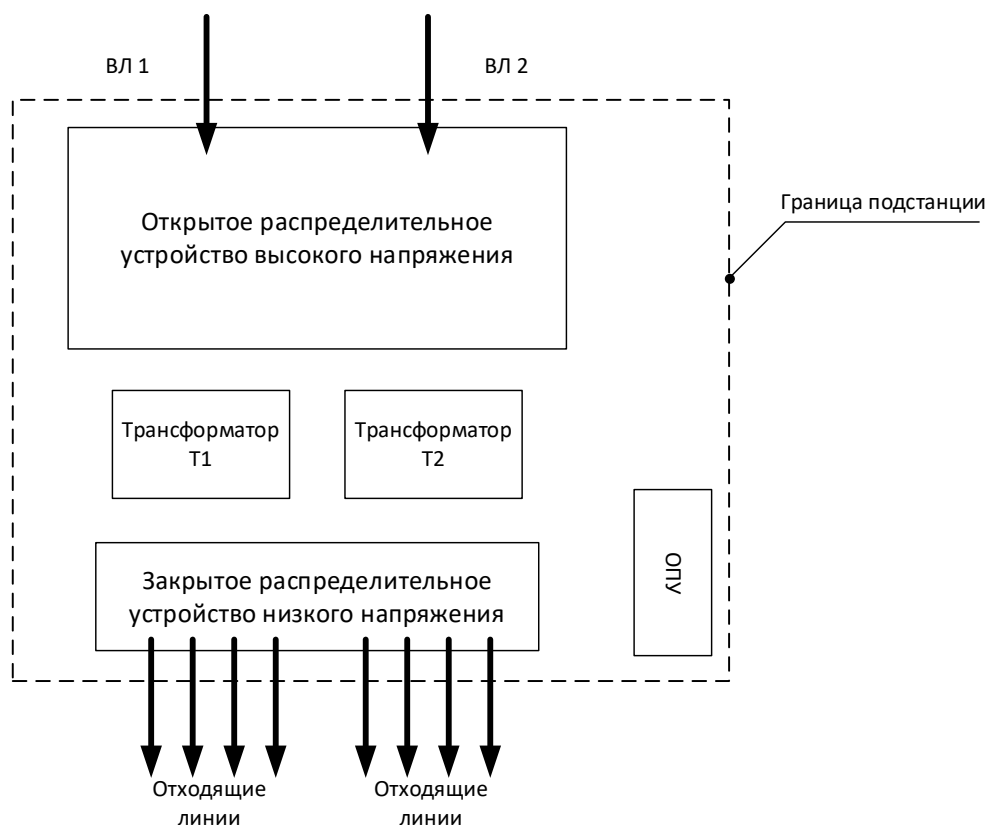


Рисунок 11 - Компоновка подстанции с двумя классами напряжения

На рисунке 11 показана компоновка подстанции после реконструкции, при этом габаритные размеры подстанции и размещение основных элементов

сохраняется. Не смотря на возросшую нагрузку подстанции и установку более мощных силовых трансформаторов сохранение размеров подстанции и распределительных устройств достигается за счет применения современного оборудования.

Сохранение компоновки подстанции вызвано тем, что подстанция не изменяет свои габаритные размеры и свою роль в энергосистеме. Исходя из компоновки подстанции выбирается главная электрическая схема на основании нормативных документов [19, 20].

2.1 Схема открытого распределительного устройства

Представленный в разделе 1 анализ подстанции показал, что на подстанции используется схема с двумя силовыми трансформаторами и неавтоматической ремонтной перемычкой на стороне 110 кВ. Согласно [20] для тупиковых подстанций рекомендуется использование схемы открытого распределительного устройства (ОРУ) 110-4Н, которая представлена на рисунке 12.

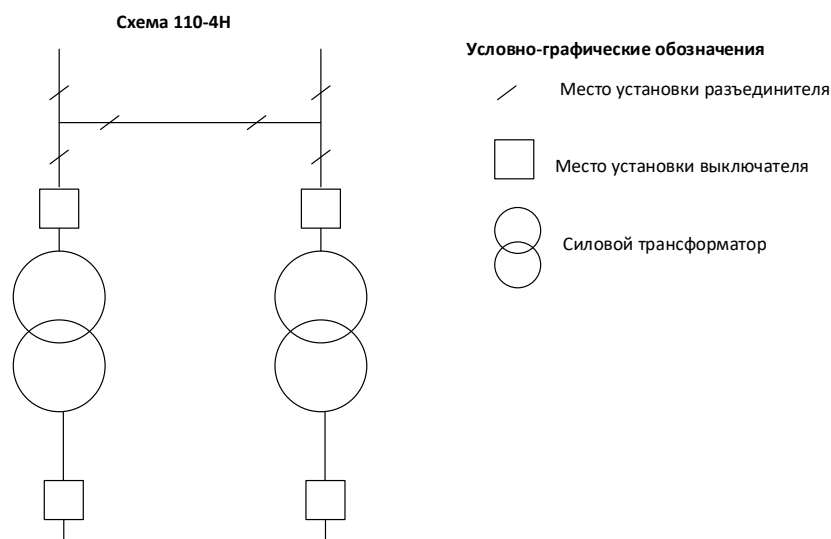


Рисунок 12 - Схема ОРУ-110 кВ

Схема 110-4Н является оптимальной с точки зрения использования коммутационных аппаратов – выключателей, а также с точки зрения

обеспечения требуемого качества и надежности электроснабжения потребителей подстанции.

2.2 Схема закрытого распределительного устройства

Для закрытых распределительных устройств напряжением 10 кВ применяются схемы с секционированной системой шин. На подстанции будут установлены силовые трансформаторы без расщепленной обмотки низкого напряжения, поэтому схема распределительного устройства низкого напряжения будет выполняться по схеме – одна секционированная система шин. Общий вид схемы распределительного устройства низкого напряжения представлен на рисунке

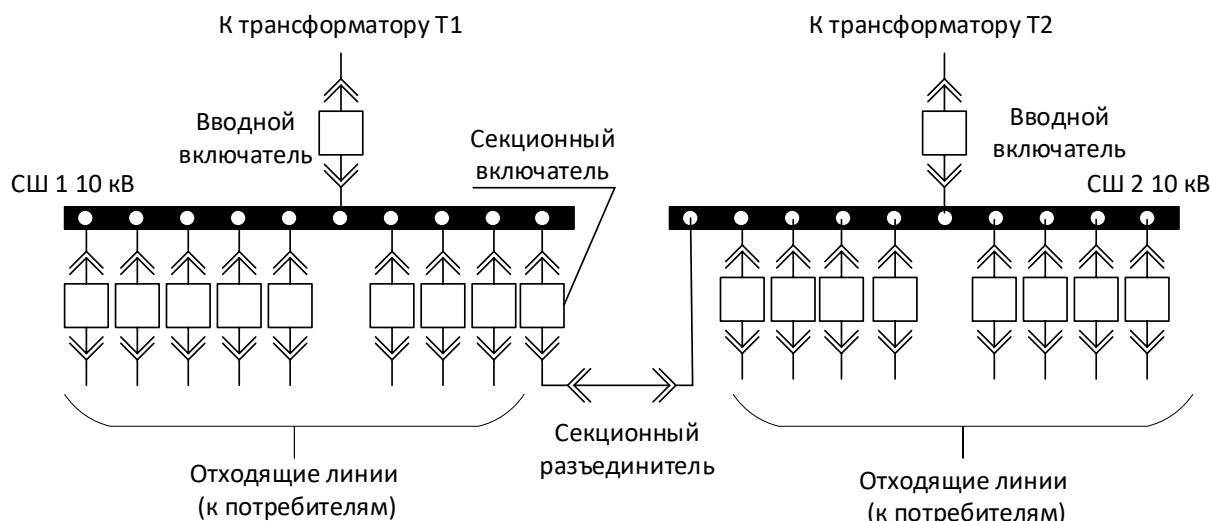


Рисунок 13- Схема распределительного устройства низкого напряжения

Выводы по разделу 2:

1. Выбрана компоновка подстанции после реконструкции;
2. Определен тип главной электрической схемы распределительного устройства 110 кВ;
3. Определена главная электрическая схема распределительного устройства 10 кВ.

3 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов

В разделе 1 выпускной квалификационной работы определена расчетная мощность подстанции после реконструкции как максимально возможная мощность подстанции $S_{ПС.маx} = 14,897$. Исходя из полученного значения мощности необходимо определить два варианта установки силовых трансформаторов.

На подстанции после реконструкции будет установлено два силовых трансформатора согласно определенной в разделе 2 главной электрической схемы подстанции.

При установке на подстанциях двух силовых трансформаторов их мощность выбирается по выражению согласно [18]:

$$S_T \geq \frac{S_{расч} \cdot K_{I-II}}{k_{авн} \cdot (n-1)}, \quad (13)$$

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

K_{I-II} - коэффициент участия потребителей первой и второй категорий;

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

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

Согласно выражению (13) определим расчетную мощность трансформатора:

$$S_{T.расч} = \frac{S_{ПС.маx} \cdot K_{I-II}}{k_{авн} \cdot (n-1)} = \frac{14,897 \cdot 0,85}{1,4 \cdot (2-1)} = 9,0446. \text{ (МВА)} \quad (14)$$

Согласно определенному расчетному значению мощности трансформатора выбираем по [4, 2] две ближайших больших мощности трансформатора: $S_{T,1} = 10000$ (кВА), $S_{T,2} = 16000$ (кВА).

Выполним расчет технико-экономических показателей для каждого варианта для оптимального выбора мощности силовых трансформаторов.

