

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части подстанции 110/35/10 кВ «Устюжна»

Студент

Р.Э. Мухамедов

(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

В работе выполнен проект реконструкции понизительной подстанции напряжением 110/35/10 кВ «Устюжна». Определены перспективные нагрузки подстанции и построены графики полной, активной и реактивной мощностей с учетом роста. Для всех графиков представлен расчет показателей, характеризующих их форму, продолжительность использования максимальной мощности, продолжительность максимальных потерь и загрузку трансформаторов.

Подробное внимание в работе уделено выбору электрической схемы подстанции и описанию компоновки подстанции на выделенной территории.

Выбраны два силовых трансформатора обеспечивающие максимальную экономическую эффективность как в режиме их эксплуатации, так и при проведении реконструкции, т.е. минимальные финансовые затраты на их покупку.

Выполнен расчет токов короткого замыкания на основании, результатов которого выбрано и проверено все коммутационное оборудование, проведён расчет уставок релейной защиты силового трансформатора, а также выполнен расчет параметров системы заземления подстанции.

Для защиты территории подстанции и оборудования от воздействия грозových перенапряжений проведен расчет параметров системы молниезащиты и определены места установки, высота и количество молниеприемников обеспечивающих защиту с надежностью 0,99.

Пояснительная записка выпускной квалификационной работы представлена на 80 листах формата А4, содержит 10 таблиц и 13 рисунков. Графическая часть выполнена на 6 листах формата А1.

Abstract

The title of the graduation project is Electrical part for modernization of the substation “Ustuzhna” 110/35/10 kV.

The senior thesis of an explanatory note on 78 pages, including 13 figures, 10 tables, the list of references including foreign, and the graphic part on six A1 sheets.

The key issue increasing the total capacity of the substation to provide a stable power supply to consumers.

The object of the thesis is a substation “Ustuzhna”, Vologodskii region, with a three voltage classes 110 kV, 35 kV and 10 kV.

The graduation thesis is divided into three logically connected parts, which are the substation analysis and substation loads forecasting, the short circuit currents calculation and the choice of substation equipment.

In the course of this work, we consider the increase of the substation total capacity through the installing of two new power transformers with a capacity 16 MVA.

The special part of the project gives details about the installation of two new power transformers. It will help to calculate short-circuit currents since the capacity of the new power transformers is higher than the capacity of the power transformer installed in the substation before the modernization.

In conclusion we would like to stress all the results of short-circuit current calculation are used in the selection of power equipment, the calculation of relay protection and the design of the grounding system. In addition, the thesis includes a paragraph with the calculation of lightning protection system in connection with its necessity at the substation.

Содержание

Введение.....	5
1 Анализ подстанции	7
2 Электрическая схема подстанции	13
3 Выбор силовых трансформаторов.....	18
4 Определение значений токов короткого замыкания на подстанции после реконструкции	37
5 Выбор оборудования подстанции	47
6 Релейная защита силового трансформатора.....	57
7 Системы молниезащиты и заземления	65
Заключение	76
Список используемых источников.....	78

Введение

Единая Энергетическая Система (ЕЭС) России включает в себя подстанции, электростанции и линии электропередачи расположенные на всей территории страны.

Огромную роль в ЕЭС играют трансформаторные подстанции, которые обеспечивают доступное электроснабжение потребителей, а также возможность получения потребителями электрической энергии.

Основная часть подстанций в ЕЭС России строилась в середине XX века и в настоящее время уже морально и физически устарели. Развитие промышленного производства, коммунально-бытового сектора, сельскохозяйственной отрасли и других отраслей народного хозяйства страны невозможно без модернизации распределительных сетей, к которым относятся и подстанции. Исходя из этого, вопросы, связанные с повышением пропускной мощности подстанций, является всегда актуальным.

При выполнении проектов реконструкции понизительных подстанций следует учитывать огромное количество факторов. К ним относятся: текущая загрузка подстанции, перспективы развития питаемого района, заявки на технологическое присоединение к подстанции потребителей, текущее физическое состояние оборудования подстанции.

Комплексный проект реконструкции электрической части понизительной подстанции включает в себя проведение подробного анализа объекта, определение перспективной нагрузки, оптимальный выбор силовых трансформаторов с учетом допустимых аварийных перегрузок, расчет токов короткого замыкания на подстанции для оптимального выбора коммутационного и высоковольтного оборудования распределительных устройств, выбор устройств релейной защиты и автоматики с расчётом их уставок срабатывания, расчет системы заземления и молниезащиты подстанции [21]. Все перечисленные пункты необходимо решить при выполнении выпускной квалификационной работы (ВКР).

Целью ВКР является модернизация электрической части понизительной подстанции «Устюжна» с повышением ее установленной мощности.

Проведение подобной реконструкции позволит выполнить подключение новых потребителей к подстанции, а также снизить вероятность возникновения аварийных ситуаций вызванным моральным и физическим износом оборудования подстанции, что в свою очередь, повысит надёжность электроснабжения потребителей питаемого района [23], [24].

Важным вопросом развития электроэнергетической отрасли – это опережающий темп, т.е. темп развития объектов электросетевого комплекса и объектов генерации должен опережать темпы развития других отраслей народного хозяйства страны.

Кроме того, при выполнении проектов реконструкции объектов электросетевого комплекса необходимо использовать оборудование, произведенное российскими предприятиями, так как это, во-первых, снизит стоимость реализации проекта за счет снижения издержек на доставку оборудования, а также повысит защищенность объекта от изменений во внешней экономической ситуации.

1 Анализ подстанции

Объектом выпускной квалификационной работы является понизительная подстанция напряжением 110/35/10 кВ «Устюжна». Данная подстанция расположена в Вологодской области. Эксплуатирующей организацией является Вологдаэнерго, филиал МРСК «Северо-Запад». План расположения подстанции представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Расположение подстанции "Устюжна"

Подстанция имеет 3 класса напряжения. Конструктивно распределительные устройства подстанции выполнены следующим образом:

1. Распределительное устройство 110 кВ – выполнено как открытое распределительное устройство (ОРУ-110)
2. Распределительное устройство 35 кВ – выполнено как открытое распределительное устройство (ОРУ-35)

3. Распределительное устройство 10 кВ – выполнено как закрытое распределительное устройство (ЗРУ-10).

По стороне 35 кВ подстанция «Устюжна» питает подстанции:

1. ПС «Подольская» 35/10 кВ
2. ПС «Мочала».

По стороне 110 кВ подстанция «Устюжна» связана с подстанциями:

1. ПС «Коротово»
2. ПС «Желябово».

Компоновка подстанции до реконструкции представлена на рисунке 2. Большая площадь, занимаемая ОРУ 110 кВ объясняется расположением распределительных устройств. Силовые трансформаторы расположены между ОРУ 110 и ОРУ 35 кВ, и для поворота гибких шин 110 кВ используются линейные порталы.



Рисунок 2 - Компоновка подстанции "Устюжна"

Подстанция «Устюжна» является проходной подстанцией, поэтому на ОРУ 110 подстанции выполнена схема 110-5Н. Данная схема позволяет при

увеличении числа присоединений со стороны 110 кВ изменить схему на схему 110-6, с системой шин или с системой обходной шины.

В рамках выполнения ВКР не предусматривается увеличение числа подключений на стороне 110 кВ.

Основанием для проведения реконструкции подстанции «Устюжна» является ограничение мощности. В таблице 1 представлены данные по загрузке подстанции 110/35/10 кВ «Устюжна».

Таблица 1 - Данные по загрузке подстанции «Устюжна»

Центр питания	Напряжение, кВ	Кол-во и мощность установленных трансформаторов, шт.х МВА	Максимально допустимая нагрузка питающего центра, кВА	Максимальная фактическая нагрузка, кВА	Мощность вновь присоединенных потреби-телей в текущем году, кВА	Мощность по заклю-ченным договорам на ТП, кВА	Мощность по договорам на ТП, находя-щимся на согласовании, кВА	Резерв мощности с учетом заключенных договоров на ТП, кВА
ПС Устюжна	110/35/10	2х10	10500	14724	641,18	1 600,11	0,00	-6 465,28

По данным представленным в таблице 1 видно, что необходимо увеличение мощности подстанции на 6465,28 кВА. На текущий момент установленная мощность подстанции:

$$S_{уст.ПС} = S_{уст.Т1} + S_{уст.Т2} \text{ (МВА)} \quad (1)$$

где $S_{уст.Т1}$ - установленная мощность первого силового трансформатора, МВА; $S_{уст.Т2}$ - установленная мощность второго силового трансформатора, МВА.

В настоящее время на подстанции установлено два силовых трансформатора мощностью 10 МВА каждый, тогда по выражению (1) получим:

$$S_{уст.ПС} = 10 + 10 = 20 \text{ (МВА)} \quad (2)$$

Так как на подстанции установлено два силовых трансформатора, то номинальный коэффициент загрузки должен составлять 0,7. Однако по данным таблицы 1 максимально допустимая нагрузка питающего центра составляет 10500 кВА. Данное значение мощности соответствует коэффициенту загрузки, определяемому по выражению:

$$k_3 = \frac{S_{дон}}{S_{уст.ПС}} = \frac{10500}{20000} = 0,525 \quad (3)$$

где $S_{дон}$ - максимально допустимая нагрузка питающего центра, кВА принята равной 10500 по данным таблицы 1;
 $S_{уст.ПС}$ - установленная мощность центра питания, кВА, принята равной 20000 кВА согласно выражению (2).

Кроме того, согласно проведенным замерам, максимальная фактическая нагрузка, составляет 14724 кВА. Тогда по выражению (2) определим максимальный коэффициент загрузки подстанции согласно данным эксплуатирующей организации:

$$k_3 = \frac{S_{дон}}{S_{уст.ПС}} = \frac{14724}{20000} = 0,7362 \quad (4)$$

Значение коэффициента загрузки полученное в выражении (4) близко по значению к номинальному, однако при выходе из-строя одного из трансформаторов, второй, окажется загружен свыше допустимого значения.

Учитывая тот факт, что подстанция была введена в эксплуатацию 1969 году и замены трансформаторов на подстанции не было, они находятся в неудовлетворительном состоянии и требует замены. Этот факт подтверждается ограничением по мощности до 10500 кВА. Поэтому для подключения новых потребителей необходимо выполнить реконструкцию подстанции с увеличением ее установленной мощности.

Определим по данным таблицы 1 максимальную мощность подстанции:

$$S_{ПС.маx} = S_{маx} + S_{тех.н} \quad (5)$$

где $S_{маx}$ - это максимальная мощность подстанции по результатам замеров, равная 14724 кВА;

$S_{тех.н}$ - мощность согласно заявкам, на технологическое присоединение к подстанции, равная 6 465,28 кВА.

По выражению (5) получим:

$$S_{ПС.маx} = 14724 + 6465,28 = 21189,28 \text{ (кВА)} \quad (6)$$

Полученную в выражении (6) значение полной мощности будем использовать при выборе оптимального варианта замены силовых трансформаторов.

Выводы по разделу 1

1. Выполнен анализ подстанции с определением ее местоположения и присоединений, составлена электрическая схема связей подстанции с энергосистемой по каждому из классов напряжения.

2. Выполнен анализ загрузки подстанции и определены направления проведения реконструкции.

3. Определена максимальная расчетная мощность подстанции $S_{ПС.маx} = 21,189$ МВА на основании значения которой будет выполнен расчет требуемой мощности силовых трансформаторов и проведен выбор типовой мощности силового трансформатора по каталогам производителей трансформаторного оборудования.

4. Представлено обоснование проведения реконструкции подстанции, обусловленное текущей загрузкой подстанции и планируемым ростом числа подключенных к подстанции потребителей.

5. Проанализирована компоновка подстанции для определения схемы подстанции после реконструкции и размещения выбранного оборудования на территории, а также для проведения расчетов молниезащиты и заземления.

6. Определено количество и марка установленного на подстанции оборудования, в том числе силовых трансформаторов.

2 Электрическая схема подстанции

Объект реконструкции, подстанция 110/35/10 кВ «Устюжна» является проходной подстанцией. Она обеспечивает питание подстанций 35/10 кВ по двум отходящим воздушным линиям. Кроме того, к подстанции подключены потребители на напряжение 10 кВ, расположенные в непосредственной близости от объекта в Устюжском районе Вологодской области. Блок схема питания подстанции представлена на рисунке 3.

Так как подстанция «Устюжна» 110/35/10 кВ является проходной, то согласно [17], [16] на ней применяются следующие схемы:

1. На ОРУ 110 кВ применяется схема 110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий», так как отсутствуют частые коммутации силовых трансформаторов [17], [16]. Схема представлена на рисунке 4.

2. На ОРУ 35 кВ применяется схема 35-5Н – «Мостик с выключателями в цепях линий» без установки ремонтной перемычки со стороны линий, так как не требуется осуществления транзита мощности при выводе трансформатора в ремонт [17], [16]. Схема представлена на рисунке 5.

3. В ЗРУ 10 кВ применяется схема 10(6)-1 – «Одна, секционированная выключателями, система шин» [17], [16]. Схема представлена на рисунке 6.