3.1 Технико-экономические показатели первого варианта

Первый вариант, подразумевает установку на подстанции двух трансформаторов мощностью 10 МВА каждый. По каталогам производителей [22] выберем трансформатор марки ТМН-10000/110-У1. Данный трансформатор имеет устройство РПН поэтому может использоваться на подстанциях электросетевых организаций. Характеристики трансформатора представлены в таблице 5.

Таблица 5 - Характеристики трансформатора ТМН-10000

Вариант	Марка	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток		Схема и группа соединения обмоток	Напряжение КЗ, %	Ток ХХ, %	Потери КЗ, кВт	Потери ХХ, кВт
			ВН	НН					
1	ТМН	10000	115	10,5	Yн/D-11	10,5	0,3	56	10

Выполним расчет показателей первого варианта установки силового трансформатора.

Определим коэффициент аварийной перегрузки:

$$k_3 = \frac{S_{ПС.маx}}{S_{номТ}} = \frac{14,897}{10} = 1,4897 \quad (15)$$

Потери реактивной мощности в режиме холостого хода:

$$Q_{xx} = \frac{i_{XX}}{100} \cdot S_{номТ} = \frac{0,3}{100} \cdot 10000 = 30 \text{ (квар)} \quad (16)$$

Потери реактивной мощности в режиме короткого замыкания:

$$Q_{кз} = \frac{u_{кз}}{100} \cdot S_{номТ} = \frac{10,5}{100} \cdot 10000 = 1050 \text{ (квар)} \quad (17)$$

Приведенные потери в режиме КЗ:

$$P'_к = \Delta P_{кз} + k_{ин} \cdot Q_{кз} = 56 + 0,05 \cdot 1050 = 108 \text{ (кВт)} \quad (18)$$

Приведенные потери в режиме ХХ:

$$P'_x = \Delta P_{XX} + k_{ин} \cdot Q_{xx} = 10 + 0,05 \cdot 30 = 11,5 \text{ (кВт)} \quad (19)$$

Полные приведенные потери в силовом трансформаторе:

$$P'_T = P'_x + k_3^2 \cdot P'_к = 11,5 + 1,4897^2 \cdot 108 = 251,174 \text{ (кВт)} \quad (20)$$

Определим значение экономически эффективной мощности. Это значение необходимо для определения количества включенных трансформаторов на подстанции:

$$S_{эПС} = S_{Т1} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_к}} = 10000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{11,5}{108}} = 4614,79 \text{ (кВА)} \quad (21)$$

Исходя из полученного в выражении (21) значения можно снижать потери электрической энергии вызванные недогрузкой силовых трансформаторов. Для этого, при снижении мощности подстанции ниже значения 4614,79 кВА один из трансформаторов может быть отключен, а вся нагрузка переведена на трансформатор, оставшийся в работе. Выполним расчет потерь электрической энергии по методике представленной в [18]. Ниже приведем описание этой методики, а все расчеты сведем в таблицу, так как расчеты выполняются для каждого значения мощности согласно полученному годовому графику подстанции (Рисунок 10). Для удобства расчетов выполним преобразование годового графика (Рисунок 10) в ступенчатый вид, рисунок 14 – полной мощности и рисунок 15 – активной мощности.

Методика определения потерь электрической энергии в трансформаторе. Полные потери электрической энергии определяются по выражению:

$$\Delta W_{ПС} = \sum_{i=1}^n \Delta W_{xi} + \sum_{i=1}^n \Delta W_{ki}, \quad (22)$$

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

Потери на холостом ходу:

$$\Delta W_{xi} = \sum_{i=1}^n n_i \cdot P'_i \cdot T_i, \quad (23)$$

где ΔW_{ki} - потерь электрической энергии в режиме короткого замыкания.

Потери в режиме КЗ:

$$\Delta W_{ki} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{n_i} \cdot P'_k \cdot k_{zi} \cdot T_i \quad (24)$$

Используя методику, представленную выражениями (22) - (24) и данные полученные в выражениях (15), (18), (19) составим таблицу 6.

Выполним расчет экономических показателей для первого варианта. Для этого воспользуемся методикой представленной в [18].

Определим стоимость электрической энергии:

$$C_э = \frac{\alpha}{T_M} + \beta = \frac{941}{5863,759} + 1,75 = 1,91 (\text{руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}), \quad (25)$$

где T_M - число часов использования максимума нагрузки, определено

по выражению (10) и равно 5863,759 ч;

α - основная ставка за 1 кВт мощности;

β - дополнительная ставка за 1 кВт·ч.

Стоимость потерь электрической энергии:

$$I_э = C_э \cdot \Delta W_{ПС} = 1,91 \cdot 590175,1802 = 1127234,594 (\text{руб}) \quad (26)$$

Величина годовых отчислений:

$$I_o = p_{сум} \cdot K \cdot n = 0,094 \cdot 15850000 \cdot 2 = 2979800 (\text{руб}), \quad (27)$$

где K - стоимость одного трансформатора, (руб);

n - число трансформаторов.

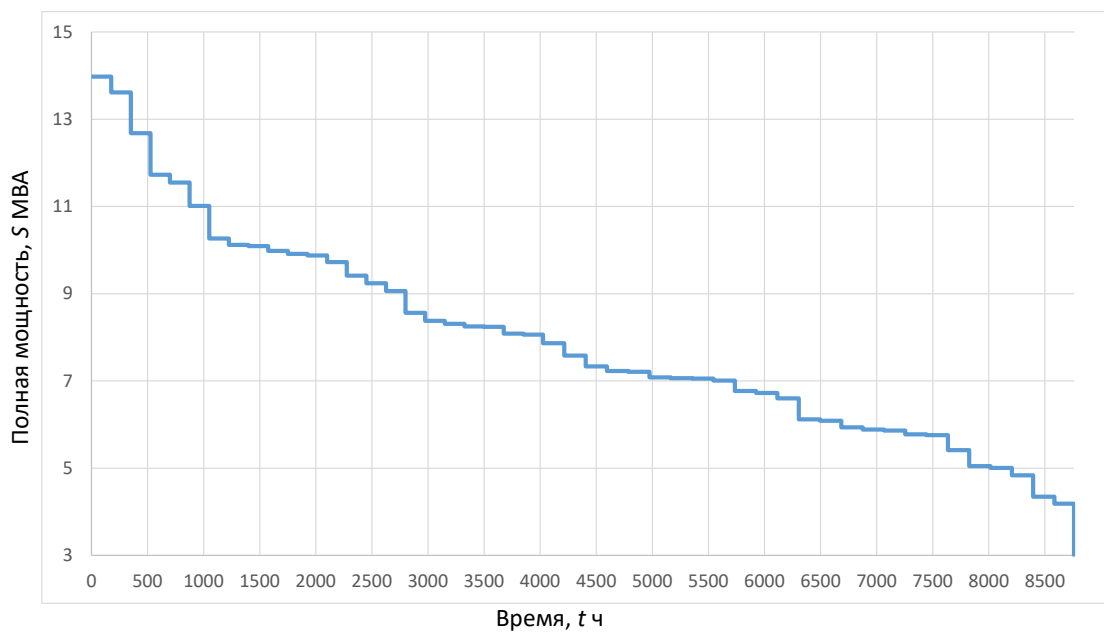


Рисунок 14 - Годовой ступенчатый график нагрузки подстанции (полная мощность)

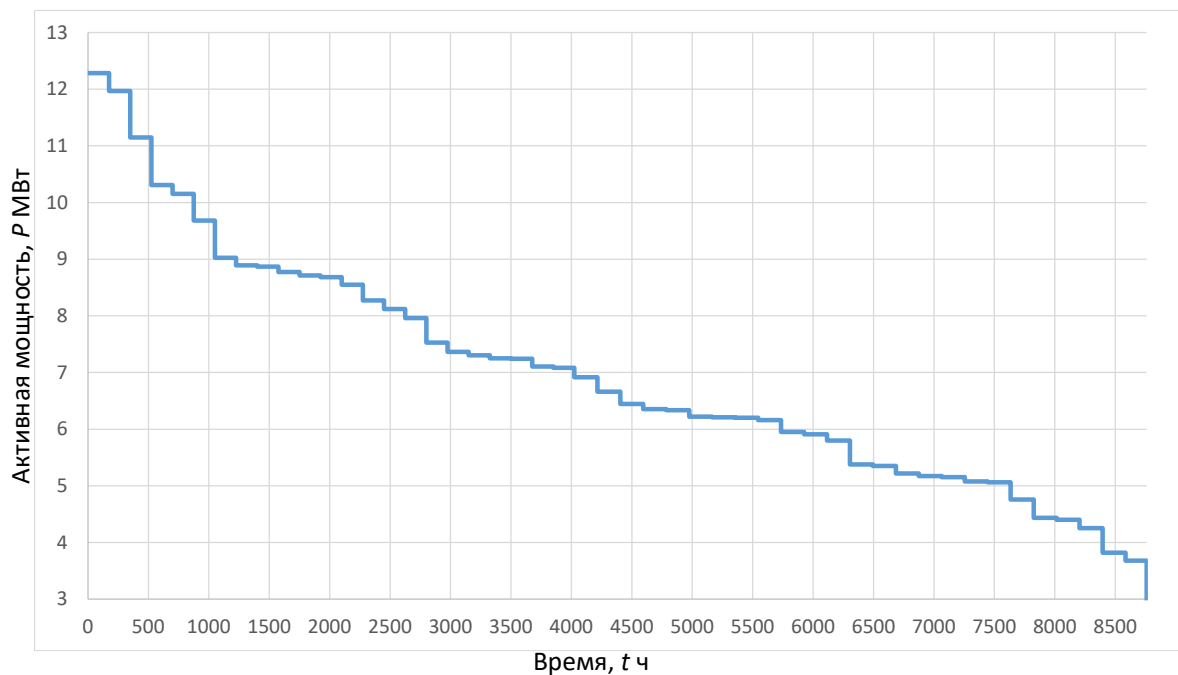


Рисунок 15 - Годовой ступенчатый график нагрузки подстанции (активная мощность)

Таблица 6 - Результаты расчета потерь электрической энергии на подстанции с двумя трансформаторами ТМН 10000

i	S_i, MBA	n_i	$T_i, \text{ч}$	$\Delta W_{xi}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	k_{zi}	$\Delta W_{ki}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$
1	2	3	4	5	6	7
1	13,9762	2	175	4025	1,39762	13207,51
2	13,6164	2	175	4025	1,36164	12867,5
3	12,6812	2	175	4025	1,26812	11983,73
4	11,7278	2	175	4025	1,17278	11082,77
5	11,55	2	175	4025	1,155	10914,75
6	11,0124	2	175	4025	1,10124	10406,72
7	10,2648	2	175	4025	1,02648	9700,236
8	10,1164	2	175	4025	1,01164	9559,998
9	10,0898	2	175	4025	1,00898	9534,861
10	9,983	2	175	4025	0,9983	9433,935
11	9,9106	2	175	4025	0,99106	9365,517
12	9,877	2	175	4025	0,9877	9333,765
13	9,726	2	175	4025	0,9726	9191,07
14	9,4122	2	175	4025	0,94122	8894,529
15	9,2372	2	175	4025	0,92372	8729,154
16	9,058	2	175	4025	0,9058	8559,81
17	8,5624	2	175	4025	0,85624	8091,468
18	8,377	2	175	4025	0,8377	7916,265
19	8,309	2	175	4025	0,8309	7852,005
20	8,25	2	175	4025	0,825	7796,25
21	8,239	2	175	4025	0,8239	7785,855
22	8,0836	2	175	4025	0,80836	7639,002
23	8,0598	2	175	4025	0,80598	7616,511
24	7,866	2	175	4025	0,7866	7433,37
25	7,5782	2	190	4370	0,75782	7775,233

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	
26	7,332	2	190	4370	0,7332	7522,632	
27	7,226	2	190	4370	0,7226	7413,876	
28	7,207	2	190	4370	0,7207	7394,382	
29	7,079	2	190	4370	0,7079	7263,054	
30	7,063	2	190	4370	0,7063	7246,638	
31	7,055	2	190	4370	0,7055	7238,43	
32	7,0084	2	190	4370	0,70084	7190,618	
33	6,7704	2	190	4370	0,67704	6946,43	
34	6,723	2	190	4370	0,6723	6897,798	
35	6,598	2	190	4370	0,6598	6769,548	
36	6,116	2	190	4370	0,6116	6275,016	
37	6,0858	2	190	4370	0,60858	6244,031	
38	5,935	2	190	4370	0,5935	6089,31	
39	5,885	2	190	4370	0,5885	6038,01	
40	5,8604	2	190	4370	0,58604	6012,77	
41	5,774	2	190	4370	0,5774	5924,124	
42	5,757	2	190	4370	0,5757	5906,682	
43	5,413	2	190	4370	0,5413	5553,738	
44	5,045	2	190	4370	0,5045	5176,17	
45	5,006	2	190	4370	0,5006	5136,156	
46	4,836	2	190	4370	0,4836	4961,736	
47	4,347	1	190	2185	0,4347	8920,044	
48	4,186	1	190	2185	0,4186	8589,672	
49	3	1	175	2012,5	0,3	5670	
				ΔW_x , кВт·ч	199122,5	ΔW_k , кВт·ч	391052,7
		$\Delta W_{ПС}$, кВт·ч	590175,1802				

Величина приведенных затрат:

$$Z_{np} = E_H \cdot K \cdot n + I_o + I_3, \quad (28)$$

где E_H - коэффициент дисконтирования, 0,15.

По выражению (28) и значениям полученным в выражениях (26) и (27) получим:

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 15850000 \cdot 2 + 2979800 + 1127234,594 = 8892034,594 \text{ (руб.)}$$

3.2 Техничко-экономические показатели второго варианта

В качестве второго варианта по каталогу производителя [22] выберем трансформатор марки ТМН-16000/110-У1. Данный трансформатор также как трансформатор из первого варианта имеет устройство регулирования напряжения под нагрузкой и может быть установлен на подстанциях электросетевых компаний. Характеристики трансформатора представлены в таблице 7.

Таблица 7 - Характеристики трансформатора ТМН-16000

Вариант	Марка	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток		Схема и группа соединения обмоток	Напряжение КЗ, %	Ток ХХ, %	Потери КЗ, кВт	Потери ХХ, кВт
			ВН	НН					
1	ТМН	16000	115	10,5	Yн/D-11	10,5	0,3	83	12

Расчеты для второго варианта выполним аналогично расчетам для первого варианта установки силовых трансформаторов, выполненных в разделе 3.1. Определим коэффициент аварийной перегрузки, по выражению (15):

$$k_3 = \frac{S_{ПС.макс}}{S_{номТ}} = \frac{14,897}{16} = 0,93$$

Потери реактивной мощности в режиме холостого хода, по выражению (16):

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

Потери реактивной мощности в режиме короткого замыкания, по выражению (17):

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

Приведенные потери в режиме КЗ, по выражению (18):

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

Приведенные потери в режиме ХХ, по выражению (19):

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

Полные приведенные потери в силовом трансформаторе, по выражению (20):

$$P'_Т = P'_x + k_3^2 \cdot P'_к = 14,4 + 0,93^2 \cdot 167 = 158,838 \text{ (кВт)}$$

Используя полученные в п. 3.1 годовые ступенчатые графики полной (рисунок 14), активной мощностей (рисунок 15). Экономически эффективная мощность для варианта с двумя трансформаторами ТМН 16000, необходимая для определения количества одновременно включенных трансформаторов на подстанции определится по выражению (21):

$$S_{эПС} = S_{Т1} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_к}} = 16000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{14,4}{167}} = 6644,43 \text{ (МВА)}$$

Используя выражения (22) - (24) заполним таблицу 8.

Выполним расчет экономических показателей варианта установки на подстанции двух силовых трансформаторов марки ТМН 16000 по методике представленной выражениями (26) - (28). Для расчетов будем использовать стоимость 1 кВт·ч полученного по выражению (25), тогда получим:

Стоимость потерь электрической энергии, по выражению (26):

$$I_э = C_э \cdot \Delta W_{ПС} = 1,91 \cdot 1199299 = 2290661 \text{ (руб)}$$

Величина годовых отчислений, по выражению (27):

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

Величина приведенных затрат, по выражению (28):

$$Z_{пр} = 0,15 \cdot 25360000 \cdot 2 + 4767680 + 2290661 = 14666341.$$

Таблица 8 - Результаты расчета потерь электрической энергии на подстанции с двумя трансформаторами ТМН 16000

i	S_i, MVA	n_i	$T_i, \text{ч}$	$\Delta W_{xi}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$	k_{zi}	$\Delta W_{ki}, \text{кВт}\cdot\text{ч}$
1	2	3	4	5	6	7
1	13.9762	2	175	5040	0.8735125	14612.5
2	13.6164	2	175	5040	0.851025	14612.5
3	12.6812	2	175	5040	0.792575	14612.5
4	11.7278	2	175	5040	0.7329875	14612.5
5	11.55	2	175	5040	0.721875	14612.5
6	11.0124	2	175	5040	0.688275	14612.5
7	10.2648	2	175	5040	0.64155	14612.5
8	10.1164	2	175	5040	0.632275	14612.5
9	10.0898	2	175	5040	0.6306125	14612.5
10	9.983	2	175	5040	0.6239375	14612.5
11	9.9106	2	175	5040	0.6194125	14612.5
12	9.877	2	175	5040	0.6173125	14612.5
13	9.726	2	175	5040	0.607875	14612.5
14	9.4122	2	175	5040	0.5882625	14612.5
15	9.2372	2	175	5040	0.577325	14612.5
16	9.058	2	175	5040	0.566125	14612.5
17	8.5624	2	175	5040	0.53515	14612.5
18	8.377	2	175	5040	0.5235625	14612.5
19	8.309	2	175	5040	0.5193125	14612.5
20	8.25	2	175	5040	0.515625	14612.5
21	8.239	2	175	5040	0.5149375	14612.5
22	8.0836	2	175	5040	0.505225	14612.5
23	8.0598	2	175	5040	0.5037375	14612.5
24	7.866	2	175	5040	0.491625	14612.5
25	7.5782	2	190	5472	0.4736375	15865

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7		
26	7.332	2	190	5472	0.45825	15865		
27	7.226	2	190	5472	0.451625	15865		
28	7.207	2	190	5472	0.4504375	15865		
29	7.079	2	190	5472	0.4424375	15865		
30	7.063	2	190	5472	0.4414375	15865		
31	7.055	2	190	5472	0.4409375	15865		
32	7.0084	2	190	5472	0.438025	15865		
33	6.7704	2	190	5472	0.42315	15865		
34	6.723	2	190	5472	0.4201875	15865		
35	6.598	1	190	2736	0.412375	31730		
36	6.116	1	190	2736	0.38225	31730		
37	6.0858	1	190	2736	0.3803625	31730		
38	5.935	1	190	2736	0.3709375	31730		
39	5.885	1	190	2736	0.3678125	31730		
40	5.8604	1	190	2736	0.366275	31730		
41	5.774	1	190	2736	0.360875	31730		
42	5.757	1	190	2736	0.3598125	31730		
43	5.413	1	190	2736	0.3383125	31730		
44	5.045	1	190	2736	0.3153125	31730		
45	5.006	1	190	2736	0.312875	31730		
46	4.836	1	190	2736	0.30225	31730		
47	4.347	1	190	2736	0.2716875	31730		
48	4.186	1	190	2736	0.261625	31730		
49	3	1	175	2520	0.1875	29225		
			ΔW_x , кВт·ч		216504	ΔW_k , кВт·ч		982795
$\Delta W_{ПС}$, кВт·ч			1199299					

3.3 Окончательный выбор варианта установки силового трансформатора

Выбор варианта установки силовых трансформаторов выполняется по условию минимума приведенных затрат, величина которых определялась в пунктах 3.2 и 3.3. Для удобства сравнения полученных результатов расчета величин приведенных затрат для двух вариантов, составим таблицу 9.