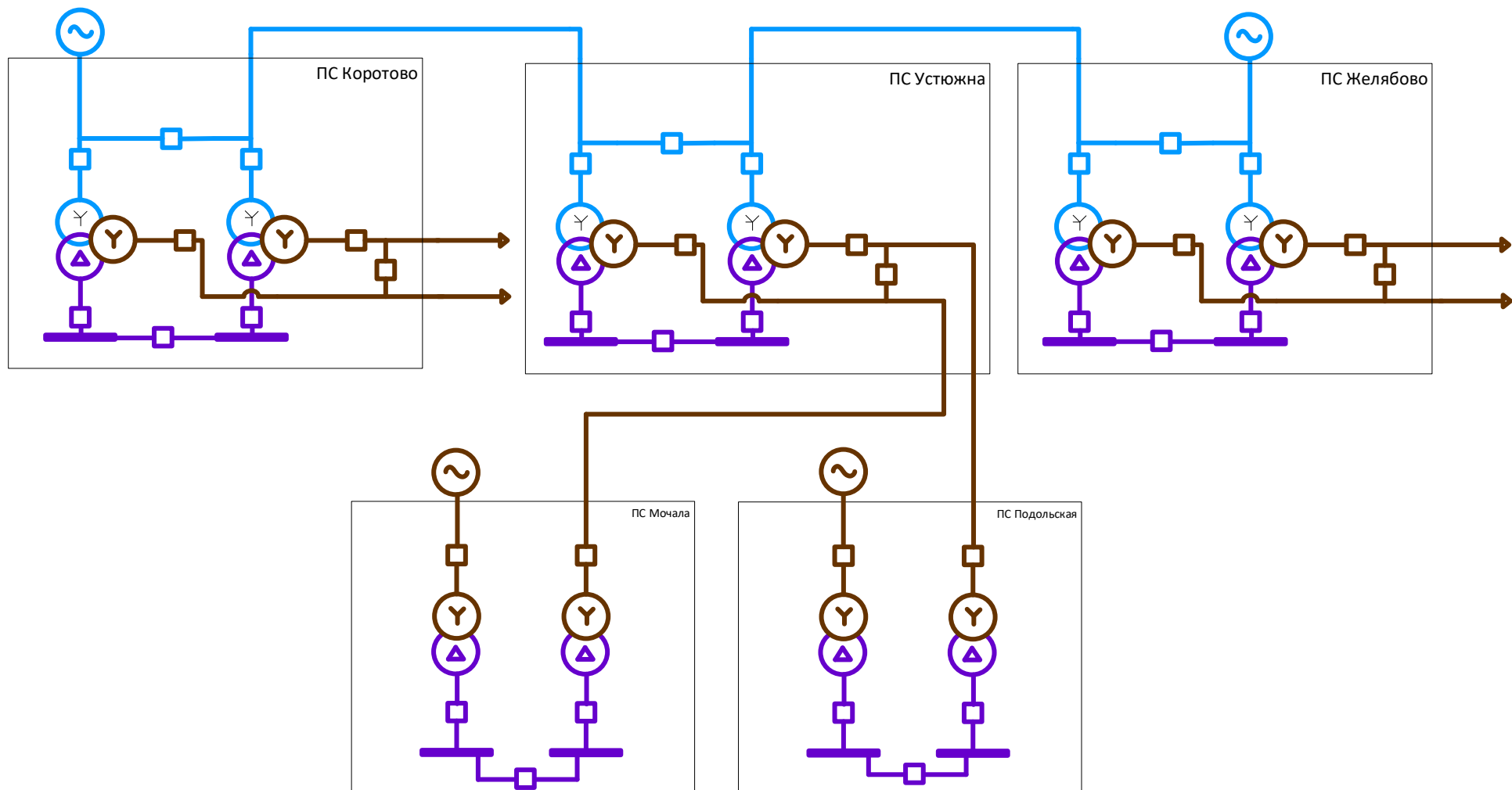


Рисунок 3 - Схема питаемого района

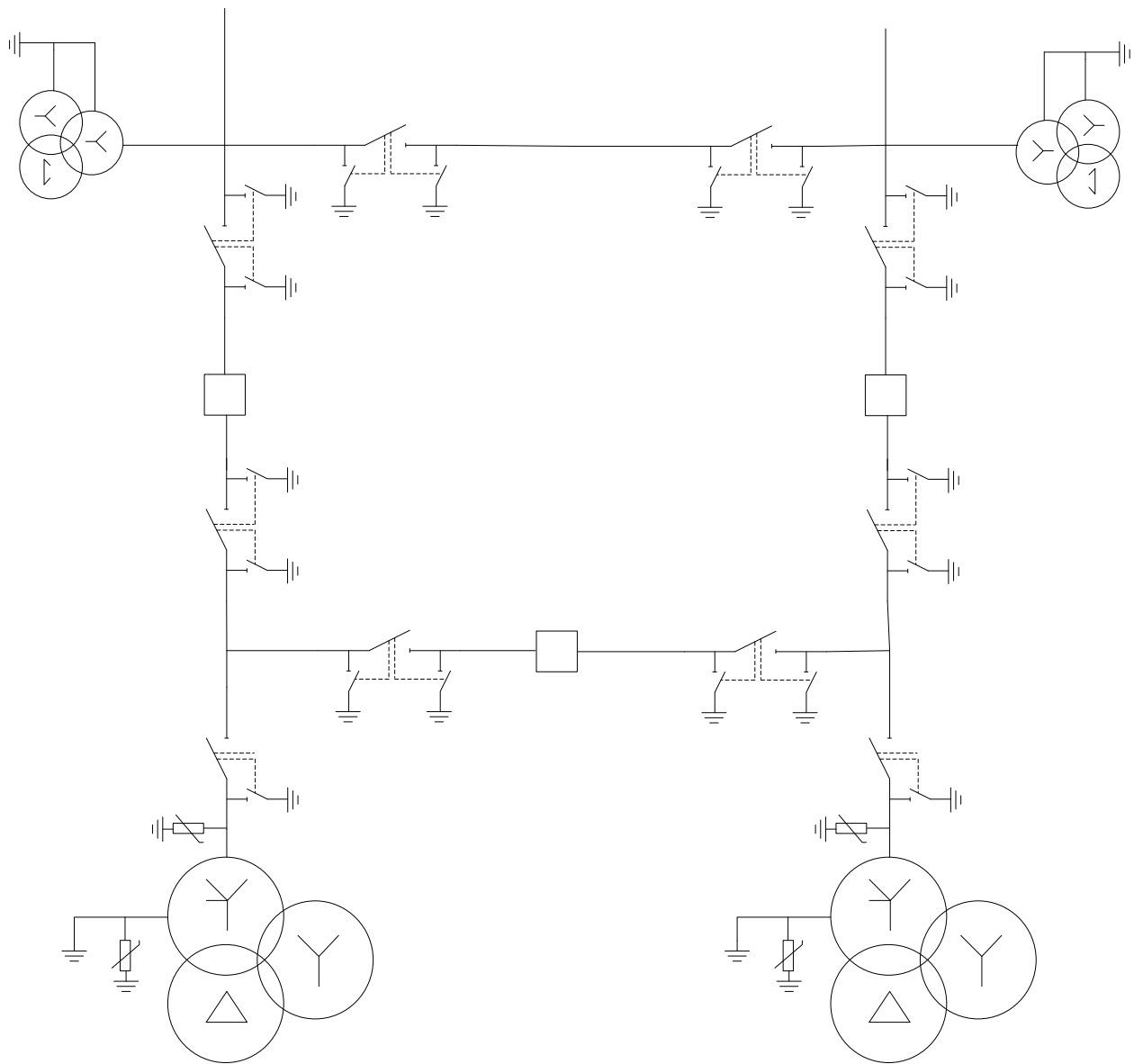


Рисунок 4 - Схема 110-5Н ОРУ 110 кВ подстанции "Устюжна"

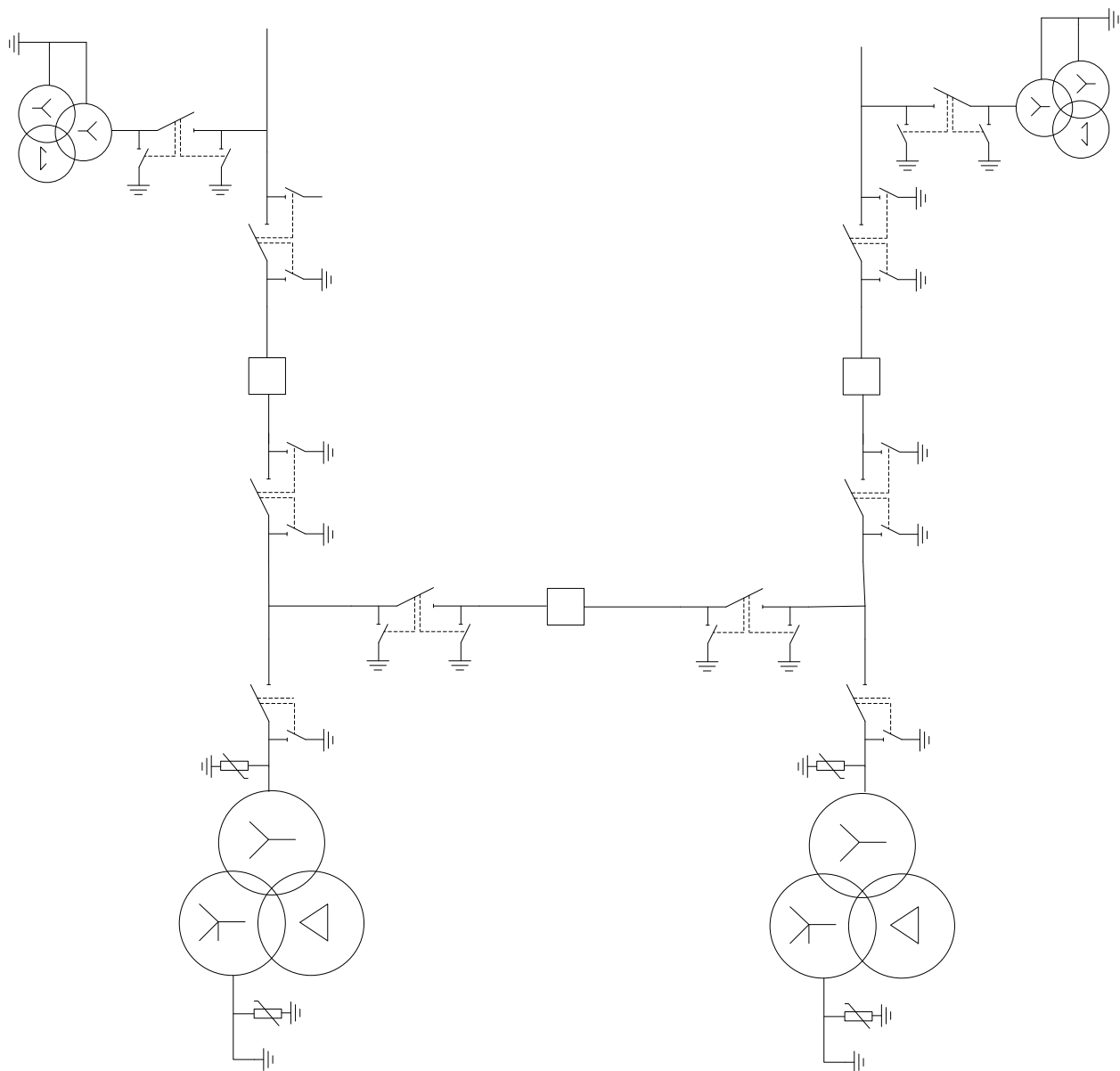


Рисунок 5 – Схема 35-5Н (без ремонтной перемычки) ОРУ 35 кВ
подстанции «Устюжна»

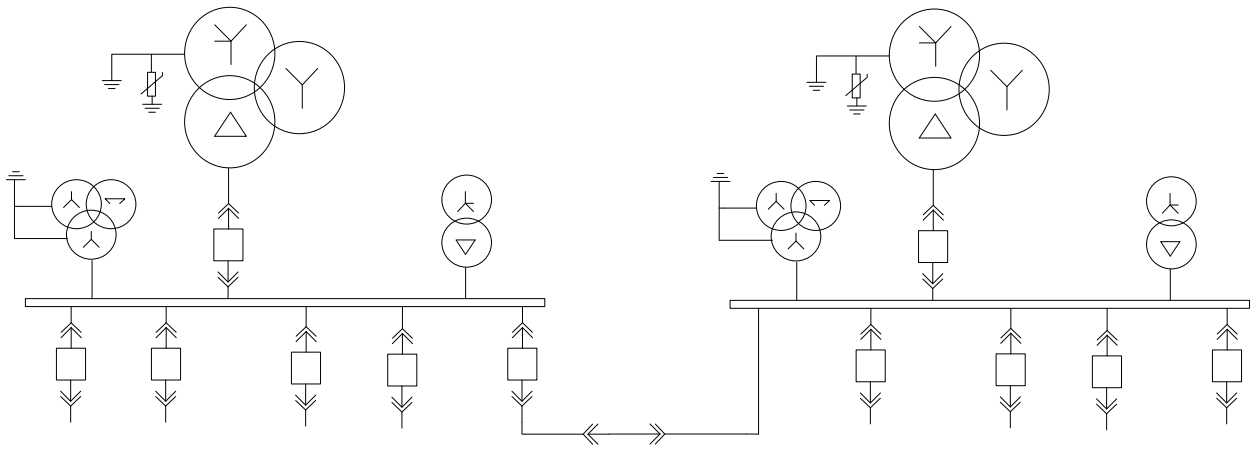


Рисунок 6 - Схема РУ 10 кВ подстанции «Устюжна»

Выводы по разделу 2

1. Составлена схема питаемого района на которую нанесены подстанции связанные с объектом реконструкции – ПС «Устюжна».

2. Разработаны схемы распределительных устройства подстанции «Устюжна» которые выбраны в соответствии с рекомендациями ПАО «Россети» для проектирования подстанций 35-750 кВ.

3. Для ОРУ 110 кВ подстанции выбрана типовая схема 110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий».

4. Для ОРУ 35 кВ подстанции выбрана схема 35-5Н – «Мостик с выключателями в цепях линий» без установки ремонтной перемычки со стороны линий.

5. Для ЗРУ 10 кВ подстанции выбрана схема 10(6)-1 – «Одна, секционированная выключателями, система шин». Данная схема выбрана исходя из условия, что силовой трансформатор не имеет расщепленной обмотки и не потребуется установка реакторов для снижения токов КЗ, так как для районных подстанций такого класса мощности это мероприятие обычно не применяется. Если в результате расчета токов короткого замыкания будут получены высокие значения требующие снижения для выбора высоковольтных выключателей, то схема ЗРУ 10 кВ будет пересмотрена.

3 Выбор силовых трансформаторов

В разделе 0 по выражению (6) была определена максимальная мощность подстанции, которая должна быть использована при выборе силовых трансформаторов. Максимальная расчетная мощность подстанции $S_{ПС.маx} = 21189,28$ (кВА).

Кроме определенной максимальной расчетной мощности подстанции для оптимального выбора силовых трансформаторов необходимо построить годовой упорядоченный график нагрузок подстанции и выполнить его анализ с расчетом характерных показателей.

3.1 Построение и анализ годового графика нагрузки подстанции

Учитывая тот факт, что подстанция имеет три класса напряжения, то годовой упорядоченный график должен быть построен для мощности, потребляемой на стороне 35 кВ, мощности потребляемой на стороне 10 кВ и итоговый годовой график мощности для напряжения 110 кВ. Построим графики активной (P), реактивной (Q) и полной (S) мощностей исходя из типовых графиков нагрузок для узловых подстанций [15], [14]. Построенные графики показаны на рисунках 7, 8, 9.