Таблица 9 - Сравнение вариантов установки силовых трансформаторов

Номер варианта	Марка и мощность трансформатора	Расчетное значение приведенных затрат, руб
1	ТМН 10000/110/10	8 862 034,594
2	ТМН 16000/110/10	14 666 341

По данным таблицы 9 получаем, что величина приведенных затрат ниже у первого варианта. Поэтому к установке на подстанции принимаем два силовых трансформатора марки ТМН 10000/110/10 кВ.

Выводы по разделу 3:

1. По полученному в разделе 1 ВКР значению максимальной расчетной мощности подстанции к сравнению выбрано два варианта установки силовых трансформаторов: ТМН 10000/110/10 и ТМН 16000/110/10.

2. Выполнен расчет технико-экономических показателей варианта установки на подстанции двух силовых трансформаторов марки ТМН 10000/110/10 и ТМН 16000/110/10. Определено годовое значение потерь электрической энергии и определено значение приведенных затрат.

4 Расчет токов короткого замыкания на подстанции после реконструкции

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 16.

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.

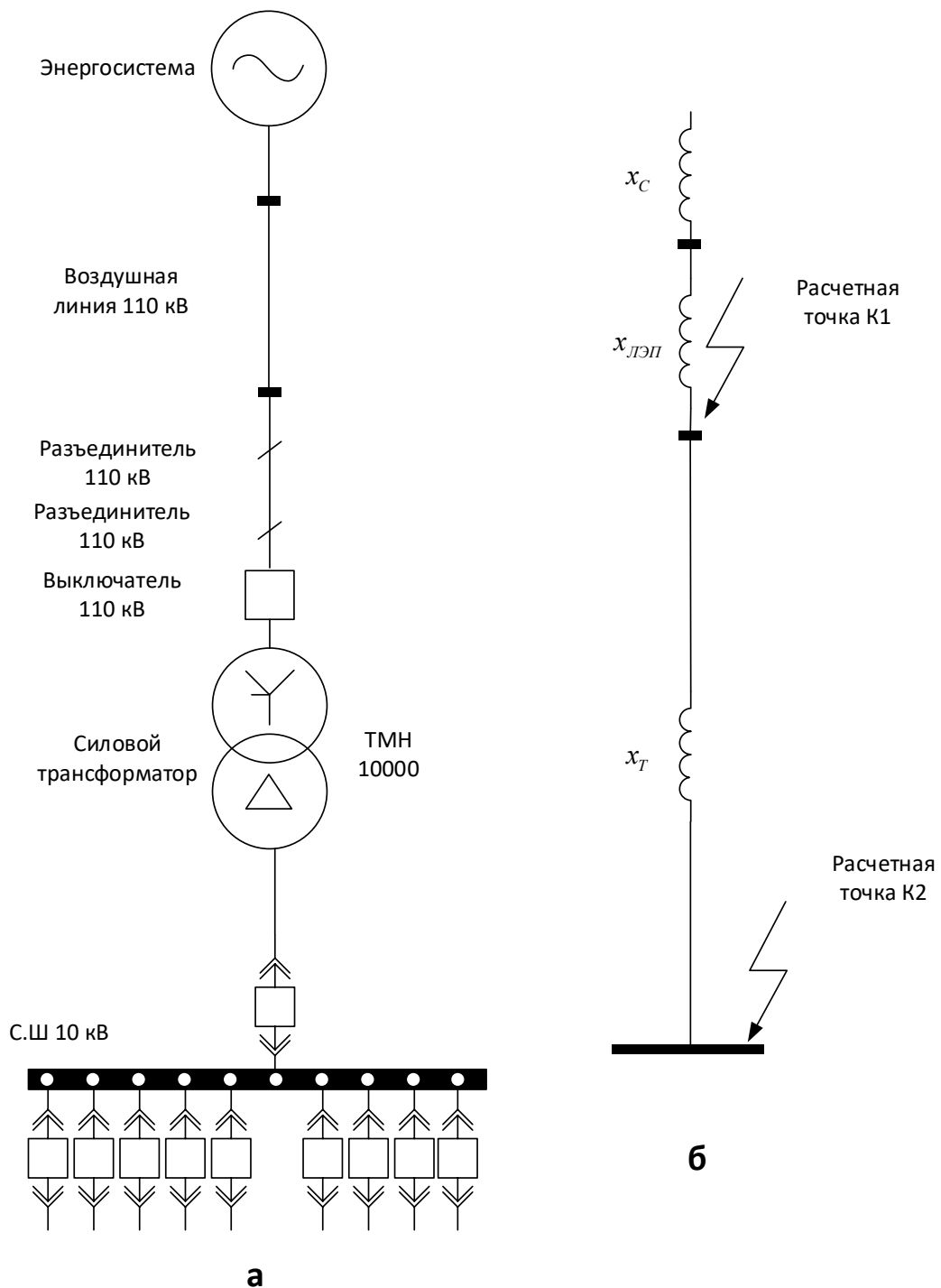


Рисунок 16 - Расчетная схема (а) и схема замещения (б) для определения токов короткого замыкания

Не все оборудование, представленное на расчетной схеме (рисунок 16 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 [18], согласно которой определим:

1. Сопротивление системы:

$$x_{*бС} = \frac{S_{б}}{S_{к}} = \frac{1000}{3400} = 0,294, \quad (29)$$

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:

$$x_{*бЛ} = x_{уд} l \frac{S_{б}}{U_{ср}^2} = 0,4 \cdot 71 \cdot \frac{1000}{115^2} = 2,147, \quad (30)$$

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:

$$x_{*бТ} = \frac{u_{кз}}{100} \frac{S_{б}}{S_{номТ}} = \frac{10,5}{100} \frac{1000}{10} = 10,5, \quad (31)$$

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:

$$x_{*резК1} = x_{*бС} + x_{*бЛ} = 0,294 + 2,174 = 2,442. \quad (32)$$

2. До расчетной точки К2:

$$x_{*резК2} = x_{*резК1} + x_{*бТ} = 2,442 + 10,5 = 12,942. \quad (33)$$

Для определения значения периодической составляющей тока короткого замыкания воспользуемся выражением:

$$I_{но} = \frac{E'_{*б}}{x_{*брез}} \cdot \frac{S_{б}}{\sqrt{3}U_{б}}, \quad (34)$$

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 (34), 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 (34), определим значение периодической составляющей тока короткого замыкания для стороны 10 кВ:

$$I_{ноК2} = \frac{E'_{*б}}{x_{*брезК1}} \cdot \frac{S_{б}}{\sqrt{3}U_{нн}} = \frac{1}{12,942} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 4,24875.$$

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

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot k_{y\partial}, \quad (35)$$

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

По выражению (35) определим значение ударного тока короткого замыкания для расчетной точки К1 (на стороне 110 кВ):

$$i_{y\partial K1} = \sqrt{2} \cdot I_{noK1} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 2,056 \cdot 1,8 = 5,234.$$

По выражению (35) определим значение ударного тока короткого замыкания для расчетной точки К2 (на стороне 10 кВ):

$$i_{y\partial K2} = \sqrt{2} \cdot I_{noK2} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 4,24875 \cdot 1,94 = 11,6567.$$

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 16б, также как и схема обратной последовательности. Составим дополнительно схему нулевой последовательности для расчетной схемы представленной на рисунке 16а. Схема нулевой последовательности представлена на рисунке 17. Для силовых двухобмоточных трансформаторов, со схемами соединения обмоток Y0/D, сопротивление $x_{\mu 0}$ имеет достаточно большое значение, поэтому в расчетах его не учитывают.

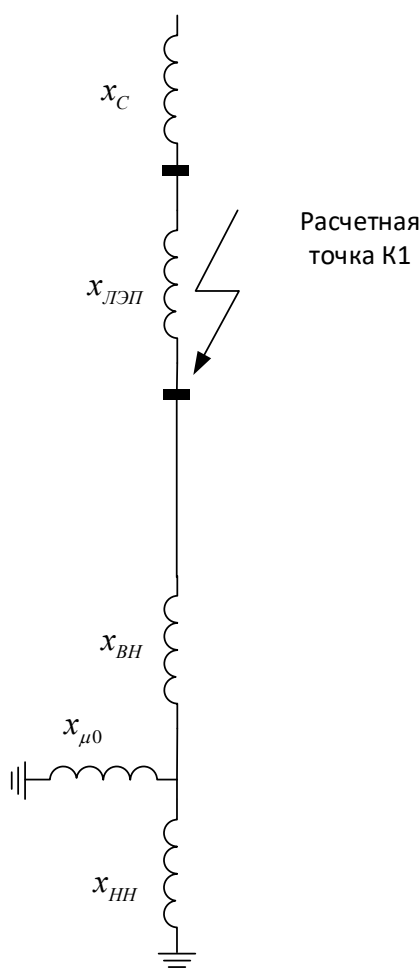


Рисунок 17 - Схема замещения нулевой последовательности

Поэтому схема замещения нулевой последовательности без учета $x_{\mu 0}$ примет вид представленный на рисунке 18, эту схему будем использовать для расчета несимметричных токов короткого замыкания. Как видно из рисунка

18, на схеме не указана расчетная точка К2, поэтому все несимметричные токи КЗ могут быть рассчитаны только для точки К1.

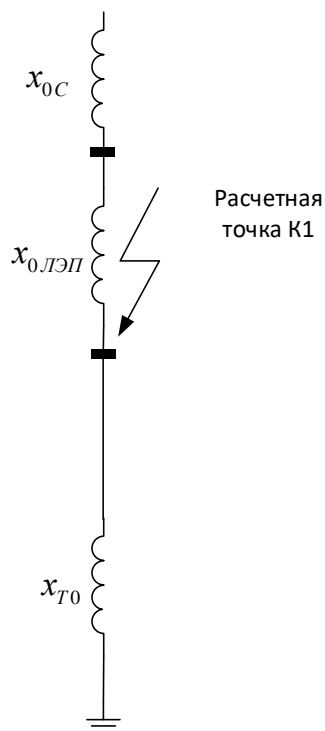


Рисунок 18 - Схема замещения нулевой последовательности используемая в расчетах

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:
 $x_{ЛЭП} = x_{2ЛЭП} = x_{*6Л} = 2,147.$

Сопротивление ЛЭП для схемы нулевой последовательности:
 $x_{0ЛЭП} = 3,5 \cdot x_{*6Л} = 3,5 \cdot 2,147 = 7,5145.$

Сопротивление трансформатора для схемы обратной последовательности: $x_T = x_{2T} = x_{*6T} = 10,5.$

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

Сопротивление до расчетной точки К1 для схемы нулевой последовательности:

$$x_{*0\text{рез}K1} = x_{0C} + x_{0\text{ЛЭП}} + x_{0T} \quad (36)$$

$$x_{*0\text{рез}K1} = 0,294 + 7,516 + 10,5 = 18,31$$

Базисный ток на стороне ВН:

$$I_{\bar{0}} = \frac{S_{\bar{0}}}{\sqrt{3}U_{\text{вн}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,026 (\text{кА}) \quad (37)$$

Однофазный ток КЗ в расчетной точке К1, периодическая составляющая:

$$I_{n0}^{(1)} = \frac{3I_{\bar{0}} \cdot E_{*0}''}{2 \cdot x_{*\text{рез}K1} + x_{*0\text{рез}K1}} = \frac{3 \cdot 5,026 \cdot 1}{2 \cdot 2,441 + 18,31} = 0,65 (\text{кА}) \quad (38)$$

Ударный ток однофазного КЗ в расчетной точке К1:

$$i_{y0}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(1)} \cdot k_{y0} = \sqrt{2} \cdot 0,65 \cdot 1,8 = 1,655 (\text{кА}) \quad (39)$$

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

$$I_{n0}^{(1,1)} = \frac{3I_{\bar{0}} \cdot E_{*0}''}{x_{*\text{рез}K1} + 2 \cdot x_{*0\text{рез}K1}} = \frac{3 \cdot 5,026 \cdot 1}{2,441 + 2 \cdot 18,31} = 0,386 (\text{кА}) \quad (40)$$

Ударный ток двухфазного КЗ на землю в расчетной точке К1:

$$i_{y\delta}^{(1.1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K1}^{(1.1)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 0,386 \cdot 1,8 = 0,983 \text{ (кА)} \quad (41)$$

Двухфазный ток КЗ в расчетной точке К1, периодическая составляющая:

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\delta} \cdot E_{*\delta}''}{2 \cdot x_{*рез K1}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5,026 \cdot 1}{2 \cdot 2,441} = 1,781 \text{ (кА)} \quad (42)$$

Ударный ток двухфазного КЗ в расчетной точке К1:

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K1}^{(2)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 1,781 \cdot 1,8 = 4,533 \text{ (кА)} \quad (43)$$

Базисный ток на стороне НН:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{нн}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55,05 \text{ (кА)} \quad (44)$$

Двухфазный ток КЗ в расчетной точке К2, периодическая составляющая:

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\delta} \cdot E_{*\delta}''}{2 \cdot x_{*рез K1}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 55,05 \cdot 1}{2 \cdot 12,942} = 3,68 \text{ (кА)} \quad (45)$$

Ударный ток двухфазного КЗ в расчетной точке К2:

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K1}^{(2)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 3,68 \cdot 1,94 = 10,09, \text{ (кА)} \quad (46)$$

Значения токов короткого замыкания, полученные в разделах 4.1 и 4.2 сведем в итоговую таблицу 10.

Таблица 10 - 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 10 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:

1. Составлена схема для расчета симметричных и несимметричных токов короткого замыкания и определены параметры схем.
2. Получены значения трехфазного тока короткого замыкания на стороне ВН и на стороне НН подстанции.
4. Получены значения несимметричных токов короткого замыкания на стороне ВН и НН подстанции.
5. Определены значения токов короткого замыкания, которые необходимо использовать для выбора и проверки оборудования подстанции в разделе 5 выпускной квалификационной работы.

5 Выбор оборудования электрической части понизительной подстанции после реконструкции

Выбор оборудования подстанции выполняется на основании данных полученных в разделах 1 и 5 ВКР.

Основным оборудованием подстанции, подлежащим выбору, являются [27]:

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, представленной в разделе «2 Главная электрическая схема подстанции после реконструкции», 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:

$$I_{\text{ном.выкл}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 70,286 \text{ (А)} \quad (47)$$

Значение времени момента размыкания контактов выключателя:

$$\tau_{\text{откл}} = t_{P3 \min} + t_{\text{с.в.откл}} = 0,01 + \Delta t_c + t_{\text{с.в.откл}}, \quad (48)$$

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

$t_{\text{с.в.откл}}$ - собственное время отключения выключателя.

Для рассматриваемого выключателя ВГТ определим по выражению (48) значение времени момента размыкания контактов:

$$\tau_{\text{откл}} = 0,01 + 0,038 = 0,048 \text{ (с)} \quad (49)$$

Ток в момент размыкания контактов выключателя:

$$I_{\text{н\tau}} = \gamma \cdot I_{\text{н0}}, \quad (50)$$

где γ - коэффициент затухания периодической составляющей тока КЗ.

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

$$I_{*n0(H)} = \frac{I_{n0}}{I_H} = \frac{I_{n0} \cdot U_{\text{ном}}}{S_k} = \frac{2,056 \cdot 115}{3400000} = 6,95 \approx 7, \quad (51)$$

Используя значение полученное в выражении (51), определим кривую на рисунке 19, (показана красным цветом). Воспользуемся значением времени полученном в выражении (49) и определим $\gamma = 0,64$, тогда по выражению (50) получим:

$$I_{\text{н\tau}} = \gamma \cdot I_{\text{н0}} = 0,64 \cdot 2,056 = 1,31584 \text{ (кА)}$$

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

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}, \quad (52)$$

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:

$$T_a = \frac{x_\Sigma}{r_\Sigma} \cdot \frac{1}{2\pi f}, \quad (53)$$

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 16а) 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, $x_{Л} = 0,4 \cdot 71 = 28,4$, активное сопротивление линии

$r_{Л} = 0,3 \cdot 71 = 21,3$, тогда $\frac{x_{Л}}{r_{Л}} = \frac{28,4}{21,3} = 1,3$. Тогда суммарное сопротивление до

точки установки высоковольтного выключателя, будет равно 51,3 и по выражению (53) 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 апериодическая составляющая в момент размыкания контактов выключателя:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{\frac{-\tau_{откл}}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 2,056 \cdot e^{\frac{-0,048}{0,163}} = 2,166. \text{ (кА)}.$$

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

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

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

β - содержание апериодической составляющей в токе КЗ в момент размыкания контактов выключателя, определяется по расчетным кривым по значению $\tau_{откл}$ из [14], $\beta = 23\%$.

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

$$B_K = (I_{no}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} \cdot T_a) = 2,056^2 \cdot (0,038 \cdot 0,163) = 0,0261 \quad (54)$$

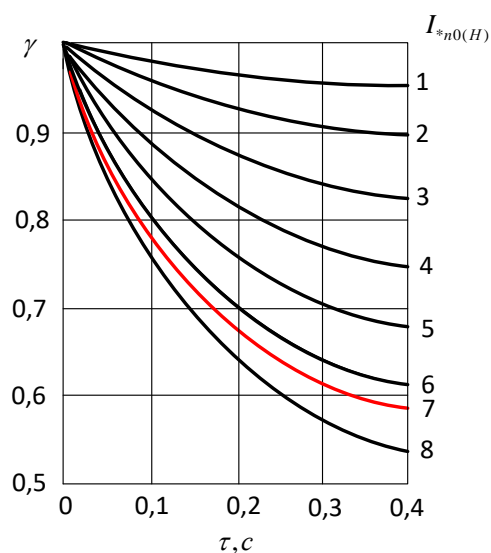


Рисунок 19 - Кривые для определения коэффициента затухания периодической составляющей тока КЗ

Таблица 11 - Параметры выбора высоковольтного выключателя 110 кВ

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	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
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 12.

Таблица 12 - 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 [13] 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 схеме 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. 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 NXT 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:

$$I_{\max} = 1,4 \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = 1,4 \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73,5 \text{ (А)} \quad (55)$$

Таблица 13- Таблица выбора измерительных трансформаторов

Наименование параметра	Расчетное значение параметра	Каталожное значение параметра для комбинированного	Каталожное значение параметра для трансформатора тока	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:

$$q = \frac{I_{\max}}{J} = \frac{I_{\max}}{1} = 73,5 \text{ (мм}^2\text{)} \quad (56)$$

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 [14]. Выполним проверку на коронирование, так как

для напряжения 110 кВ минимальным сечением является 70 мм². Определим значение начальной критической напряженности электрического поля:

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,68}} \right) = 33,8 \text{ (кВ/см)} \quad (57)$$

Напряженность электрического поля вокруг провода:

$$E = \frac{0,354U}{r_0 \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 110}{0,68 \cdot \lg \frac{300}{0,68}} = 21,65 \text{ (кВ/см)} \quad (58)$$

Коронирование провода не происходит если выполняется условие:

$$1,07E \leq 0,9E_0 \quad (59)$$

Проверим данное условие по полученным в (57) и (58) 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 (47).