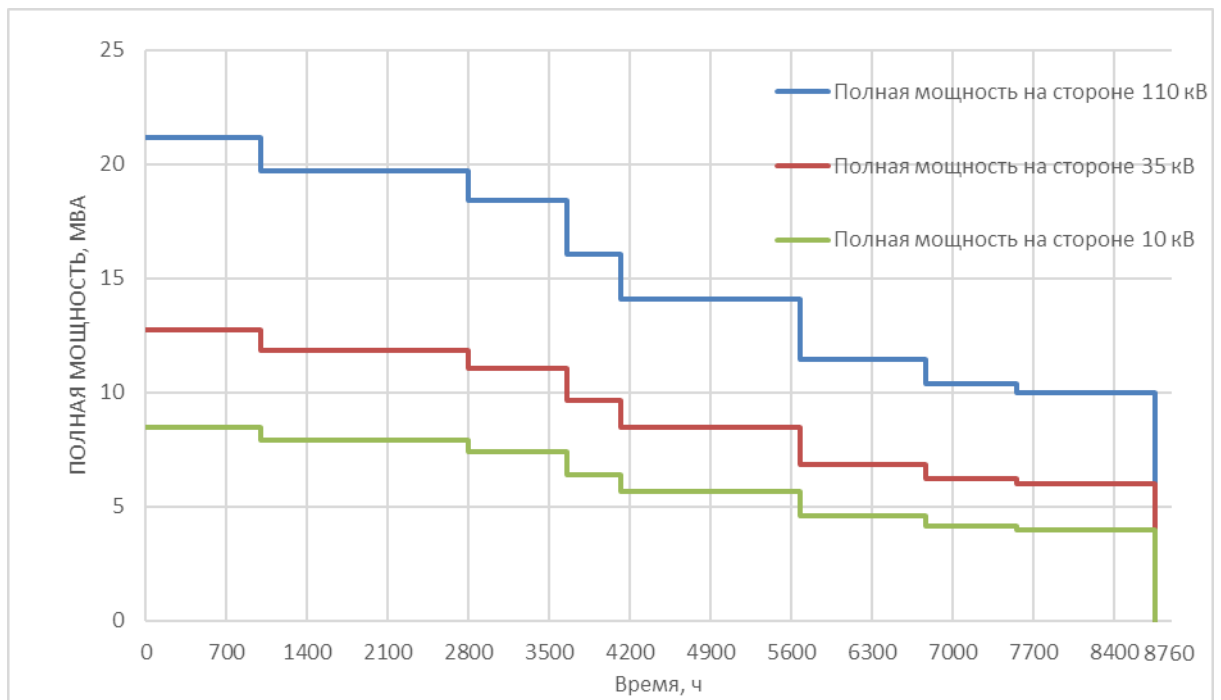


Рисунок 7 - График полной мощности для подстанции

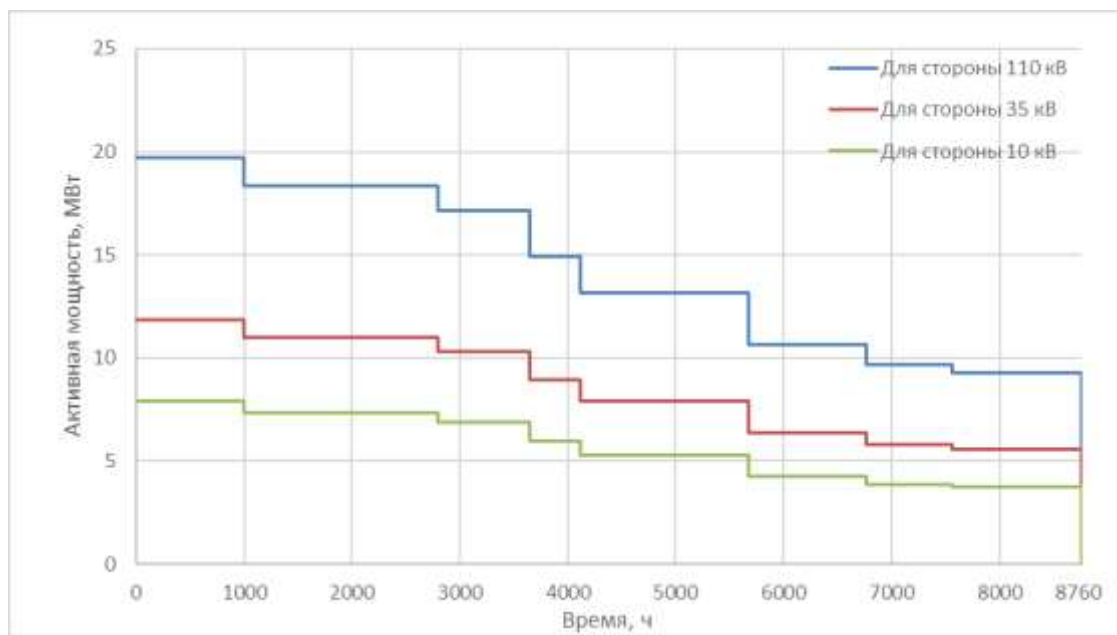


Рисунок 8 - График активной мощности для подстанции

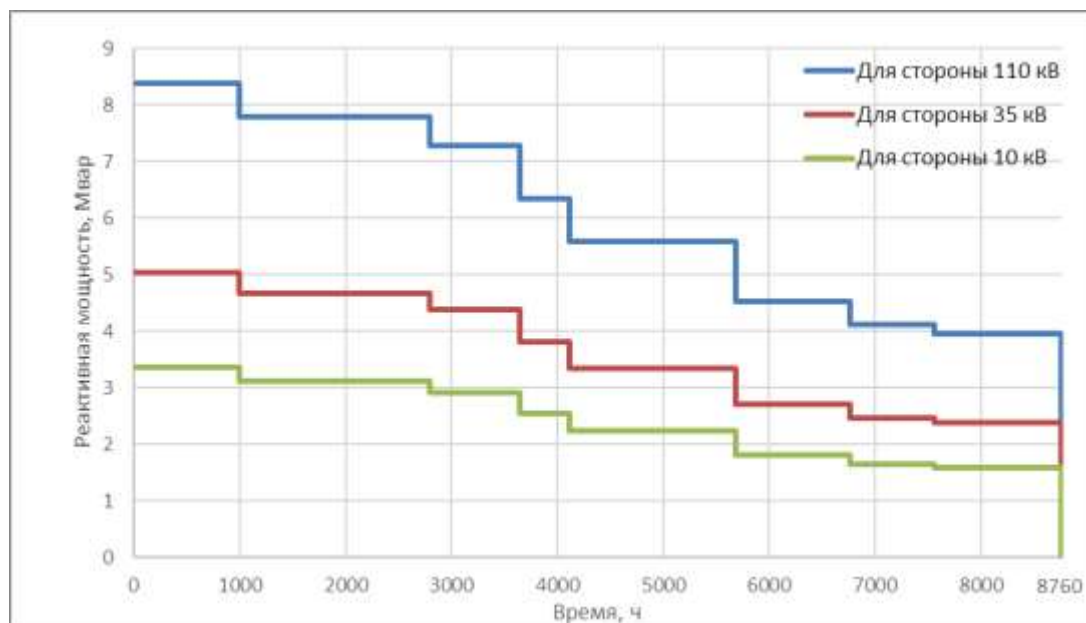


Рисунок 9 - График реактивной мощности для подстанции

Для графиков представленных на рисунках 7, 8, 9 числовые значения необходимые для проведения расчетов представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Данные для построения годовых упорядоченных графиков подстанции

t, ч	S _{ВН} , МВА	S _{СН} , МВА	S _{НН} , МВА	P _{ВН} , МВт	P _{СН} , МВт	P _{НН} , МВт	Q _{ВН} , Мвар	Q _{СН} , Мвар	Q _{НН} , Мвар
0	21,19	12,713	8,48	19,71	11,82	7,88	8,37	5,02	3,35
1000	21,19	12,713	8,48	19,71	11,82	7,88	8,37	5,02	3,35
1000	19,71	11,823	7,88	18,33	11,00	7,33	7,79	4,67	3,12
2800	19,71	11,823	7,88	18,33	11,00	7,33	7,79	4,67	3,12
2800	18,43	11,061	7,37	17,14	10,29	6,86	7,29	4,37	2,91
3650	18,43	11,061	7,37	17,14	10,29	6,86	7,29	4,37	2,91
3650	16,04	9,6228	6,42	14,92	8,95	5,97	6,34	3,80	2,54
4120	16,04	9,6228	6,42	14,92	8,95	5,97	6,34	3,80	2,54
4120	14,11	8,468	5,65	13,13	7,88	5,25	5,58	3,35	2,23
5680	14,11	8,468	5,65	13,13	7,88	5,25	5,58	3,35	2,23
5680	11,43	6,8591	4,57	10,63	6,38	4,25	4,52	2,71	1,81
6770	11,43	6,8591	4,57	10,63	6,38	4,25	4,52	2,71	1,81
6770	10,40	6,2418	4,16	9,67	5,80	3,87	4,11	2,47	1,64
7560	10,40	6,2418	4,16	9,67	5,80	3,87	4,11	2,47	1,64
7560	9,99	5,9921	3,99	9,29	5,57	3,72	3,95	2,37	1,58
8760	9,99	5,9921	3,99	9,29	5,57	3,72	3,95	2,37	1,58
8760	0,00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Выполним анализ графиков нагрузки подстанции только для суммарных графиков мощности, т.е графиков мощности для напряжения 110 кВ по методике [1], [15], представленной ниже.

Коэффициент неравномерности графика:

$$k_H = \frac{P_{\min}}{P_{\max}} = \frac{19,71}{9,29} = 2,12 \quad (7)$$

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

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

Количество потребленной электрической энергии. Определяется как площадь под графиком потребленной активной мощности:

$$W_{\text{год}} = \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i \quad (8)$$

где i - номер ступени годового графика,

P_i - значение активной мощности на ступени, МВт,

t_i - продолжительность ступени, ч.

Расчет годового потребления энергии выполним в таблице 3.

Таблица 3 - Расчет годового потребления энергии

i, номер ступени	P _i , мощность ступени	t _i , продолжительность ступени	W _i , энергия ступени
1	19,71	1000	19705,77
2	18,33	1800	32987,45898
3	17,14	850	14572,41692
4	14,92	470	7010,189737
5	13,13	1560	20475,72015
6	10,63	1090	11588,47008
7	9,67	790	7643,074439
8	9,29	1200	11145,34399
Итого, W _{год}			125128,4443

Итоговое значение годового потребления электрической энергии
 $W_{год} = 125128,4$ МВт ч.

Среднегодовое значение активной мощности:

$$P_{cp} = \frac{W_t}{t} = \frac{125128,4}{8760} = 14,3 \text{ (МВт)} \quad (9)$$

где W_t - потребленная электрическая энергия;

t - период определения средней мощности, для годового графика

$t = 8760$ часов.

Коэффициент заполнения годового графика нагрузок:

$$k_{zn} = \frac{P_{cp}}{P_{max}} = \frac{14,3}{19,71} = 0,725. \quad (10)$$

Продолжительность использования максимальной мощности:

$$T_{max} = k_{zn} \cdot t = 0,725 \cdot 8760 = 6355,5 \text{ (ч)}. \quad (11)$$

Число часов максимальных потерь:

$$\tau_{\max} = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right) \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{6355,5}{10000} \right) \cdot 8760 = 6653,7 \text{ (ч)} \quad (12)$$

3.2 Определение требуемой мощности силовых трансформаторов подстанции

Расчетная мощность силового трансформатора на подстанции определяется исходя из полученного в выражении (6) $S_{ПС.\max} = 21,189$ МВА. Кроме расчетной мощности учитывается количество устанавливаемых на подстанции силовых трансформаторов (для проектируемого объекта $n = 2$) и доля участия потребителей I и II категорий надежности электроснабжения в нагрузке подстанции (для районных подстанций может быть принята по [14] и [15] $K_{I-II} = 0,85$). Категории надежности для каждого потребителя определяются по [8].

Расчетная мощность силового трансформатора:

$$S_{T_{\text{расч}}} = \frac{S_{ПС.\max} \cdot K_{I-II}}{1,4(n-1)} = \frac{21,189 \cdot 0,85}{1,4(2-1)} = 12,86 \text{ (МВА)} \quad (13)$$

Условие выбора номинальной мощности трансформатора из каталогов производителей [19]:

$$S_{T_{\text{расч}}} \geq S_{T_{\text{ном}}} \quad (14)$$

Согласно условию (14) по каталогу производителя трансформаторного оборудования [19] и в соответствии со стандартной шкалой мощностей силовых трансформаторов [4] примем два варианта силовых трансформаторов представленных с параметрами в таблице 4.

Для оптимального выбора типа устанавливаемых трансформаторов, необходимо провести сравнение двух вариантов по критерию оптимальности минимума затрат. Методика выбора оптимальной мощности включает в себя расчет потерь электроэнергии в год для каждого варианта установки силовых трансформаторов, а также включает в себя расчет экономических показателей для двух вариантов, учитывающих стоимость годовых потерь электроэнергии, амортизационные отчисления и капитальные затраты на установку трансформаторов. Определим годовые потери электроэнергии при установке на подстанции двух силовых трансформаторов марки ТДТН 16000 по следующей методике из [15] и [14].

Приведенные потери мощности в трансформаторе:

$$P'_T = P'_x + \kappa_{з.в}^2 \cdot P'_{к.в} + \kappa_{з.с}^2 \cdot P'_{к.с} + \kappa_{з.н}^2 \cdot P'_{к.н} \quad (15)$$

Коэффициенты загрузки для каждой из обмоток трансформатора.

Для обмотки ВН при установке на подстанции двух трансформаторов ТДТН 16000:

$$\kappa_{з.в} = \frac{S_v}{S_{ном.Т}} = \frac{21,189}{16} = 1,32 \quad (16)$$

Для обмотки ВН при установке на подстанции двух трансформаторов ТДТН 25000:

$$\kappa_{з.в} = \frac{S_v}{S_{ном.Т}} = \frac{21,189}{25} = 0,85 \quad (17)$$

Для обмотки СН при установке на подстанции двух трансформаторов ТДТН 16000:

$$\kappa_{з.с} = \frac{S_c}{S_{ном.Т}} = \frac{12,71}{16} = 0,79 \quad (18)$$

Для обмотки СН при установке на подстанции двух трансформаторов ТДТН 25000:

$$k_{3.c} = \frac{S_c}{S_{ном.Т}} = \frac{12,71}{25} = 0,5 \quad (19)$$

Для обмотки НН при установке на подстанции двух трансформаторов ТДТН 16000:

$$k_{3.H} = \frac{S_H}{S_{ном.Т}} = \frac{8,48}{16} = 0,53 \quad (20)$$

Для обмотки НН при установке на подстанции двух трансформаторов ТДТН 25000:

$$k_{3.H} = \frac{S_H}{S_{ном.Т}} = \frac{8,48}{25} = 0,33 \quad (21)$$

Таблица 4 - Параметры выбранных к рассмотрению силовых трансформаторов

Тип изделия	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ			Схема и группа соединения обмоток	Напряжение короткого замыкания, %			Ток холостого хода, %	Потери, кВт	
		ВН	СН	НН		ВН -СН	ВН- НН	СН- НН		Холостого хода	Короткого замыкания
ТДТН-16000/110-У1, УХЛ1	16000	115	38,5	11,0	Yh/Y/D-0-11	10.5	17.5	6.5	0,50	15,8	90
ТДТН-25000/110-У1, УХЛ1	25000	115	38,5	11,0	Yh/Y/D-0-11	10,5	17,5	6.5	0,30	21	130

Потери реактивной мощности в режиме холостого хода для варианта установки на подстанции двух трансформаторов ТДТН 16000:

$$Q_x = \frac{I_x (\%) }{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{0,5}{100} \cdot 16000 = 80 \text{ (квар)} \quad (22)$$

Потери реактивной мощности в режиме холостого хода для варианта установки на подстанции двух трансформаторов ТДТН 25000:

$$Q_x = \frac{I_x (\%) }{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{0,3}{100} \cdot 25000 = 75 \text{ (квар)} \quad (23)$$

Приведенные потери мощности в трансформаторах ТРДН 16000 при их установке на подстанции:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{un} \cdot Q_x = 15,8 + 0,05 \cdot 80 = 19,8 \text{ (кВт)} \quad (24)$$

Приведенные потери мощности в трансформаторах ТРДН 25000 при их установке на подстанции:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{un} \cdot Q_x = 21 + 0,05 \cdot 75 = 24,75 \text{ (кВт)} \quad (25)$$

Приведенные потери КЗ в силовом трансформаторе ТРДН 16000 при установке на подстанции:

$$P'_{к.і} = P_{к.і} + k_{un} \cdot Q_{к.і} \quad (26)$$

где k_{un} - коэффициент изменения потерь, 0,05 кВт/квар;

$P_{к.і}$ - потери активной мощности КЗ. в i -той обмотке (ВН, СН, НН):

- для трансформаторов ТДТН 16000:

$$P_{к.в} = P_{к.с} = P_{к.н} = 0,5 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = \frac{90}{2} = 45 \text{ (кВт)} \quad (27)$$

- для трансформаторов ТДТН 25000:

$$P_{к.в} = P_{к.с} = P_{к.н} = 0,5 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = \frac{130}{2} = 65 \text{ (кВт)} \quad (28)$$

Напряжения короткого замыкания для обмоток ВН трансформатора ТДТН 16000:

$$U_{кв} = \frac{u_{к.ВН-НН} + u_{к.ВН-СН} - u_{к.СН-НН}}{2} = \frac{17,5 + 10,5 - 6,5}{2} = 10,75 \text{ (%) } \quad (29)$$

Напряжения короткого замыкания для обмоток ВН трансформатора ТДТН 25000:

$$U_{кв} = \frac{u_{к.ВН-НН} + u_{к.ВН-СН} - u_{к.СН-НН}}{2} = \frac{17,5 + 10,5 - 6,5}{2} = 10,75 \text{ (%) } \quad (30)$$

Напряжения короткого замыкания для обмоток СН трансформатора ТДТН 16000:

$$U_{кс} = \frac{u_{к.ВН-СН} + u_{к.СН-НН} - u_{к.ВН-НН}}{2} = \frac{10,5 + 6,5 - 17,5}{2} = -0,25 \text{ (%) } \quad (31)$$

Напряжения короткого замыкания для обмоток СН трансформатора ТДТН 25000:

$$U_{кс} = \frac{u_{к.ВН-СН} + u_{к.СН-НН} - u_{к.ВН-НН}}{2} = \frac{10,5 + 6,5 - 17,5}{2} = -0,25 \text{ (%) } \quad (32)$$

Напряжения короткого замыкания для обмоток НН трансформатора ТДТН 16000:

$$U_{кн} = \frac{u_{к.ВН-НН} + u_{к.СН-НН} - u_{к.ВН-СН}}{2} = \frac{17,5 + 6,5 - 10,5}{2} = 6,75 (\%) \quad (33)$$

Напряжения короткого замыкания для обмоток НН трансформатора ТДТН 25000:

$$U_{кн} = \frac{u_{к.ВН-НН} + u_{к.СН-НН} - u_{к.ВН-СН}}{2} = \frac{17,5 + 6,5 - 10,5}{2} = 6,75 (\%) \quad (34)$$

Реактивная мощность режима КЗ для обмотки ВН трансформаторов ТДТН 16000:

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}}{100} \cdot S_{Тном} = \frac{10,75}{100} \cdot 16000 = 1720 \text{ (квар)} \quad (35)$$

Реактивная мощность режима КЗ для обмотки ВН трансформаторов ТДТН 25000:

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}}{100} \cdot S_{Тном} = \frac{10,75}{100} \cdot 25000 = 2687,5 \text{ (квар)} \quad (36)$$

Реактивная мощность режима КЗ для обмотки СН трансформаторов ТДТН 16000:

$$Q_{к.с} = \frac{U_{к.с}}{100} \cdot S_{Тном} = \frac{-0,25}{100} \cdot 16000 = -40 \text{ (квар)} \quad (37)$$

Реактивная мощность режима КЗ для обмотки СН трансформаторов ТДТН 25000:

$$Q_{к.с} = \frac{U_{к.с}}{100} \cdot S_{Тном} = \frac{-0,25}{100} \cdot 25000 = -62,5 \text{ (квар)} \quad (38)$$

Реактивная мощность режима КЗ для обмотки НН трансформаторов ТДТН 16000:

$$Q_{к.н} = \frac{U_{кн}}{100} \cdot S_{Тном} = \frac{6,25}{100} \cdot 16000 = 1000 \text{ (квар)} \quad (39)$$

Реактивная мощность режима КЗ для обмотки НН трансформаторов ТДТН 25000:

$$Q_{к.н} = \frac{U_{кн}}{100} \cdot S_{Тном} = \frac{6,25}{100} \cdot 25000 = 1562,5 \text{ (квар)} \quad (40)$$

Приведенные потери мощности для обмотки ВН трансформаторов ТДТН 16000:

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + k_{un} \cdot Q_{к.в} = 45 + 0,05 \cdot 1720 = 131 \text{ (кВт)} \quad (41)$$

Приведенные потери мощности для обмотки ВН трансформаторов ТДТН 25000:

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + k_{un} \cdot Q_{к.в} = 65 + 0,05 \cdot 2687,5 = 199,37 \text{ (кВт)} \quad (42)$$

Приведенные потери мощности для обмотки СН трансформаторов ТДТН 16000:

$$P'_{к.с} = P_{к.с} + k_{un} \cdot Q_{к.с} = 45 + 0,05 \cdot (-40) = 43 \text{ (кВт)} \quad (43)$$

Приведенные потери мощности для обмотки СН трансформаторов ТДТН 25000:

$$P'_{к.с} = P_{к.с} + k_{un} \cdot Q_{к.с} = 65 + 0,05 \cdot (-62,5) = 61,87 \text{ (кВт)} \quad (44)$$

Приведенные потери мощности для обмотки НН трансформаторов ТДТН 16000:

$$P'_{к.н} = P_{к.н} + k_{ин} \cdot Q_{к.н} = 45 + 0,05 \cdot 1000 = 95 \text{ (кВт)} \quad (45)$$

Приведенные потери мощности для обмотки НН трансформаторов ТДТН 25000:

$$P'_{к.н} = P_{к.н} + k_{ин} \cdot Q_{к.н} = 65 + 0,05 \cdot 1562,5 = 143,12 \text{ (кВт)} \quad (46)$$

По выражению (15) определим приведенные потери в трансформаторе.

Для трансформатора ТДТН 16000:

$$P'_T = 19,8 + 1,32^2 \cdot 131 + 0,79^2 \cdot 43 + 0,53^2 \cdot 95 = 301,58 \text{ (кВт)} \quad (47)$$

Для трансформатора ТДТН 25000:

$$P'_T = 24,75 + 0,85^2 \cdot 199,37 + 0,5^2 \cdot 61,87 + 0,33^2 \cdot 143,12 = 199,85 \text{ (кВт)} \quad (48)$$

Значение годовых потерь электрической энергии на подстанции в трансформаторах определяется по выражению:

$$\Delta W_{ПС} = \sum_{i=1}^n \Delta W_{xi} + \sum_{i=1}^n \Delta W_{ки}, \quad (49)$$

где ΔW_{xi} - потери электрической энергии на холостом ходу на i -й ступени годового графика нагрузок:

$$\Delta W_{xi} = \sum_{i=1}^n n_i \cdot P'_{xi} \cdot T_i; \quad (50)$$

где ΔW_{ki} - потери электрической энергии в режиме короткого замыкания определяются для каждой обмотки силового трансформатора (ВН, СН, НН):

для обмотки ВН:

$$\Delta W_{ki} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{n_i} \cdot P'_{кв} \cdot k_{звi}^2 \cdot T_i \quad (51)$$

для обмотки СН:

$$\Delta W_{ki} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{n_i} \cdot P'_{кс} \cdot k_{зсi}^2 \cdot T_i \quad (52)$$

для обмотки НН:

$$\Delta W_{ki} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{n_i} \cdot P'_{кн} \cdot k_{знi}^2 \cdot T_i \quad (53)$$

Используя выражения (49)-(53), а также данные таблицы 2 выполним расчет годовых потерь электрической энергии для каждого из вариантов установки силовых трансформаторов. Для варианта с установкой на подстанции двух трансформаторов ТДТН 16000 представлена в таблице 5. Для варианта с установкой на подстанции двух трансформаторов ТДТН 25000 представлена в таблице 6.

Стоимость электрической энергии:

$$C_э = \frac{\alpha}{T_{\max}} + \beta = \frac{941}{6355,5} + 1,75 = 1,89 \text{ (руб / кВт} \cdot \text{ч)}, \quad (54)$$

где T_M - число часов использования максимума нагрузки, определено по выражению (11) и равно 6355,5 ч;

α - основная ставка за 1 кВт мощности;

β - дополнительная ставка за 1 кВт·ч.

Стоимость потерь электрической энергии для варианта с установкой на подстанции двух трансформаторов марки ТДТН 16000:

$$I_9 = C_9 \cdot \Delta W_{\text{ПС}} = 1,89 \cdot 699788 = 1322599,32 \text{ (руб)} \quad (55)$$

Стоимость потерь электрической энергии для варианта с установкой на подстанции двух трансформаторов марки ТДТН 25000:

$$I_9 = C_9 \cdot \Delta W_{\text{ПС}} = 1,89 \cdot 433500 = 819315 \text{ (руб)} \quad (56)$$

Величина годовых отчислений для варианта с установкой на подстанции двух трансформаторов марки ТДТН 16000:

$$I_o = p_{\text{сум}} \cdot K \cdot n = 0,094 \cdot 11000704 \cdot 2 = 2068132,35 \text{ (руб)} \quad (57)$$

где K - стоимость одного трансформатора, (руб);

n - число трансформаторов

Величина годовых отчислений для варианта с установкой на подстанции двух трансформаторов марки ТДТН 25000:

$$I_o = p_{\text{сум}} \cdot K \cdot n = 0,094 \cdot 19560400 \cdot 2 = 3677355,2 \text{ (руб)} \quad (58)$$

Выражение для определения приведенных затрат:

$$Z_{\text{пр}} = E_H \cdot K \cdot n + I_o + I_9, \quad (59)$$

где E_H - коэффициент дисконтирования, 0,15.

Величина приведенных затрат для варианта с установкой на подстанции двух силовых трансформаторов ТДТН 16000 по выражению (59), (руб):

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 11000704 \cdot 2 + 2068132,35 + 1322599,32 = 6690942,87 \quad (60)$$

Величина приведенных затрат для варианта с установкой на подстанции двух силовых трансформаторов ТДТН 25000 по выражению (59), (руб):

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 19560400 \cdot 2 + 3677355,2 + 819315 = 10364790,2 \quad (61)$$

Оптимальным вариантом установки силовых трансформаторов согласно представленной методике выбора мощности трансформаторов является вариант с меньшими приведенными затратами. Сравнивая значения полученные в выражениях (60) и (61) получаем, что к установке на подстанции принимаем два силовых трансформатора марки ТДТН 16000.

Выводы по разделу 3

1. Выполнен расчет требуемой мощности силового трансформатора с учетом допустимой аварийной перегрузки и загрузки подстанции согласно годовому графику нагрузок.

2. Согласно каталогам производителей трансформаторного оборудования, ООО «Тольяттинский Трансформатор» к рассмотрению выбрано два варианта силовых трансформаторов: ТДТН 16000 и ТДТН 25000.

3. Выполнен расчет значения годовых потерь электрической энергии на подстанции при различных вариантах установки силовых трансформаторов.

4. По критерию минимума приведенных затрат к установке на подстанции принято два силовых трансформатора марки ТДТН 16000.

Таблица 5 - Расчет годовых потерь электрической энергии в трансформаторах ТДТН 16000

i	S _{ВН}	S _{СН}	S _{НН}	n	Ti	ΔW_{xi} , МВт·ч	$K_{з.б}$	$K_{з.н}$	$K_{з.н}$	ΔW_{ki} для обмотки ВН, МВт·ч	ΔW_{ki} для обмотки СН, МВт·ч	ΔW_{ki} для обмотки НН, МВт·ч
1	21,19	12,71	8,48	2	1000	39,6	1,324313	0,794588	0,529725	114,8741	13,57444	13,32891
2	19,71	11,82	7,88	2	1800	71,28	1,231611	0,738966	0,492644	178,8384	21,13296	20,75071
3	18,43	11,06	7,37	2	850	33,66	1,152152	0,691291	0,460861	73,906	8,733319	8,575352
4	16,04	9,62	6,42	2	470	18,612	1,002372	0,601423	0,400949	30,93123	3,655079	3,588967
5	14,11	8,47	5,65	2	1560	61,776	0,882087	0,529252	0,352835	79,50404	9,394829	9,224896
6	11,43	6,86	4,57	2	1090	43,164	0,714491	0,428695	0,285796	36,44695	4,306861	4,228959
7	10,40	6,24	4,16	2	790	31,284	0,650187	0,390112	0,260075	21,87482	2,584903	2,538147
8	9,99	5,99	3,99	2	1200	47,52	0,624179	0,374508	0,249672	30,62254	3,618602	3,553149
										ΔW_{ki} ВН, МВт ч	566,9981	
										ΔW_{ki} СН МВт ч	67,00099	
										ΔW_{ki} НН МВт ч	65,78909	
										$\Delta W_{ПС}$ МВт ч	699,7881	

Таблица 6 - Расчет годовых потерь электрической энергии в трансформаторах ТДТН 25000

i	S _{ВН}	S _{СН}	S _{НН}	n	Ti	ΔW_{xi} , МВт·ч	$K_{з.в}$	$K_{з.н}$	$K_{з.н}$	ΔW_{ki} для обмотки ВН, МВт·ч	ΔW_{ki} для обмотки СН, МВт·ч	ΔW_{ki} для обмотки НН, МВт·ч
1	21,19	12,71	8,48	2	1000	49,5	0,84756	0,508536	0,339024	71,6095126	8,000065186	8,224911226
2	19,71	11,82	7,88	2	1800	89,1	0,7882308	0,47293848	0,31529232	111,4831214	12,45466148	12,80470629
3	18,43	11,06	7,37	2	850	42,075	0,7373772	0,44242632	0,29495088	46,07105408	5,146961938	5,291620011
4	16,04	9,62	6,42	2	470	23,265	0,641518164	0,384910898	0,256607266	19,28171175	2,154112566	2,214655032
5	14,11	8,47	5,65	2	1560	77,22	0,564535984	0,338721591	0,225814394	49,56072729	5,536820942	5,692436206
6	11,43	6,86	4,57	2	1090	53,955	0,457274147	0,274364488	0,182909659	22,72006703	2,538238436	2,609576962
7	10,40	6,24	4,16	2	790	39,105	0,416119474	0,249671684	0,16644779	13,63618819	1,523406465	1,566222604
8	9,99	5,99	3,99	2	1200	59,4	0,399474695	0,239684817	0,159789878	19,08928259	2,132614781	2,192553041
										ΔW_{ki} ВН, МВт ч	353,5	
										ΔW_{ki} СН МВт ч	39,5	
										ΔW_{ki} НН МВт ч	40,6	
										$\Delta W_{ПС}$ МВт ч	433,5	

4 Определение значений токов короткого замыкания на подстанции после реконструкции

«Короткое замыкание – любое непредусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, либо, в системах с заземленными нейтральными – между одной или несколькими фазами и землей (или нулевым проводом)» [7].

4.1 Симметричные токи короткого замыкания

Для определения уровней токов короткого замыкания (ТКЗ) необходимо составить расчетную схему и по ней составить схему замещения.

Для схемы представленной на рисунке 10 составим таблицу 7 где определим все исходные данные для расчета ТКЗ.

Таблица 7- Исходные данные для расчета ТКЗ

Элемент схемы	Параметр	Значение
Энергосистема	Мощность системы S_K	3490 МВА
Воздушная линия 110 кВ	Длина l	35 км
	Удельное сопротивление x_0	0,4 Ом/км
Трансформатор	Мощность $S_{T_{ном}}$	16 МВА
	Напряжение КЗ обмотки ВН $U_{к.в}\%$	10,75 %
	Напряжение КЗ обмотки СН $U_{к.с}\%$	0 %
	Напряжение КЗ обмотки НН $U_{к.н}\%$	0,75 %

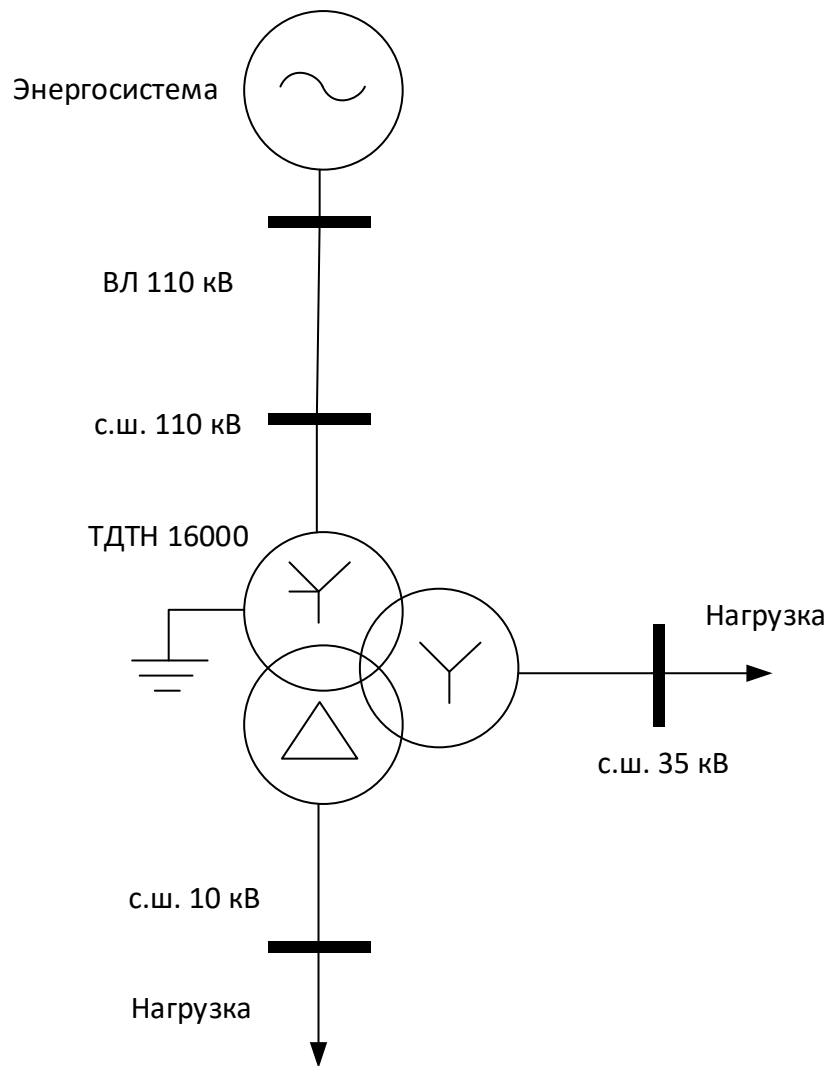


Рисунок 10 - Схема для расчета ТКЗ

Составим схему замещения для расчета ТКЗ. Схема представлена на рисунке 11.