Для вводной и секционной ячеек:

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

Для ячеек отходящих линий:

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

Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ для шин 10 кВ подстанции по [14] и [18] равна $T_a = 0,12$, тогда по выражению (52) получим:

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

Номинальное значение апериодической составляющей тока КЗ для вакуумных выключателей:

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

Тепловой импульс в момент размыкания контактов выключателя:

$$B_K = (I_{no}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 4,24875^2 \cdot (0,03 + 0,12) = 2,7.$$

Выбор выключателей на стороне 10 кВ сведем в таблицу 14.

Так как расчетные значения не превышают каталожных к установке принимаем вакуумные выключатели [9], входящие в комплектные распределительные ячейки КРУ 2-15Р производства компании «АПЕКС» [23]. 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 15.

Таблица 14 - 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
1	2	3	4	5	6	7
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), $I_{нт}$	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), $i_{ат}$	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 15 - 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	808,3мА	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» [25].

Выводы по разделу 5:

1. 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.

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

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

4. 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» [11].

«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» [10].

Данные для расчета уставок релейной защиты силового трансформатора представлены в таблице 16. При расчете уставок использованы источники [11], [10], [30]. В качестве устройства релейной защиты выбраны микропроцессорные, так как использование электромеханических и электронных устройств не актуально [26].

Таблица 16 - 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:

$$I_{ВН} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,2 \text{ (А)} \quad (60)$$

Номинальный ток в обмотках НН:

$$I_{HH} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 549,85. \text{ (A)} \quad (61)$$

Максимальный ток в канале измерения:

обмотка ВН:

$$I_{\text{макс ПТН ВН}} = k_{\text{пер}} \cdot \frac{I_{n0}^{(3)}}{K_{\text{ТТ ВН}}} = 2 \cdot \frac{2056}{80} = 51,4. \text{ (A)} \quad (62)$$

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

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

обмотка НН:

$$I_{\text{макс ПТН НН}} = k_{\text{пер}} \cdot \frac{I_{n0}^{(3)}}{K_{\text{ТТ НН}}} = 2 \cdot \frac{4248}{600} = 14,16. \text{ (A)} \quad (63)$$

Проверка платы преобразования тока в напряжение (ПТН):

на стороне ВН:

$$\frac{I_{\text{ВН}}}{K_{\text{ТТ ВН}}} = \frac{50,2}{80} = 0,6, \text{ (A)} \quad (64)$$

на стороне НН:

$$\frac{I_{\text{НН}}}{K_{\text{ТТ НН}}} = \frac{549,9}{600} = 0,9165. \text{ (A)} \quad (65)$$

Для стороны ВН и НН ПТН выбраны правильно.

Выполним расчет уставки дифференциальной токовой отсечки (ДТО).

Относительный расчётный ток небаланса определяется после определения диапазона регулирования:

$$U_{рез} = \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100} = \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} = 0,16. \quad (66)$$

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

$$I_{НБ\ расч} = (k_{пер2} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{макс} + U_{рез} + \gamma) \cdot \frac{I_{К\ макс\ НН\ прив}}{I_{ВН}}, \quad (67)$$

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

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:

$$I_{ДТО} = K_{отс} \cdot I_{НБ\ расч} = 1,2 \cdot 3,55 = 4,27, \text{ (о.е)} \quad (68)$$

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

Расчет уставки начального тока срабатывания ДЗТ.

Относительный расчетный ток небаланса:

$$I_{НБ\ расч} = 0,5 \cdot (k_{пер3} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{0,5} + U_{рез} + \gamma) = 0,5 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,05) = 0,155, \quad (69)$$

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:

$$I_{ДЗТ нач} = k_{отс2} \cdot I_{НБ расч} = 1,5 \cdot 0,155 = 0,24, \quad (70)$$

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 $I_{торм2} = 1,5$:

$$I_{ДЗТ2} = k_{отс} \cdot 1,5(k_{пер} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{1,5} + U_{рег} + k_{выр}), \quad (71)$$

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

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 $1,5I_{ном тр ВН}$;

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

Коэффициент торможения на втором участке тормозной характеристики:

$$K_{ТОРМ2} = I_{ДЗТ2} - I_{ДЗТнач} = 0,74 - 0,3 = 0,44. \quad (72)$$

Расчет уставки коэффициента торможения третьего участка характеристики торможения ДЗТ.

Тормозной ток соответствующий максимальному току внешнего КЗ:

$$I_{Кторм} = \left(1 - \frac{k_{пер2} \cdot \varepsilon_{МАКС}}{2}\right) \cdot \frac{I_{КМАКСвнеш}}{I_{ВН}} = \left(1 - \frac{2,5 \cdot 0,1}{2}\right) \cdot \frac{387}{50,2} = 6,77. \quad (73)$$

Уставка коэффициента торможения на третьем участке:

$$K_{ТОРМ3} = \frac{I_{ДТО} - I_{ДЗТ2}}{I_{Кторм} - I_{ТОРМ2}} = \frac{4,27 - 0,74}{6,77 - 1,5} = 0,67. \quad (74)$$

Выбор уставки начального тока срабатывания ДЗТ группы чувствительных уставок.

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

$$U'_{рег} = \frac{3\Delta U}{100\%} = \frac{3 \cdot 1,78}{100\%} = 0,053. \quad (75)$$

Расчетный ток небаланса:

$$I'_{НБ расч} = 0,5 \cdot (k_{пер3} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{0,5} + U'_{рег} + \gamma), \quad (76)$$

$$I'_{НБ расч} = 0,5 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,053 + 0,05) = 0,102.$$

Уставка начального тока срабатывания ДЗТ:

$$I'_{ДЗТ\text{ нач}} = k_{отс2} \cdot I'_{НБ\text{ расч}} = 1,5 \cdot 0,102 = 0,15. \quad (77)$$

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

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

$$I'_{ДЗТ2} = k_{отс} \cdot 1,5 \cdot (k_{пер} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{1,5} + U'_{рез} + k_{выр}), \quad (78)$$

$$I'_{ДЗТ2} = 1,2 \cdot 1,5 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,053 + 0,05) = 0,54,$$

Коэффициент торможения на втором участке тормозной характеристики:

$$K'_{ТОРМ2} = I'_{ДЗТ2} - I'_{ДЗТ\text{ нач}} = 0,54 - 0,3 = 0,24. \quad (79)$$

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

$$I'_{ДТО} = K_{отс} (k_{пер2} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{МАКС} + U'_{рез} + \gamma) \cdot \frac{I_{К\text{ макс НН прив}}}{I_{ВН}}, \quad (80)$$

$$I'_{ДТО} = 1,2(2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,053 + 0,05) \cdot \frac{387}{50,2} = 3,27.$$

Коэффициент торможения на третьем участке:

$$K_{ТОРМ3} = \frac{I'_{ДТО} - I'_{ДЗТ2}}{I_{К\text{ торм}} - I_{торм2}} = \frac{3,27 - 0,54}{6,77 - 1,5} = 0,52. \quad (81)$$

Коэффициент чувствительности ДЗТ:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{К\text{ мин НН прив}} \cdot (1 - \varepsilon_{\text{мин}})}{I_{ВН} \cdot I_{ДЗТ\text{ нач}}} = \frac{387 \cdot (1 - 0,1)}{50,2 \cdot 0,3} = 23,127, \quad (82)$$

где $I_{К\text{ мин НН прив}}$ - 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.