Определим параметры схемы замещения. Расчет ТКЗ выполним в базисных единицах. Примем $S_{\sigma} = 1000$ МВА, $E''_{*\sigma,c} = 1$.

Сопротивление системы:

$$x_{*\sigma,c} = \frac{S_{\sigma}}{S_{\kappa}} = \frac{1000}{3490} = 0,286 \quad (62)$$

Сопротивление линии:

$$x_{*\delta,l} = x_{y\delta} \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 35 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,06 \quad (63)$$

Сопротивление трансформатора. Для трехобмоточного трансформатора найдем сопротивления для каждой из обмоток, согласно схемы, рисунок 11.

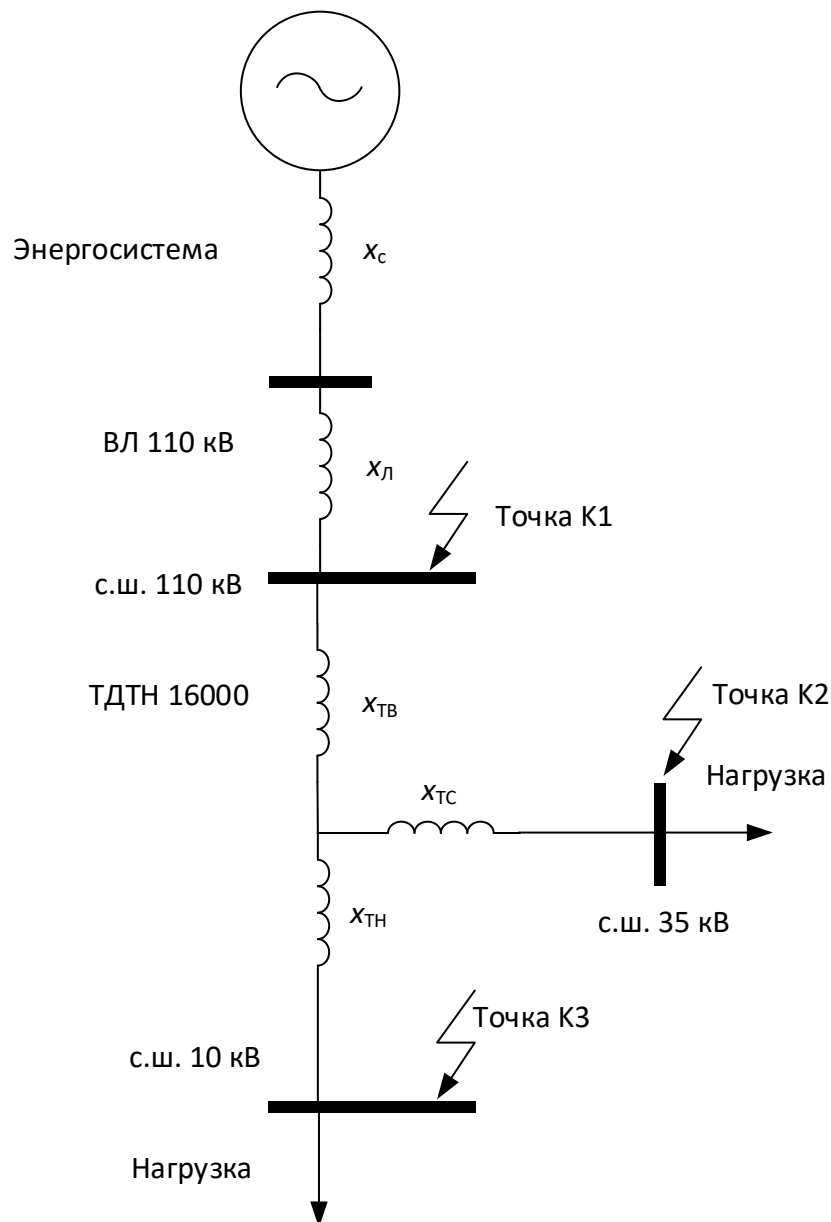


Рисунок 11 - Расчетная схема замещения для ТКЗ

Сопротивление обмотки ВН используя значение $U_{кв}$ полученное в выражении (29):

$$x_{*\delta, T\delta} = \frac{U_{кв} \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{ном.Т}} = \frac{10,75 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 6,718 \quad (64)$$

Сопротивление обмотки СН используя значение $U_{кв}$ полученное в выражении (31), так как получено значение $U_{кв}$ отрицательное, примем его равным 0:

$$x_{*\delta, Tc} = \frac{U_{кв} \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{ном.Т}} = \frac{0 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 0 \quad (65)$$

Сопротивление обмотки НН используя значение $U_{кн}$ полученное в выражении (33):

$$x_{*\delta, Tн} = \frac{U_{кн} \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{ном.Т}} = \frac{6,75 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 4,2 \quad (66)$$

Определим трехфазный ТКЗ в точке К1.

Сопротивление до расчетной точки:

$$x_{*рез(\delta)К1} = x_{*\delta, c} + x_{*\delta, л} = 0,286 + 1,06 = 1,346 \quad (67)$$

Базисный ток на стороне 110 кВ:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \quad (68)$$

Начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного ТКЗ:

$$I_{п,0}^3 = \frac{E_{*\delta}''}{x_{*рез(\delta)}} \cdot I_{\delta} = \frac{1}{1,346} \cdot 5,02 = 3,73 \text{ (кА)} \quad (69)$$

Ударный ток трехфазного ТКЗ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п,о}^3 \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 3,73 \cdot 1,8 = 9,5 \text{ (кА)} \quad (70)$$

Определим трехфазный ТКЗ в точке К2.

Сопротивление до расчетной точки:

Вычислим сумму сопротивлений элементов схемы замещения до точки К2:

$$x_{*рез(\bar{\sigma})} = x_{*рез(\bar{\sigma})К1} + x_{*\bar{\sigma},Тв} + x_{*\bar{\sigma},Тс} = 1,346 + 6,718 + 0 = 8,064 \quad (71)$$

Базисный ток на стороне 35 кВ:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 25,5 \quad (72)$$

Начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного ТКЗ:

$$I_{п,0}^3 = \frac{E_{*\bar{\sigma}}''}{x_{*рез(\bar{\sigma})}} \cdot I_{\bar{\sigma}} = \frac{1}{8,064} \cdot 25,5 = 3,162 \text{ (кА)} \quad (73)$$

Ударный ток трехфазного ТКЗ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п,о}^3 \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 3,162 \cdot 1,92 = 8,6 \text{ (кА)} \quad (74)$$

Определим трехфазный ТКЗ в точке К3.

Сопротивление до расчетной точки:

$$x_{*рез(\bar{\sigma})} = x_{*рез(\bar{\sigma})К1} + x_{*\bar{\sigma},Тв} + x_{*\bar{\sigma},Тн} = 1,346 + 6,718 + 4,2 = 12,264 \quad (75)$$

Базисный ток на стороне 10 кВ:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,98 \text{ (кА)} \quad (76)$$

Начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного ТКЗ:

$$I_{п,0}^3 = \frac{E_{*\delta}''}{x_{*рез(\delta)}} \cdot I_{\delta} = \frac{1}{12,264} \cdot 54,98 = 4,48 \text{ (кА)} \quad (77)$$

Ударный ток трехфазного ТКЗ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0}^3 \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 4,481,94 = 12,3 \text{ (кА)} \quad (78)$$

4.2 Несимметричные токи короткого замыкания

Составим схемы замещения прямой (рисунок 12а), обратной (рисунок 12б) и нулевой (рисунок 12в) последовательностей.

Определение несимметричных ТКЗ в расчетной точке К1.

Резльтирующее сопротивление схем прямой и обратной последовательности до точки К1:

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = x_{*\delta,c} + x_{*\delta,l} = 0,286 + 1,06 = 1,346 \quad (79)$$

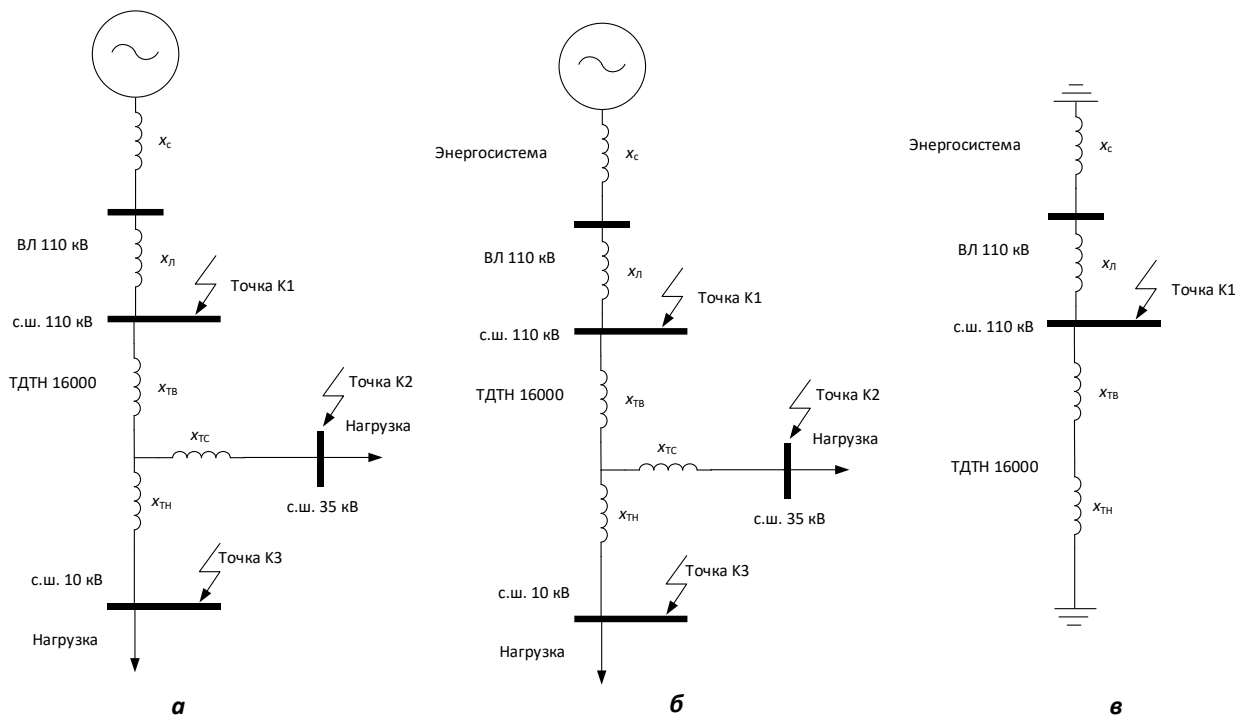


Рисунок 12 - Схемы замещения прямой (а), обратной (б) и нулевой (в) последовательностей

Результирующее сопротивление схемы нулевой последовательности до точки К1.

Сопротивление нулевой последовательности для воздушной линии:

$$x_{*0\delta,l} = 3,5 \cdot x_{*\delta,l} = 3,5 \cdot 1,06 = 3,71 \quad (80)$$

Результирующее сопротивление схемы нулевой последовательности до точки К1.

$$x_{0\Sigma} = \frac{(x_{*\delta,c} + x_{*0\delta,l}) \cdot (x_{*\delta,T\theta} + \frac{x_{*\delta,Tc} \cdot x_{*\delta,Tn}}{x_{*\delta,Tc} + x_{*\delta,Tn}})}{(x_{*\delta,c} + x_{*0\delta,l}) + (x_{*\delta,T\theta} + \frac{x_{*\delta,Tc} \cdot x_{*\delta,Tn}}{x_{*\delta,Tc} + x_{*\delta,Tn}})} \quad (81)$$

$$x_{0\Sigma} = \frac{(0,286 + 3,71) \cdot (6,718 + \frac{0,4,2}{0 + \frac{0,4,2}{0 + 4,2}})}{(0,286 + 3,71) + (6,718 + \frac{0,4,2}{0 + \frac{0,4,2}{0 + 4,2}})} = 2,5$$

Начальное действующее значение периодической составляющей однофазного ТКЗ:

$$I_{n,o}^{(1)} = I_{n,o}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{E_{*6}''}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} \cdot I_{\delta} = 3 \cdot \frac{1}{1,346 + 1,346 + 2,5} \cdot 5,02 = 2,9 \text{ (кА)} \quad (82)$$

Ударный ток:

$$i_{y\delta}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(1)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 2,9 \cdot 1,8 = 7,38 \text{ (кА)} \quad (83)$$

Начальное действующее значение периодической составляющей двухфазного ТКЗ:

$$I_{n,o}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E_{*6}''}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} \cdot I_{\delta} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{1,346 + 1,346} \cdot 5,02 = 3,226 \text{ (кА)} \quad (84)$$

Ударный ток двухфазного ТКЗ:

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(2)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 3,226 \cdot 1,8 = 8,212 \text{ (кА)} \quad (85)$$

Начальное действующее значение периодической составляющей двухфазного ТКЗ на землю:

$$I_{n,o}^{(1,1)} = m^{(1,1)} \cdot \frac{E_{*6}''}{x_{1\Sigma} + \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}}} \cdot I_{\delta} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{1,346 + \frac{1,346 \cdot 2,5}{1,346 + 2,5}} \cdot 5,02 = 3,915 \text{ (кА)} \quad (86)$$

Ударный ток двухфазного ТКЗ на землю:

$$i_{y\delta}^{(1,1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(1,1)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 3,915 \cdot 1,8 = 9,96 \text{ (кА)} \quad (87)$$

Определение несимметричных ТКЗ в расчетной точке К2.

Резльтирующее сопротивление схем прямой и обратной последовательности до точки К2:

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = x_{*\delta,c} + x_{*\delta,l} + x_{*\delta,T\delta} + x_{*\delta,Tc} = 0,286 + 1,06 + 6,718 + 0 = 8,064 \quad (88)$$

Начальное действующее значение периодической составляющей двухфазного ТКЗ:

$$I_{n,o}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E_{*\delta}''}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} \cdot I_{\delta} = \sqrt{3} \frac{1}{8,064 + 8,064} \cdot 25,5 = 2,738 \text{ (кА)} \quad (89)$$

Ударный ток двухфазного ТКЗ:

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(2)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 2,738 \cdot 1,92 = 7,436 \text{ (кА)} \quad (90)$$

Определение несимметричных ТКЗ в расчетной точке К3:

Резльтирующее сопротивление схем прямой и обратной последовательности до точки К3:

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = x_{*\delta,c} + x_{*\delta,l} + x_{*\delta,T\delta} + x_{*\delta,Tn} = 0,286 + 1,06 + 6,718 + 4,2 = 12,264 \quad (91)$$

Начальное действующее значение периодической составляющей двухфазного ТКЗ:

$$I_{n,o}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E_{*\delta}''}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} \cdot I_{\delta} = \sqrt{3} \frac{1}{12,264 + 12,264} \cdot 54,98 = 3,882 \text{ (кА)} \quad (92)$$

Ударный ток двухфазного ТКЗ:

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{(2)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 3,882 \cdot 1,92 = 10,43 \text{ (кА)} \quad (93)$$

Таблица 8 - Результаты расчетов ТКЗ

Вид КЗ	Единицы измерения	Обозначение вида ТКЗ	Расчетная точка К1	Расчетная точка К2	Расчетная точка К3
Трехфазное	кА	$I_{n,o}^{(3)} / i_{y\delta}^{(3)}$	3,73/9,5	3,162/8,6	4,48/12,3
Двухфазное	кА	$I_{n,o}^{(2)} / i_{y\delta}^{(2)}$	3,226/8,212	2,738/7,436	3,882/10,43
Двухфазное на землю	кА	$I_{n,o}^{(1,1)} / i_{y\delta}^{(1,1)}$	3,915/9,96	-	-
Однофазное	кА	$I_{n,o}^{(1)} / i_{y\delta}^{(1)}$	2,9/7,38	-	-

Выводы по разделу 4

1. Составлена расчетная схема подстанции для определения значений токов короткого замыкания. Составлена схема замещения для определения трехфазных токов короткого замыкания.

2. Получены значения трехфазных токов короткого замыкания для трех расчетных точек, определенных на расчетной схеме. Получены значения трехфазного тока короткого замыкания в начальный момент времени и значение ударного тока трехфазного короткого замыкания для каждой расчетной точки.

3. Рассчитаны значения несимметричных токов короткого замыкания, для чего были составлены схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

4. По результатам расчета получено, что для стороны 110 кВ наиболее опасным КЗ является двухфазное на землю, для стороны 35 кВ – трехфазное и для стороны 10 кВ – трехфазное. Эти значения будут использоваться при проверке оборудования подстанции.

5 Выбор оборудования подстанции

5.1 Выбор высоковольтного оборудования

Максимальный ток на стороне 110 кВ:

$$I_{max} = \frac{S_{номГ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot 1,4 = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} \cdot 1,4 = 112,46 \text{ (A)} \quad (94)$$

Максимальный ток на стороне 35 кВ:

$$I_{max} = \frac{S_{номГ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot 1,4 = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 38} \cdot 1,4 = 340,33 \text{ (A)} \quad (95)$$

Максимальный ток на стороне 10 кВ:

$$I_{max} = \frac{S_{номГ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot 1,4 = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 11} \cdot 1,4 = 1175,69 \text{ (A)} \quad (96)$$

Предварительно по расчетным значениям тока выберем к установке высоковольтные выключатели:

- На стороне 110 кВ марки ВГТ-УЭТМ-110- 40/3150,
- На стороне 35 кВ марки ВГТ-УЭТМ-35- 50/3150,
- На стороне 10 кВ марки ВВ/TEL-10-31,5/2000.

Предварительно по расчетным значениям тока выберем к установке высоковольтные разъединители:

- РГ-35/1000,
- РГ-110/1000.

Характеристики выключателей и разъединителей представлены в таблице 9 из каталогов производителей [3], [2], [12], [11].

Таблица 9 -Характеристики высоковольтных выключателей и разъединителей

№ п/п	Параметр	ВГТ-УЭТМ-110-40/3150	ВГТ-УЭТМ-35- 50/3150	ВРС-10-31,5/1250	РГ-35/1000	РГ-110/1000
1.	Номинальное напряжение, кВ	110	35	10	35	110
2.	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	40,5	12	126	40,5
3.	Номинальный ток отключения, кА	40	50	31,5	-	-
4.	Собственное время отключения, с	0,035	0,035	0,035	-	-
5.	Ток электродинамической стойкости, кА	100	125	80	100	50
6.	Ток термической стойкости, кА	40	50	31,5	40	20
7.	Время протекания тока термической стойкости, с	3	3	3	3	3

Для проверки выключателей и разъединителей определим расчетное значение термического импульса ТКЗ.

Термический импульс на стороне 110 кВ:

расчетное значение:

$$B_{\kappa} = \left(I_{n,o}^{(1,1)} \right)^2 \cdot (t_{p.z.} + t_{откл.в.} + T_a) = 3,915^2 \cdot (0,01 + 0,03 + 0,05) = 0,919 \text{ (кА}^2 \text{ с)} \quad (97)$$

значение определяемое по данным таблицы 9:

для выключателя, устанавливаемого на стороне 110 кВ:

$$B_{\kappa} = (I_{m.c.})^2 \cdot (t_{m.c.}) = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ (кА}^2 \text{ с)} \quad (98)$$

для разъединителя на стороне 110 кВ:

$$B_{\kappa} = (I_{m.c.})^2 \cdot (t_{m.c.}) = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ (кА}^2 \text{ с)} \quad (99)$$

Так как значения, полученные для выключателя и разъединителя выше расчетного значения, выключатель и разъединитель удовлетворяют условиям выбора.

Термический импульс на стороне 35 кВ:

расчетное значение:

$$B_{\kappa} = \left(I_{n,o}^{(3)}\right)^2 \cdot (t_{p.z.} + t_{откл.в.} + T_a) = 3,162^2 \cdot (0,01 + 0,03 + 0,05) = 0,899 \text{ (кА}^2 \text{ с)} \quad (100)$$

значение определяемое по данным таблицы 9:

для выключателя, устанавливаемого на стороне 35 кВ:

$$B_{\kappa} = (I_{m.c})^2 \cdot (t_{m.c}) = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ (кА}^2 \text{ с)} \quad (101)$$

для разъединителя на стороне 35 кВ:

$$B_{\kappa} = (I_{m.c})^2 \cdot (t_{m.c}) = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ (кА}^2 \text{ с)} \quad (102)$$

Так как значения, полученные для выключателя и разъединителя выше расчетного значения, выключатель и разъединитель удовлетворяют условиям выбора.

Термический импульс на стороне 10 кВ:

расчетное значение:

$$B_{\kappa} = \left(I_{n,o}^{(3)}\right)^2 \cdot (t_{p.z.} + t_{откл.в.} + T_a) = 4,48^2 \cdot (0,01 + 0,03 + 0,05) = 1,8 \text{ (кА}^2 \text{ с)} \quad (103)$$

значение определяемое по данным таблицы 9 для выключателя устанавливаемого на стороне 10 кВ:

$$B_{\kappa} = (I_{m.c})^2 \cdot (t_{m.c}) = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ (кА}^2 \text{ с)} \quad (104)$$

Так как значение, полученное для выключателя выше расчетного значения, выключатель удовлетворяет условиям выбора.

Апериодическая составляющая в токе КЗ в момент отключения выключателя.

На стороне 110 кВ:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п,о}^{(1,1)} \cdot e^{-\frac{t_{р.з} + t_{откл.б}}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 3,195 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,05}} = 2,85 \text{ (кА)} \quad (105)$$

На стороне 35 кВ:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п,о}^{(3)} \cdot e^{-\frac{t_{р.з} + t_{откл.б}}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 3,162 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,05}} = 2 \text{ (кА)} \quad (106)$$

На стороне 10 кВ:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п,о}^{(3)} \cdot e^{-\frac{t_{р.з} + t_{откл.б}}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 4,48 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,05}} = 2,84 \text{ (кА)} \quad (107)$$

По результатам расчета принимаем к установке выключатели и разъединители указанные в таблице 9.

Выберем по расчетным параметрам для выключателей и разъединителей измерительные трансформаторы тока. К установке на подстанции будем рассматривать только цифровые (оптические) трансформаторы тока так как они обладают лучшими измерительными характеристиками по сравнению с электромагнитными и для выбора оптических трансформаторов тока не нужно выполнять расчет мощности для подключения измерительных приборов и цепей релейной защиты. Выбранные трансформаторы тока представим в таблице, все трансформаторы выполняют измерение тока по принципу Фарадея, параметры трансформаторов тока взяты из каталога [20].

Таблица 10 - Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения

Марка трансформатора тока/напряжения	ТТНК-110 (комбинированный)	ТТЭО-Г (Гибкий)	ЦПС 10	ЭТН 10	ЦПС 35	ЭТН 35
Ток электродинамической стойкости, кА	169	Не применимо	150	150	150	150
Номинальный первичный ток, А	300	300, 400, 1200	400	-	1200	-
Номинальное напряжение, кВ	10	10, 35, 110	10	10	35	35
Наибольшее рабочее напряжение	126	787	12	13	40	40

5.2 Выбор шин на распределительных устройствах подстанции

Ошиновка применяется для соединения всех аппаратов согласно схеме. Для ОРУ 110 и ОРУ 35 кВ обычно применяются сталеалюминевые провода марок АС соответствующего сечения. Для распределительных устройств 6-10 кВ применяются алюминиевые шины, медные шины на распределительных устройствах обычно не используются так как имеют достаточно высокую цену [14]. Рассмотрим выбор ошиновки на подстанции.

Ошиновку ОРУ 110 кВ предлагается выполнить сталеалюминевыми проводами. Согласно [14] шины 35 кВ и выше в пределах распределительных устройств не проверяются по экономической плотности тока. Выбор сечения выполним по допустимому току. В выражении (94) был определен максимальны ток для стороны ВН $I_{max} = 112,46$ А. Этому значению тока соответствует провод марки АС-25/4,2 с сечением $q = 25$ мм² для которого согласно [9] длительно допустимый ток $I_{дон} = 142$ А. При этом выполняется условие выбора:

$$I_{max} = 112,46 \leq I_{дон} = 142 \quad (108)$$

Выбранное сечение проверяем на термическое действие ТКЗ.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C} = \frac{\sqrt{0,919}}{90} = 0,01 \text{ (мм}^2\text{)} \quad (109)$$

Соответствие выбранного сечения условию термической стойкости:

$$q = 25 \geq q_{\min} = 0,01 \quad (110)$$

На электродинамическую стойкость проверяются проводники на ОРУ только при значении трехфазного тока КЗ выше 20 кА. Согласно таблицы 8 значение трехфазного ТКЗ на стороне 110 кВ 3,73 кА, следовательно проверка не производится.

Выполним проверку выбранных проводников на коронирование. Данная проверка выполняется для всех неизолированных гибких проводников на напряжение 35 кВ и выше [14].

Определим критическую напряженность возникновения на проводе коронного разряда:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,282}} \right) = 38,83 \text{ (кВ/см)} \quad (111)$$

Определим напряженность электрического поля у поверхности провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{1,26D}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 110}{0,282 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 300}{0,282}} = 44,199 \text{ (кВ/см)} \quad (112)$$

Условие отсутствия коронирования проводов:

$$1,07E \leq 0,9E_0 \quad (113)$$

Для полученных в выражении (111)-(112) условие (113) не выполняется:

$$1,07 \cdot 44,199 = 47,29 > 0,9 \cdot 38,83 = 34,947$$

Увеличим радиус провода, примем провод АС 95/16. Проверим провод на коронирование.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,5}} \right) = 35,46 \quad (\text{кВ/см})$$

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{1,26D}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 110}{0,5 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 300}{0,5}} = 27,05 \quad (\text{кВ/см})$$

Тогда условие (113) запишется как:

$$1,07 \cdot 27,05 = 28,944 < 0,9 \cdot 35,46 = 31,914$$

Так как условие отсутствия короны выполняется, то для ошиновки ОРУ 110 кВ примем провод марки АС 95/16.

Выполним выбор провода для гибкой ошиновки ОРУ 35 кВ.

Ошиновка ОРУ 35 кВ выбирается аналогично ошиновке ОРУ 110 кВ. По экономической плотности тока проверка не проводится. Выберем сечение провода по длительно допустимому току. Максимальный ток для стороны 35 кВ определен в выражении (95) $I_{max} = 340,33$ А, по [9] выберем провод марки АС-120/19 для которого длительно допустимый ток $I_{дон} = 390$ А. Для выбранного провода выполняется условие:

$$I_{max} = 340,33 < I_{дон} = 390 \quad (114)$$

Выполним проверку на термическую стойкость.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C} = \frac{\sqrt{0,899}}{90} = 0,01 \text{ (мм}^2\text{)} \quad (115)$$

Условие термической стойкости провода выполняется:

$$q = 120 > q_{\min} = 0,01$$

Выполним проверку на коронирование.

Определим критическую напряженность возникновения на проводе коронного разряда:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,618}} \right) = 34,297$$

(кВ/см) (116)

Определим напряженность электрического поля у поверхности провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{1,26D}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 35}{0,618 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 250}{0,618}} = 7,4 \text{ (кВ/см)} \quad (117)$$

Условие отсутствия коронирования провода выполняется:

$$1,07 \cdot 7,4 = 7,924 < 0,9 \cdot 34,297 = 30,867$$

Принимаем провод марки АС-120/19 для гибкой ошиновки ОРУ 35 кВ.

Выполним выбор жестких шин для РУ 10 кВ.

Для РУ 10 кВ будем использовать алюминиевые шины. Выберем шины по длительно допустимому току. Максимальный ток на стороне НН был определен в выражении (96) $I_{max} = 1175,69$ А, по [9] выберем сечение прямоугольных шин 80х6, для них длительно допустимый номинальный ток $I_{доп.ном} = 1480$ А.

Определим длительно допустимый ток исходя из условия отличая температуры окружающего воздуха в месте расположения шин. Так как жесткие шины будут располагаться как на открытом воздухе, так и внутри помещения закрытого распределительного устройства, примем максимальную температуру относительно которой определим длительно допустимый ток. Температуру примем равной $\vartheta_o = 30^\circ\text{C}$, тогда длительно допустимы ток:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.ном}} \sqrt{\frac{\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_o}{\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_{o.\text{ном}}}} = 1480 \sqrt{\frac{70 - 30}{70 - 25}} = 1395,357 \text{ (А)} \quad (118)$$

Условие выбора сечения по длительно допустимому току выполняется:

$$I_{\text{max}} = 1175,69 < I_{\text{доп}} = 1395,357$$

Жесткие шины необходимо проверить на термическую стойкость ТКЗ. Для этого определим минимально допустимое сечение:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C} = \frac{\sqrt{1,8}}{90} = 0,015 \text{ (мм}^2\text{)} \quad (119)$$

Тогда условие термической стойкости выполняется:

$$q = 480 > q_{\text{min}} = 0,015$$

Согласно [10] проверку на электродинамическую стойкость жестких шин можно не проводить, так как в большинстве случаев при воздействии ТКЗ не возникает механического резонанса [14], поэтому окончательно принимаем к установке алюминиевые шины сечением 80х6.

Выводы по разделу 5

1. Для установки на подстанции приняты высоковольтные выключатели следующих марок: ОРУ 110 кВ выключатель марки ВГТ-УЭТМ-110- 40/3150, для ОРУ 35 кВ выключатель марки ВГТ-УЭТМ-35- 50/3150, для закрытого распределительного устройства выключатель марки ВРС-10-31,5/1250 .

2. Для установки на подстанции выполнен выбор и проверка разъединителей. В результате приняты для ОРУ 110 кВ разъединитель марки РГ-110/1000, а для ОРУ 35 кВ разъединители марки РГ-35/1000.

3. Выполнен выбор токопроводов для подключения оборудования ОРУ 110, ОРУ 35 и РУ 10 кВ подстанции. Для ОРУ 110 кВ выбрана гибкая ошиновка проводом марки АС 95/16, так как первоначально выбранный по длительно допустимому току провод марки АС-25/4,2 не прошел проверку по условию отсутствия коронирования. Для ОРУ 35 кВ выбраны гибкая ошиновка проводом марки АС 120/19, а для РУ 10 кВ выбраны алюминиевые жесткие шины сечением 80х6.

6 Релейная защита силового трансформатора

Выполним расчет уставок дифференциальной защиты силового трансформатора, устанавливаемого на подстанции после реконструкции. В разделе 0 ВКР для установки на подстанции выбраны два силовых трансформатора марки ТДТН 16000/110/35/10 кВ. Примем к установке на подстанции микропроцессорный терминал релейной защиты Сириус-Т3, при расчете уставок использована методика, предоставленная производителем оборудования [13], при проведении расчета опирались на иностранные источники [22], [25].