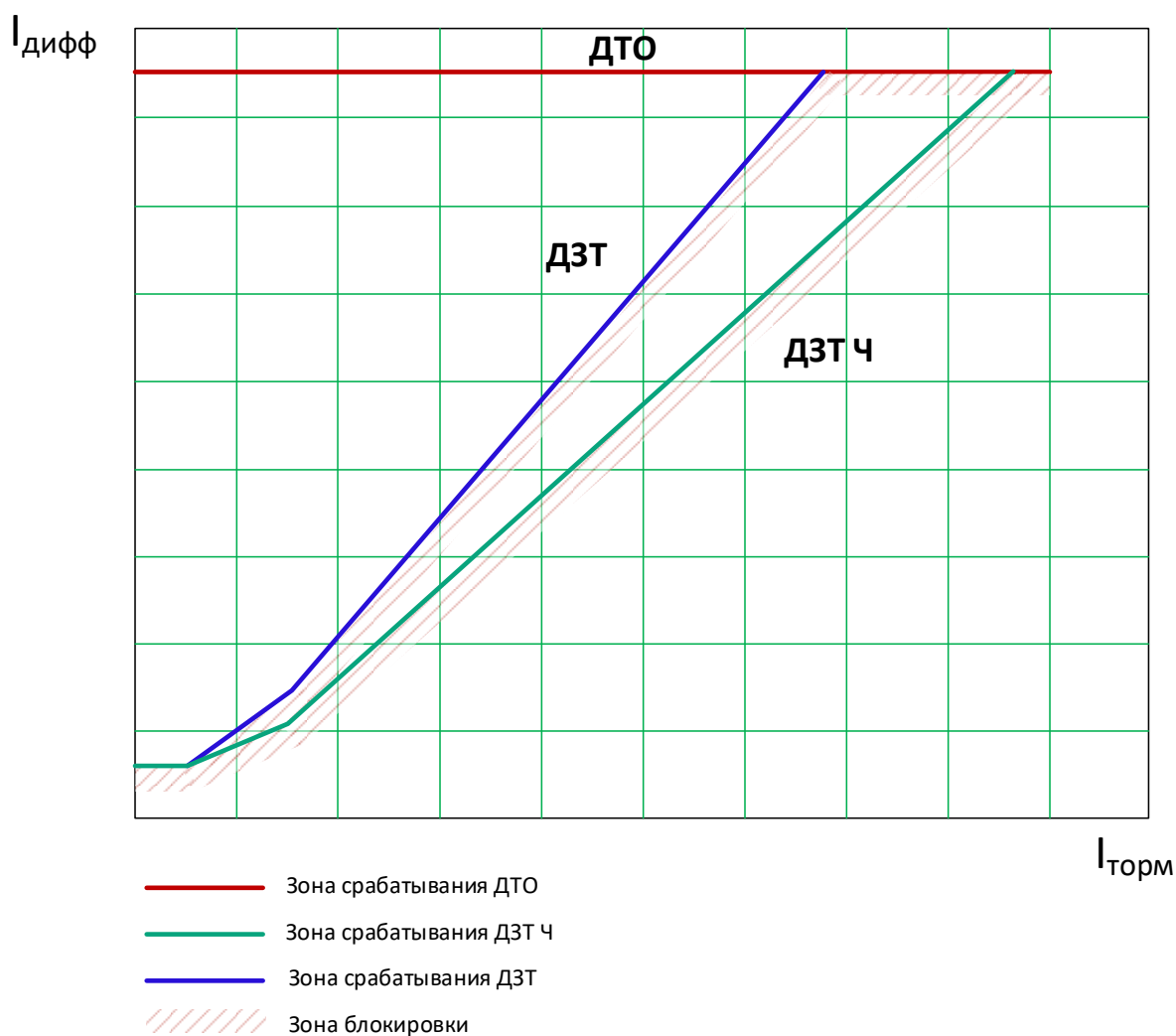


Рисунок 20 - Характеристики ДТО, ДЗТ и «чувствительного» органа ДЗТ (ДЗТ Ч)

Относительный расчётный ток небаланса:

$$I_{НБ\ расч} = 1 \cdot (k_{перз} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{раб\ макс} + U_{рег} + \gamma) = 1 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,053 + 0,05) = 0,2, \quad (83)$$

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

$$I_{НБ} = K_{ОТС} \cdot I_{НБ\text{ расч}} = 1,1 \cdot 0,31 = 0,34. \quad (84)$$

Уставка сигнализации небаланса:

$$K_{НБ} = \frac{I_{НБ}}{I_{ДЗТ\text{ нач}}} = \frac{0,34}{0,3} = 1,14. \quad (85)$$

Выводы по разделу 6:

1. Выполнен расчет уставок срабатывания для микропроцессорного терминала защиты силового трансформатора.
2. Построена характеристика срабатывания дифференциальной защиты силового трансформатора.
3. 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 молниеприемников, а их количество и высота должны выбираться расчетным путем. Кроме того, приходящие 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 [12], [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 [21]. Размеры подстанции 35x40 м. Примем расстояния между молниеотводами $l_1 = 30$ м, $l_2 = 35$ м, тогда предельное расстояние между молниеотводами

$$L = \sqrt{l_1^2 + l_2^2} = \sqrt{30^2 + 35^2} = 46,09 \text{ (м)} \quad (86)$$

Превышение высоты молниеотвода над высотой защищаемого объекта:

$$h_a = \frac{L}{8} = \frac{46,09}{8} = 5,76. \quad (87)$$

Высота молниеотвода:

$$h = h_x + h_a = 9,7 + 5,76 = 15,46 \text{ (м)} \quad (88)$$

Примем типовое значение высоты молниеприемника СМ-20 – 20 м, тогда из выражения (88) получим:

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

Проверим выполнение условия:

$$L \leq 8(h - h_x) \leq 8h_a, \quad (89)$$

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

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:

$$h_0 = 0,92 \cdot h = 18,4, \text{ (м)} \quad (90)$$

$$r_x = 1,5(h - 1,1h_x) = 1,5(20 - 1,1 \cdot 9,7) = 13,995 \approx 14, \text{ (м)} \quad (91)$$

$$r_0 = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 20 = 30, \text{ (м)} \quad (92)$$

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

– для молниеприемников с наименьшим расстоянием:

$$h_{\min 1} = h_{c1} = h_0 - 0,14(l_1 - h) = 18,4 - 0,14(30 - 20) = 28,6, \text{ (м)} \quad (93)$$

– для молниеприемников с наибольшим расстоянием:

$$h_{\min 2} = h_{c2} = h_0 - 0,14(l_2 - h) = 18,4 - 0,14(35 - 20) = 27,9, \text{ (м)} \quad (94)$$

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

$$r_c = r_0 = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 20 = 23,2. \text{ (м)} \quad (95)$$

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

– для ближайших молниеприемников:

$$r_{cx1} = r_0 \cdot \frac{h_{c1} - h_x}{h_{c1}} = 23,2 \cdot \frac{28,6 - 9,7}{28,6} = 15,33. \text{ (м)} \quad (96)$$

– для удаленных молниеприемников:

$$r_{cx2} = r_0 \cdot \frac{h_{c2} - h_x}{h_{c2}} = 23,2 \cdot \frac{27,9 - 9,7}{27,9} = 15,12. \text{ (м)} \quad (97)$$

План молниезащиты подстанции с указанием точек установки молниеприемников, 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 $U_{np.\dot{\omega}on} = 500 \text{ В}$ » [5].

«Коэффициент для сложных заземлителей из горизонтальных и вертикальных проводников:

$$K_{II} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_g \cdot L_z}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}}, \quad (98)$$

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_z – длина горизонтальных заземлителей, принята 424 м;

a – расстояние между вертикальными заземлителями, принято 3 м;

S – площадь заземляющего устройства, принята 930 м²» [5].

По выражению (98) 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_q и сопротивлению растекания тока от ступней R_c :

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c}, \quad (99)$$

где R_q сопротивления тела человека, принято 1000 Ом,

R_c - сопротивление растекания тока, принята $1,5\rho_{в.с}$,

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

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

Напряжение на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{np.\dot{\omega}on}}{K_{II}}, \quad (100)$$

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

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

«Сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{3.\dot{\omega}on} \leq \frac{U_3}{I_3}, \quad (101)$$

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

$$R_{3.\dot{\omega}on} = \frac{3472,2}{1655} = 2,098 \text{ Ом}.$$

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

$$m = \frac{L_z}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (102)$$

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

Принимаем $m = 6$.

Длина полос в расчетной модели:

$$L'_z = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot \sqrt{930} \cdot (6 + 1) = 67,99 \approx 68, \quad (103)$$

Длина сторон ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{930}}{6} = 5,082, \quad (104)$$

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

$$n_g = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_g} = \frac{\sqrt{930} \cdot 4}{1 \cdot 3} = 40, \quad (105)$$

Принимаем $n_g = 40$

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_g = l_g \cdot n_g = 3 \cdot 40 = 120, \quad (106)$$

Относительная глубина погружения вертикальных электродов:

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

Тогда:

$$A = \left(0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \right) = \left(0,385 - 0,25 \cdot \frac{3 + 0,7}{\sqrt{930}} \right) = 0,355, \quad (107)$$

Общее сопротивление сложного заземлителя:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_g} = 0,355 \cdot \frac{20}{\sqrt{930}} + \frac{20}{424 + 120} = 0,269, \quad (108)$$

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

Напряжение прикосновения:

$$U_{np} = K_{II} \cdot I_3 \cdot R_3 = 0,144 \cdot 1665 \cdot 0,269 = 64,49, \quad (109)$$

что меньше допустимого значения 500 В, что удовлетворяет требованиям [12], [5].

Выводы по разделу 7:

1. Выполнен расчет системы молниезащиты подстанции, с установкой четырех молниеприемников высотой 20 м

2. Для установки приняты молниеприемники марки СМ-20 выполненных на металлических опорах, рассчитанная система молниезащиты обеспечивает требуемую зону защиты со степенью надежности 0,99.

3. Выполнен расчет системы заземления ОРУ 110 кВ. Конструктивно система заземления выполнена в виде сложного заземлителя, содержащего 49 вертикальных заземлителя с высотой 3 м и 6 ячеек горизонтального заземлителя. Глубина установки вертикальных заземлителей 0,7 м. Подсыпка гравием не выполняется.

4. Получены значения напряжения прикосновения для рассчитанной системы заземления подстанции не превышающее нормируемого значения.

Заключение

В рамках выполнения выпускной квалификационной работы выполнен проект реконструкции подстанции «Частоостровская». Подстанция находится в ведение Россети-Сибирь, филиал «Красноярскэнерго», Емельяновские РЭС. Год ввода подстанции в эксплуатацию – 1971. В настоящее время на подстанции установлено два силовых трансформатора мощностью 6,3 МВА. Определена схема подстанции, которая не подвергалась изменениям в рамках реконструкции. Схема ОРУ 110 кВ 110-4Н, а схема ЗРУ 10 кВ – одна секционированная система шин.

Для определения необходимости реконструкции подстанции выполнен анализ перспективных нагрузок, а также выполнено моделирование суточных графиков нагрузок с использованием программы Mathcad [15]. Полученные графики использованы в ВКР для построения годового графика и выбора силовых трансформаторов. Для уставки на подстанции принято два силовых трансформатора марки ТМН 10000. Для оптимального выбора силового трансформатора выполнено сравнение технико-экономических показателей для варианта с трансформаторами ТМН 16000 и ТМН 10000. Силовой трансформатор марки ТМН 10000 принят к уставке, так как величина приведенных затрат на уставку была ниже чем у варианта с двумя трансформаторами ТМН 16000.