Выполним расчет уставок. Определим вторичный ток от измерительных трансформаторов тока. Так как на подстанции предусмотрена установка цифровых оптических измерительных трансформаторов тока, то у данных трансформаторов коэффициент трансформации выбирается через внутреннюю информационную систему подстанции. Требуемый коэффициент трансформации определим исходя из условия, что вторичный ток должен быть равен 1 А, т.е. $I_{эм.ВН} = 1$ А, $I_{эм.СН} = 1$ А, $I_{эм.НН} = 1$ А. Тогда коэффициент трансформации:

Для обмотки ВН:

$$K_{mp.TT.BH} = \frac{I_{max} \cdot K_{cx}}{I_{эм.ВН}} = \frac{112,46 \cdot 1}{1} = 112,46 \quad (120)$$

Примем стандартный коэффициент трансформации $K_{mp.TT.BH} = 120$, тогда вторичный ток трансформатора тока (ТТ) с учетом этого значения:

$$I_{эм.ВН} = \frac{I_{max} \cdot K_{cx}}{K_{mp.TT.BH}} = \frac{112,46 \cdot 1}{120} = 0,937 \text{ (А)} \quad (121)$$

Для обмотки СН:

$$K_{mp.TT.CH} = K_1 = \frac{I_{max} \cdot K_{cx}}{I_{em.CH}} = \frac{340,33 \cdot 1}{1} = 340,33 \quad (122)$$

Примем стандартный коэффициент трансформации $K_{mp.TT.CH} = 400$, тогда вторичный ток трансформатора тока (ТТ) с учетом этого значения:

$$I_{em.CH} = \frac{I_{max} \cdot K_{cx}}{K_{mp.TT.CH}} = \frac{340,33 \cdot 1}{400} = 0,85 \text{ (А)} \quad (123)$$

Для обмоток НН:

$$K_{mp.TT.HH} = K_1 = \frac{I_{max} \cdot K_{cx}}{I_{em.HH}} = \frac{1175,69 \cdot 1}{1} = 1175,69 \quad (124)$$

Примем стандартный коэффициент трансформации $K_{mp.TT.HH} = 1200$, тогда вторичный ток трансформатора тока (ТТ) с учетом этого значения:

$$I_{em.HH} = \frac{I_{max} \cdot K_{cx}}{K_{mp.TT.HH}} = \frac{1175,69 \cdot 1}{1200} = 0,98 \text{ (А)} \quad (125)$$

Используя значения полученные в (121), (123), (125) определим базисные токи. Для стороны ВН $I_{баз.ВН} = I_{em.ВН} = 0,94$ А. Для стороны 35 кВ $I_{баз.СН} = I_{em.СН} = 0,85$ А. Для стороны 10 кВ $I_{баз.НН} = I_{em.НН} = 0,98$ А. Значения базисных токов для каждой из сторон должны выполнять условие:

$$I_{баз} \in [0,2; 2,0] \text{ (А)} \quad (126)$$

Выполним проверку.

Для стороны ВН:

$$I_{баз.ВН} = 0,94 \in [0,2; 2,0]$$

Для стороны СН:

$$I_{\text{баз.СН}} = 0,85 \in [0,2;2,0]$$

Для стороны НН:

$$I_{\text{баз.НН}} = 0,98 \in [0,2;2,0]$$

После определения базисных токов переходим к расчету уставок.

Определим дифференциальный ток:

$$I_{\text{ДИФ.}} = |I_{\text{баз.ВН}} - I_{\text{баз.СН}} - I_{\text{баз.НН}}| = |0,94 - 0,85 + 0,98| = 0,89 \quad (127)$$

«Базовая уставка дифференциального тока срабатывания на горизонтальном участке характеристики без торможения должна выполнять условие:

$$\frac{I_{\text{ДИФ.}}}{I_{\text{баз}}} \in [0,3;1,0] \quad (128)$$

Определим:

$$\frac{I_{\text{ДИФ.}}}{I_{\text{баз}}} \geq K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ.*}} = K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ДОБАВ.}} \quad (129)$$

$$0,95 > 1,2 \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ.*}} = 1,2 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,04 + 0,04) = 1,2 \cdot 0,18 = 0,2$$

Так как полученное значение $\frac{I_{\text{ДИФ.}}}{I_{\text{баз}}} = 0,95 \in [0,3;1,0]$, то примем уставку

$$\frac{I_{\text{д1}}}{I_{\text{баз}}} = 0,3.$$

Определим коэффициент снижения тормозного тока:

$$K_{CH.T} = \sqrt{1 - I_{HB.PACЧ.*}} = \sqrt{1 - 0,18} = 0,42 \quad (130)$$

Расчетное значение коэффициента торможения:

$$K_{ТОРМ.} = \frac{100 \cdot K_{ОТС.} \cdot I_{HB.PACЧ.*}}{K_{CH.T}} = \frac{100 \cdot 1,2 \cdot 0,18}{0,42} = 51,43 \% \quad (131)$$

Значение коэффициента торможения должно удовлетворять условию:

$$K_{ТОРМ.} \in [10; 100] \quad (132)$$

Поэтому принимаем расчетное значение $K_{ТОРМ.} = 51,43$ округляем до большего целого и принимаем $K_{ТОРМ.} = 52 \%$.

Уставка второй точки излома характеристики ДЗТ:

$$\frac{I_{m2чувс}}{I_{баз}} = \frac{I_{m2зруб}}{I_{баз}} = (1,0 \dots 2,0) I_{баз} = (1,0 \dots 2,0) 0,94 = 2 \cdot 0,94 = 1,88 \quad (133)$$

Значение уставок $\frac{I_{m2чувс}}{I_{баз}} = \frac{I_{m2зруб}}{I_{баз}} \in [1,5; 2]$, поэтому примем ближайшее

большее значение $\frac{I_{m2чувс}}{I_{баз}} = \frac{I_{m2зруб}}{I_{баз}} = 1,9 \in [1,5; 2]$.

Для того чтобы не допустить срабатывания дифференциальной защиты трансформатора при его включении производят отстройку от броска тока намагничивания (БТН). Уставка от БТН определяется по превышению второй гармоники дифференциального тока к первой гармонике дифференциального тока и должна удовлетворять условию:

$$\frac{I_{\partial 2}}{I_{\partial 1}} \in [0,06; 0,2] \quad (134)$$

Исходя их условия (134), а также на основании рекомендаций данных в [25] уставка от БТН может быть выбрана как:

$$\frac{I_{\partial z2}}{I_{\partial z1}} = 0,15 \in [0,06;0,2]$$

Выполним расчет группы «грубых» уставок ДЗТ без учета действия РПН.

Определим:

$$\frac{I_{ДИФ.}}{I_{\partial аз}} \geq K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ.*} = K_{ОТС} \cdot K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБАВ.} \quad (135)$$

$$0,95 > 1,2 \cdot I_{НБ.РАСЧ.*} = 1,2 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,13 + 0,04) = 1,2 \cdot 0,27 = 0,324$$

Так как полученное значение $\frac{I_{ДИФ.}}{I_{\partial аз}} = 0,95 \in [0,3;1,0]$, то примем уставку

$$\frac{I_{\partial 1}}{I_{\partial аз}} = 0,4.$$

Определим коэффициент снижения тормозного тока:

$$K_{СН.Т} = \sqrt{1 - I_{НБ.РАСЧ.*}} = \sqrt{1 - 0,27} = 0,85 \quad (136)$$

Расчетное значение коэффициента торможения:

$$K_{ТОРМ.} = \frac{100 \cdot K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ.*}}{K_{СН.Т}} = \frac{100 \cdot 1,2 \cdot 0,27}{0,85} = 38,11 \% \quad (137)$$

Значение коэффициента торможения должно удовлетворять условию:

$$K_{ТОРМ.} \in [10;100] \quad (138)$$

Поэтому принимаем расчетное значение $K_{ТОРМ.} = 38,11$ округляем до большего целого и принимаем $K_{ТОРМ.} = 39 \%$.

Уставка второй точки излома для «грубой» группы уставок была определена в выражении (133) и равна:

$$\frac{I_{m2чувс}}{I_{баз}} = \frac{I_{m2груб}}{I_{баз}} = 1,9 \in [1,5; 2]$$

Выполним расчет уставок дифференциальной отсечки.

Из таблицы 8 максимальные токи внешнего КЗ для стороны СН $I_{n,o}^{(3)} = 3162$ А, для стороны НН $I_{n,o}^{(3)} = 4480$ А. Выполним приведение максимальных ТКЗ на стороне СН и НН к стороне ВН.

Для стороны СН:

$$I_{КЗ\ ВНЕШ.\ МАКС*} = \frac{I_{КЗ\ ВНЕШ.\ МАКС}}{I_{баз.ВН}} = \frac{I_{n,o}^{(3)}}{I_{max}} = \frac{3162}{112,46} = 28,11 \quad (139)$$

Для стороны НН:

$$I_{КЗ\ ВНЕШ.\ МАКС*} = \frac{I_{КЗ\ ВНЕШ.\ МАКС}}{I_{баз.ВН}} = \frac{I_{n,o}^{(3)}}{I_{max}} = \frac{4480}{112,46} = 39,83 \quad (140)$$

Выполним расчет тока небаланса при внешнем КЗ:

$$I_{НБ} = K_{ОТС} (K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБАВ}) I_{КЗ\ ВНЕШ.\ МАКС*} \quad (141)$$

Для стороны СН:

$$I_{НБ} = 1,5(3 \cdot 0,1 \cdot 0,05 + 0,13 + 0,04) 28,11 = 7,8 \text{ (А)}$$

Для стороны НН:

$$I_{НБ} = 1,5(3 \cdot 0,1 \cdot 0,05 + 0,13 + 0,04)39,83 = 11,05 \text{ (А)}$$

Для уставок тока небаланса при внешнем КЗ должно выполняться условие:

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{баз}} \geq I_{НБ}, \frac{I_{ДИФ}}{I_{баз}} \geq 6 \quad (142)$$

Определим уставку на стороне СН:

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{баз}} = \frac{0,89}{0,85} = 1,04,$$

так как первая часть условия (142) не выполняется, то примем уставку для

стороны СН $\frac{I_{ДИФ}}{I_{баз}} = 6$.

Определим уставку на стороне НН:

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{баз}} = \frac{0,89}{0,98} = 0,9,$$

так как первая часть условия (142) не выполняется, то примем уставку для

стороны НН $\frac{I_{ДИФ}}{I_{баз}} = 6$.

Выполним проверку чувствительности ДЗТ, для этого определим ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з} = I_{\max} \left(\frac{I_{\partial 1,2 \text{руб}}}{I_{баз}} \right) = 112,46 \cdot 0,4 = 44,984 \text{ (А)} \quad (143)$$

Коэффициент чувствительности для стороны СН:

$$K_q = \frac{I_{n.o}^{(2)}}{I_{c.3}} = \frac{2738}{44,984} = 60,86 \quad (144)$$

Коэффициент чувствительности ДЗТ должен удовлетворять условию $K_q > 2$. Данное условие для стороны СН выполняется.

Коэффициент чувствительности для стороны НН:

$$K_q = \frac{I_{n.o}^{(2)}}{I_{c.3}} = \frac{3882}{44,984} = 86,297 \quad (145)$$

Коэффициент чувствительности ДЗТ должен удовлетворять условию $K_q > 2$. Данное условие для стороны НН выполняется.

Выводы по разделу 6

1. Для защиты силового трансформатора, устанавливаемого на подстанции «Устюжна» 110/35/10 кВ после реконструкции принят к установке микропроцессорный блок защиты Сириус-ТЗ.
2. Выполнен расчет необходимых коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов.
3. Рассчитаны уставки срабатывания микропроцессорного блока защиты Сириус-ТЗ.
4. Выполнена проверка рассчитанных значений уставок по коэффициенту чувствительности для обмоток СН и НН, в результате коэффициент чувствительности превысил допустимое значение 2, поэтому защита является чувствительной.

7 Системы молниезащиты и заземления

7.1 Молниезащита подстанции

Для защиты подстанции от прямых ударов молнии (ПУМ) необходимо предусматривать установку защитных молниеприемников обеспечивающих полное покрытие территории подстанции, так как даже при условии попадания ПУМ не в оборудование, а просто на территорию подстанции может происходить обратное перекрытие: с заземлённых частей на токоведущие, что вызовет повреждение изоляции оборудования с возможным выходом из строя. Поэтому расчет молниезащиты будем выполнять для всей территории подстанции.

Расчет зон действия молниезащиты будем выполнять для двух зон: ЗОНА 1 (63м на 70м) и ЗОНА 2 (77м на 44м), так как форма подстанции имеет форму неправильного многоугольника. Будем использовать методику расчета с установкой четырех молниеприемников для каждой из зон. На территории не входящей в зоны расположен ОПУ, подъездные пути на подстанцию, а также территория на которой не располагается никакого оборудования.

Наиболее высоким объектом является линейная порталная опора высотой 9,7 м для зоны 1, примем это значение и для зоны 2. Расчет зон молниезащиты будем выполнять со степенью надежности 0,99. Высота молниеотвода не должна превышать 30 м.

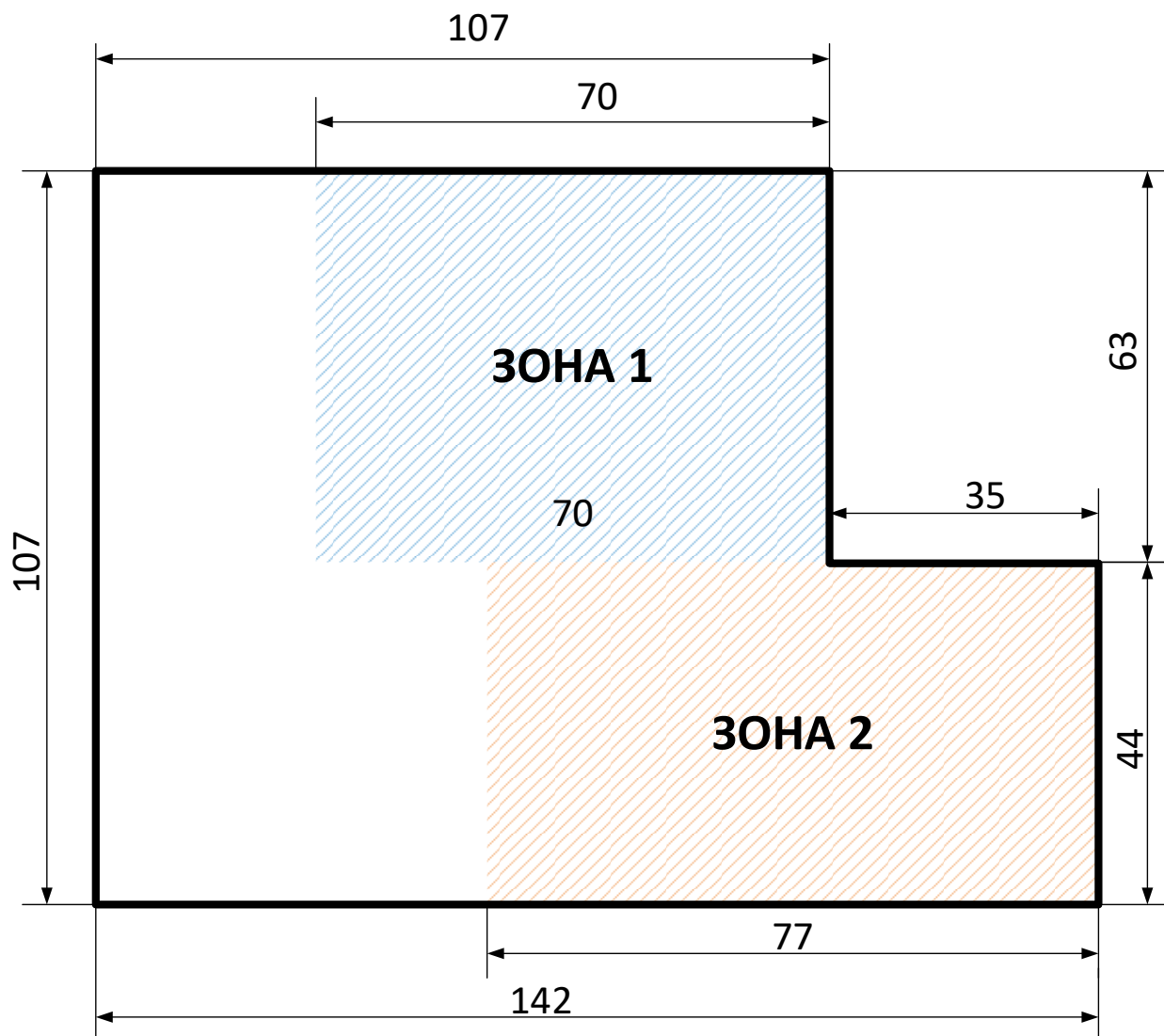


Рисунок 13 - План подстанции для расчета молниезащиты

Согласно плану подстанции примем предельное расстояние между молниеприемниками для зоны 1 $l_1 = 59$ м, $l_2 = 66$ м, а для зоны 2 $l_1 = 40$ м, $l_2 = 73$ м, тогда предельное расстояние между молниеотводами:

для зоны 1

$$L = \sqrt{l_1^2 + l_2^2} = \sqrt{59^2 + 66^2} = 88,5 \text{ (м)} \quad (146)$$

для зоны 2

$$L = \sqrt{l_1^2 + l_2^2} = \sqrt{40^2 + 73^2} = 83,3 \text{ (м)} \quad (147)$$

Превышение высоты молниеотвода над высотой защищаемого объекта:
для зоны 1

$$h_a = \frac{L}{8} = \frac{88,5}{8} = 11,06. \quad (148)$$

для зоны 2

$$h_a = \frac{L}{8} = \frac{83,3}{8} = 10,41 \quad (149)$$

Высота молниеотвода:

для зоны 1

$$h = h_x + h_a = 9,7 + 11,06 = 15,46 \text{ (м)} \quad (150)$$

для зоны 2

$$h = h_x + h_a = 9,7 + 10,41 = 20,11 \text{ (м)} \quad (151)$$

Примем типовое значение высоты молниеприемника для зоны 1 СМ-20 – 20 м, для зоны 2 СМ-25 – 25 м, тогда уточненное превышение высоты молниеотвода над высотой защищаемого объекта:

для зоны 1

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

для зоны 2

$$h_a = h - h_x = 25 - 9,7 = 15,3 \text{ (м)}$$

Проверим выполнение условия:

$$L \leq 8(h - h_x) \leq 8h_a \quad (152)$$

Для зоны 1

$$88,5 > 82,4 = 82,4$$

Для зоны 2

$$83,3 < 122,4 < 122,4$$

Для зоны 1 условие (152) не выполняется, поэтому увеличим высоту молниеотводов. Примем молниеотводы СМ-25 с высотой 25 м. Выполним проверку по условию (152) с молниеотводом СМ-25:

$$h_a = h - h_x = 25 - 9,7 = 15,3$$

$$88,5 < 122,4 < 122,4$$

Так как условие выполняется, к установке выберем молниеотводы высотой 25 м на всей подстанции.