Для выбора оборудования подстанции выполнен расчет токов короткого замыкания. Получены значения симметричных – трехфазных токов короткого замыкания, а также несимметричных – однофазного, двухфазного и двухфазного на землю. Для выбора и проверки оборудования использовались значения трехфазного короткого замыкания, так как эти значения были максимальны на каждой из сторон подстанции.

Для уставки на подстанции приняты высоковольтные выключатели марки ВГТ 110 и ВБМУ-10-12,5, разъединители марки РГ-110. В качестве

измерительных трансформаторов выбраны оптические трансформаторы тока и напряжения для стороны 110 кВ и стороны 10 кВ.

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 обеспечивают защиту силового трансформатора от повреждений.

Выполнен расчет системы молниезащиты подстанции, с установкой четырех молниеприемников высотой 20 м. Для установки приняты молниеприемники марки СМ-20 выполненных на металлических опорах, рассчитанная система молниезащиты обеспечивает требуемую зону защиты со степенью надежности 0,99. Выполнен расчет системы заземления ОРУ 110 кВ. Конструктивно система заземления выполнена в виде сложного заземлителя, содержащего 49 вертикальных заземлителя с высотой 3 м и 6 ячеек горизонтального заземлителя. Глубина установки вертикальных заземлителей 0,7 м. Подсыпка гравием не выполняется. Получены значения напряжения прикосновения для рассчитанной системы заземления подстанции не превышающее нормируемого значения.

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. ГОСТ Р 52719-2007. Национальный стандарт Российской Федерации трансформаторы силовые. Общие технические условия. М.: Стандартинформ, 2008. 70 с.
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. Портал электросетевых услуг.: [сайт]. [2021]. URL: https://портал-тп.рф/platform/portal/tehprisEE_centry_pitania (дата обращения: 06.02.2021).
8. Каталог подстанций России energybase.ru [Электронный ресурс] // Электроэнергетика. Нефть и Газ. Сайт для поставщиков energybase.ru: [сайт]. [2021]. URL: <https://energybase.ru/substation> (дата обращения: 06.02.2021).

9. Компания "Электрокомплекс". Вакуумные выключатели с магнитным удержанием. Технические характеристики. Минусинск: Электрокомплекс, 2021. 4 с.
10. Маркевич А.И. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Псков: Издательство ПГУ, 2012. 138 с.
11. Нагай В.И. Релейная защита ответвительных подстанций электрических сетей. М.: Энергоатомиздат, 2002. 312 с.
12. Правила устройства электроустановок. 7-е-е изд. Москва: Издательство Проспект, 2020. 832 с.
13. Разъединители серии РГ на напряжение 110 кВ // Веб-сайт компании "Разряд-М". 2021. URL: http://www.razrad.ru/wp-content/themes/storefront-child/docs/rln/rg_110.pdf (дата обращения: 12.05.2021).
14. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. М.: Академия, 2013. 449 с.
15. Рыков С.В., Кудрявцева И.В., Рыков С.А., Рыков В.А. Практикум по работе в математическом пакете MATHCAD. Учебное пособие. Санкт-Петербург: Университет ИТМО, 2015. 87 с.
16. СО 153-34.20.118-2003.Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. Москва. 2003.
17. СП 131.13330.2018. Свод правил. Строительная климатология. Москва. 2019.
18. Степкина Ю.В., Салтыков В.М. Проектирование электрической части понизительной подстанции. Тольятти: ТГУ, 2007. 124 с.
19. 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.
20. 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.

21. Титков В.В., Халилов Ф.Х. Перенапряжения и молнизащита. Учебное пособие. Санкт-Петербург: Изд-во Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого, 2017. 222 с.
22. Трансформаторы силовые масляные класса напряжения 110 кВ // Официальный сайт производителя ООО "Тольяттинский трансформатор". 2021. URL: <https://www.transformator.com.ru/ttproduction/transform/145/1641/> (дата обращения: 8.апрель.2021).
23. 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).
24. Численность населения Российской Федерации по муниципальным образованиям на 1 января 2017 года, Федеральная служба государственной статистики (РОССТАТ), Москва, 2017.
25. 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).
26. Kreig T, Finn J, editors. Substations. Springer International Publishing, 2019. 1079 pp.
27. Patel D., Chothani N. Digital Protective Schemes for Power Transformer. Singapore: Springer Singapore, 2020. 193 pp.
28. Tang Y. Voltage Stability Analysis of Power System. Singapore: Springer Singapore, 2021. 385 pp.
29. Zhu Y. Power System Loads and Power System Stability. Springer International Publishing, 2021. 164 pp.
30. Ziegler G. Numerical Differential Protection: Principles and Applications. 2nd ed. Hoboken: John Wiley & Sons, 2012. 287 pp.

Приложение А

Моделирование суточных графиков нагрузки отходящих линий подстанции в Mathcad

Представлен листинг программы для моделирования графиков нагрузок в программе Mathcad.

Расчетное значение максимальной мощности подстанции

$$P1 := 14.879$$

Определение числа отходящих линий при увеличении мощности

$$n_fiderod := \frac{P1}{3} = 4.96$$

Окончательное значение количества отходящих линий

$$n := 5$$

Определение максимальной мощности, приходящейся на каждую отходящую линию

$$P1_niz := \frac{P1}{n} = 2.976$$

Мощности нагрузок

$$PH := \begin{pmatrix} 2.976 \\ 2.976 \\ 2.976 \\ 2.976 \\ 0.1 \\ 0.1 \\ 0.1 \\ 0.1 \end{pmatrix}$$

Коэффициенты использования

$$Kê := \begin{pmatrix} 0.5 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0.4 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0.3 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0.52 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0.45 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix}$$

Продолжение Приложения А

Коэффициенты для расчета среднеквадратичных отклонений

$$D := \begin{pmatrix} 0.67 \\ 0.65 \\ 0.68 \\ 0.7 \\ 0.7 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{pmatrix}$$

Средняя мощность

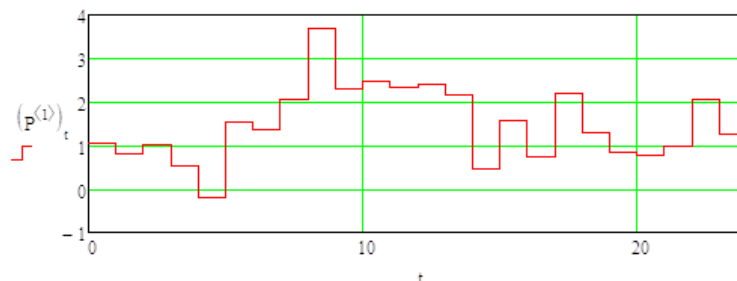
$$k := 0..7$$

$$Psredn := K \cdot PH$$

$$Psredn = \begin{pmatrix} 1.488 \\ 1.19 \\ 0.893 \\ 1.548 \\ 0.045 \\ 0.1 \\ 0.1 \\ 0.1 \end{pmatrix}$$

Моделирование индивидуальных графиков нагрузки
Для отходящей линии 1

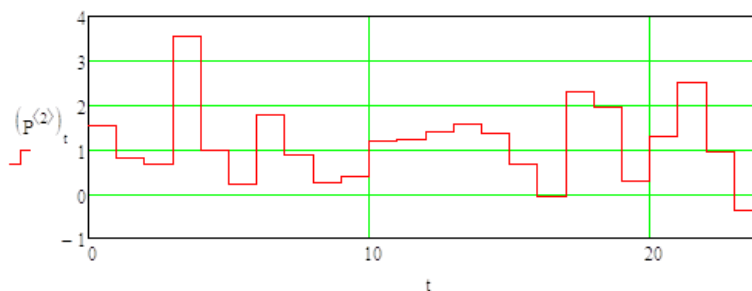
$$P^{(1)} := \text{morm}(T, Psredn_0, D_0 \cdot Psredn_0)$$



Для отходящей линии 2

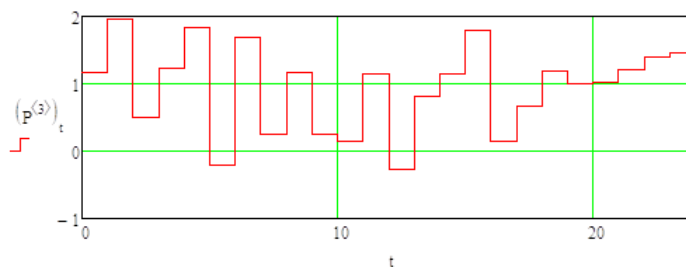
$$P^{(2)} := \text{morm}(T, Psredn_1, D_1 \cdot Psredn_1)$$

Продолжение Приложения А



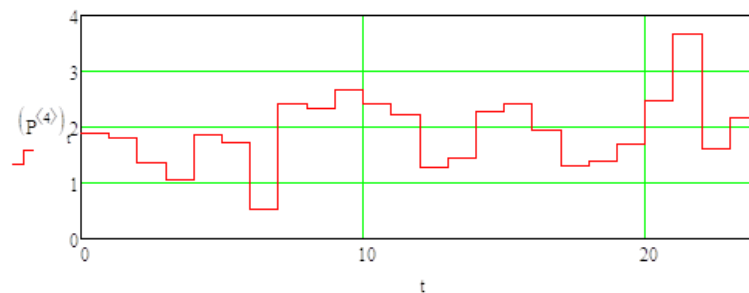
Для отходящей линии 3

$$P^{(3)} := \text{mom}(T, Psredn_2, D_2, Psredn_2)$$



Для отходящей линии 4

$$P^{(4)} := \text{mom}(T, Psredn_3, D_3, Psredn_3)$$



Для отходящей линии 5

$$P^{(5)} := \text{mom}(T, Psredn_4, D_4, Psredn_4)$$