Высота вершины конуса для стержневого молниеотвода:

Для зоны 1, 2

$$h_0 = 0,92 \cdot h = 0,92 \cdot 25 = 23 \text{ (м)} \quad (153)$$

Радиус защиты на уровне земли:

Для зоны 1, 2

$$r_0 = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 25 = 37,5 \text{ (м)} \quad (154)$$

Радиус защиты на высоте защищаемого объекта:

для зоны 1, 2

$$r_x = 1,5(h - 1,1h_x) = 1,5(25 - 1,1 \cdot 9,7) = 21,495 \approx 21,5 \text{ (м)} \quad (155)$$

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

- для молниеприемников с наименьшим расстоянием:

для зоны 1:

$$h_{\min 1} = h_{c1} = h_0 - 0,14(l_1 - h) = 23 - 0,14(59 - 25) = 18,24 \text{ (м)} \quad (156)$$

для зоны 2:

$$h_{\min 1} = h_{c1} = h_0 - 0,14(l_1 - h) = 23 - 0,14(40 - 25) = 20,9 \text{ (м)} \quad (157)$$

- для молниеприемников с наибольшим расстоянием:

для зоны 1

$$h_{\min 2} = h_{c2} = h_0 - 0,14(l_2 - h) = 23 - 0,14(66 - 25) = 17,26 \text{ (м)} \quad (158)$$

для зоны 2

$$h_{\min 2} = h_{c2} = h_0 - 0,14(l_2 - h) = 23 - 0,14(73 - 25) = 16,3 \text{ (м)} \quad (159)$$

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

для зоны 1, 2

$$r_c = r_0 = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 25 = 37,5 \text{ (м)} \quad (160)$$

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

- для ближайших молниеприемников:

для зоны 1

$$r_{cx1} = r_0 \cdot \frac{h_{c1} - h_x}{h_{c1}} = 37,5 \cdot \frac{18,24 - 9,7}{18,24} = 17,56 \text{ (м)} \quad (161)$$

для зоны 2

$$r_{cx1} = r_0 \cdot \frac{h_{c1} - h_x}{h_{c1}} = 37,5 \cdot \frac{20,9 - 9,7}{20,9} = 20,09 \text{ (м)} \quad (162)$$

- для удаленных молниеприемников:

для зоны 1

$$r_{cx2} = r_0 \cdot \frac{h_{c2} - h_x}{h_{c2}} = 37,5 \cdot \frac{17,26 - 9,7}{17,26} = 16,43 \text{ (м)} \quad (163)$$

для зоны 2

$$r_{cx2} = r_0 \cdot \frac{h_{c2} - h_x}{h_{c2}} = 37,5 \cdot \frac{16,3 - 9,7}{16,3} = 15,18 \text{ (м)} \quad (164)$$

План молниезащиты подстанции с указанием точек установки молниеприемников с указанием зоны действия молниезащиты представлен в графической части ВКР на формате А1.

7.2 Заземление подстанции

Схема для расчета системы заземления аналогична схеме расчета молниезащиты представленной на рисунке 13, примем допустимое напряжение прикосновения $U_{пр.дон.} = 500 \text{ В}$. При расчете системы заземления использованы источники [15], [5], [18], [6].

Коэффициент напряжения прикосновения для сложных заземлителей:

для зоны 1

$$k_{\Pi} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_B L_2}{a\sqrt{S}}\right)^{0,45}} = \frac{0,5 \cdot 0,94}{\left(\frac{5 \cdot 1792}{10 \cdot \sqrt{70 \cdot 63}}\right)^{0,45}} = 0,146 \quad (165)$$

для зоны 2

$$k_{\Pi} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_B L_2}{a\sqrt{S}}\right)^{0,45}} = \frac{0,5 \cdot 0,94}{\left(\frac{5 \cdot 737}{10 \cdot \sqrt{77 \cdot 44}}\right)^{0,45}} = 0,026 \quad (166)$$

Для зоны 1 и 2:

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 40} = 0,94. \quad (167)$$

Напряжение на заземлителе:

для зоны 1

$$U_3 = \frac{U_{np.\dot{\Delta}on.}}{k_{\Pi}} = \frac{500}{0,146} = 3424,66 \text{ (В)} \quad (168)$$

для зоны 2

$$U_3 = \frac{U_{np.\dot{\Delta}on.}}{k_{\Pi}} = \frac{500}{0,026} = 19230,77 \text{ (В)} \quad (169)$$

Для зоны 2 напряжение прикосновения получилось со слишком высоким значением. Поэтому выполним подсыпку грунтом с более высоким удельным сопротивлением и пересчитаем исходя из этого коэффициент (167):

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 150} = 0,816.$$

тогда

$$k_{\Pi} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_B L_2}{a\sqrt{S}}\right)^{0,45}} = \frac{0,5 \cdot 0,816}{\left(\frac{5 \cdot 737}{10 \cdot \sqrt{77 \cdot 44}}\right)^{0,45}} = 0,178$$

И напряжение прикосновения для зоны 2 получим:

$$U_3 = \frac{U_{np.\dot{\omega}on.}}{k_{\Pi}} = \frac{500}{0,178} = 2809 \quad (B)$$

Полученное значение для зоны 2 является удовлетворительным.

Определим сопротивление заземлителя.

Для зоны 1

$$R_{з.\dot{\omega}on} \leq \frac{U_3}{I_3} = \frac{3424,66}{3915} = 0,87 \text{ (Ом)} \quad (170)$$

Для зоны 2

$$R_{з.\dot{\omega}on} \leq \frac{U_3}{I_3} = \frac{2809}{3915} = 0,717 \text{ (Ом)} \quad (171)$$

Число ячеек заземлителя по сторонам условного квадрата

для зоны 1

$$m = \frac{L_2}{2\sqrt{S}} - 1 = \frac{1792}{2 \cdot \sqrt{70 \cdot 63}} - 1 = 12,49 = 12 \quad (172)$$

для зоны 2

$$m = \frac{L_z}{2\sqrt{S}} - 1 = \frac{737}{2 \cdot \sqrt{77 \cdot 44}} - 1 = 5,33 = 5 \quad (173)$$

Длина полос горизонтального заземлителя:

для зоны 1

$$L'_z = 2\sqrt{S}(m+1) = 2\sqrt{70 \cdot 63} \cdot (12+1) = 1726 \text{ (м)} \quad (174)$$

для зоны 2

$$L'_z = 2\sqrt{S}(m+1) = 2\sqrt{77 \cdot 44} \cdot (5+1) = 698 \text{ (м)} \quad (175)$$

Длина сторон ячейки горизонтального заземлителя в расчетной модели:

для зоны 1

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{70 \cdot 63}}{12} = 5,5 = 5 \quad (176)$$

для зоны 2

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{77 \cdot 44}}{5} = 11,6 = 11 \quad (177)$$

Число вертикальных заземлителей при их расположении по периметру:

для зоны 1

$$n_e = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{l_e} = \frac{\sqrt{70 \cdot 63} \cdot 4}{5} = 53,12 = 53 \quad (178)$$

для зоны 2

$$n_e = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{l_e} = \frac{\sqrt{77 \cdot 44} \cdot 4}{5} = 46,56 = 46 \quad (179)$$

Суммарная длина вертикальных заземлителей.

Для зоны 1

$$L_{\Sigma} = l_B n_B = 5 \cdot 53 = 265 \text{ (м)} \quad (180)$$

Для зоны 2

$$L_{\Sigma} = l_B n_B = 5 \cdot 46 = 230 \text{ (м)} \quad (181)$$

Относительная глубина вертикальных электродов:

для зоны 1

$$H_{\text{отн}} = \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,5}{\sqrt{70 \cdot 63}} = 0,082 < 0,1 \quad (182)$$

для зоны 2

$$H_{\text{отн}} = \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,5}{\sqrt{77 \cdot 44}} = 0,094 < 0,1 \quad (183)$$

тогда:

для зоны 1

$$A = \left(H_{\text{отн}} - 0,25 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \right) = 0,082 - 0,25 \cdot \frac{5 + 0,5}{\sqrt{70 \cdot 63}} = 0,061. \quad (184)$$

для зоны 2

$$A = \left(H_{\text{отн}} - 0,25 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \right) = 0,094 - 0,25 \cdot \frac{5 + 0,5}{\sqrt{77 \cdot 44}} = 0,07. \quad (185)$$

Сопротивление заземлителя:

для зоны 1

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_6} = 0,061 \frac{40}{\sqrt{70 \cdot 63}} + \frac{40}{1726 + 265} = 0,057 \text{ (Ом)} \quad (186)$$

для зоны 2

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_6} = 0,07 \frac{150}{\sqrt{77 \cdot 44}} + \frac{150}{698 + 230} = 0,34 \text{ (Ом)} \quad (187)$$

Сопротивления заземлителей не превышают значений полученных в выражениях (170) и (171)

Напряжение прикосновения:

Для зоны 1

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{П}} I_3 R_3 = 0,146 \cdot 3915 \cdot 0,057 = 32,58 \text{ (В)} \quad (188)$$

Для зоны 2

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{П}} I_3 R_3 = 0,178 \cdot 3915 \cdot 0,34 = 236,94 \text{ (В)} \quad (189)$$

Полученные значения напряжений прикосновения для зоны 1 и 2 не превышают требуемого значения 500 В. Потому расчет выполнен правильно. План заземления представлен в графической части ВКР на формате А1.

Выводы по разделу 7

1. Составлен план подстанции для расчета молниезащиты. Исходя из того, что подстанция имеет форму не правильного многоугольника определены две расчетные зоны – зона 1 ОРУ 110 кВ и зона 2 ОРУ 35 кВ.

2. Выполнен расчет требуемой высоты молниеприемников и выбраны молниеприемники СМ -25 высотой 25 м.

3. Выполнен расчет системы заземления подстанции.

Заключение

Первым этапом выполнения выпускной квалификационной работы выполнен анализ объекта проектирования – подстанции 110/35/10 кВ «Устюжна» с определением ее местоположения и присоединений, составлена схема питаемого района на основании данных из открытых источников. На основании этих же данных проведен анализ загрузки подстанции и определены перспективы проведения реконструкции, т.е. состав оборудования, подлежащего замене. Разработаны схемы распределительных устройства подстанции «Устюжна» 110/35/10 кВ. При разработке схем распределительных устройств использовались нормативные документы и стандарты организации ПАО «Россети». Для ОРУ 110 кВ подстанции выбрана типовая схема 110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий». Для ОРУ 35 кВ подстанции выбрана схема 35-5Н – «Мостик с выключателями в цепях линий» без установки ремонтной перемычки со стороны линий. Для ЗРУ 10 кВ подстанции выбрана схема 10(6)-1 – «Одна, секционированная выключателями, система шин». Данная схема выбрана исходя из условия, что силовой трансформатор не имеет расщепленной обмотки и не потребуются установка реакторов для снижения токов КЗ, так как для районных подстанций такого класса мощности это мероприятие обычно не применяется.

По результатам анализа загрузки подстанции «Устюжна» произведен выбор оптимальной мощности силового трансформатора, устанавливаемого на подстанции при реконструкции. С учетом допустимой аварийной перегрузки, а также на основании критерия минимума приведенных затрат выбрано два силовых трансформатора марки ТДТН 16000/110/35/10 кВ производства ООО «Тольяттинский Трансформатор».

Выбор и проверка оборудования подстанции «Устюжна» проводился опираясь на результаты расчета токов короткого замыкания. Был выполнен расчет симметричных и не симметричных токов короткого замыкания для

схемы подстанции «Устюжна». По результатам расчета получено, что для стороны 110 кВ наиболее опасным КЗ является двухфазное на землю, для стороны 35 кВ – трехфазное и для стороны 10 кВ – трехфазное.

Для установки на подстанции приняты высоковольтные выключатели следующих марок: ОРУ 110 кВ выключатель марки ВГТ-УЭТМ-110- 40/3150, для ОРУ 35 кВ выключатель марки ВГТ-УЭТМ-35- 50/3150, для закрытого распределительного устройства выключатель марки ВРС-10-31,5/1250.

Для установки на подстанции выполнен выбор и проверка разъединителей. В результате приняты для ОРУ 110 кВ разъединитель марки РГ-110/1000, а для ОРУ 35 кВ разъединители марки РГ-35/1000.

Выполнен выбор токопроводов для подключения оборудования ОРУ 110, ОРУ 35 и РУ 10 кВ подстанции. Для ОРУ 110 кВ выбрана гибкая ошиновка проводом марки АС 95/16, так как первоначально выбранный по длительно допустимому току провод марки АС-25/4,2 не прошел проверку по условию отсутствия коронирования. Для ОРУ 35 кВ выбраны гибкая ошиновка проводом марки АС 120/19, а для РУ 10 кВ выбраны алюминиевые жесткие шины сечением 80х6.

Составлен план подстанции для расчета молниезащиты. Исходя из того, что подстанция имеет форму не правильного многоугольника было определены две расчетные зоны – зона 1 с ОРУ 110 кВ и зона 2 с ОРУ 35 кВ.

Выполнен расчет требуемой высоты молниеприемников для защиты подстанции от прямых ударов молнии со степенью надежности 0,99 и выбраны соответствующие молниеприемники стандартной высоты. Для установки на подстанции приняты молниеприемники СМ -25 высотой 25 м.

Выполнен расчет системы заземления подстанции. Расчет выполнен для зон, аналогично расчету молниезащиты для двух зон.

В результате выполнения выпускной квалификационной работы выполнен проект реконструкции электрической части подстанции «Устюжна» согласно требованиям отечественной нормативной документации и с опором на иностранные методики и рекомендации.

Список используемых источников

1. Вахнина В.В. Проектирование систем электроснабжения промышленных предприятий. Методические указания к курсовому проектированию. Тольятти: ТГУ, 2006. 78 с.
2. Выключатели вакуумные типов ВРС-6 и ВРС-10. Техническая информация // Вебсайт компании Высоковольтный союз. 2020. URL: https://www.vsoyuz.com/modules/pages/files/ТИ_ВРС-6_ВРС-10_edition9_c.pdf (дата обращения: 12.05.2021).
3. Выключатели элегазовые серии ВГТ-УЭТМ на напряжение 35 кВ, 110 кВ, 220 кВ. // Веб-сайт компании АО "УЭТМ". 2021. URL: <https://www.uetm.ru/directrequest/files/default/get-file?name=eee59822f27428369522aa09a59b20b6.pdf> (дата обращения: 12.05.2021).
4. ГОСТ 9680-77. Трансформаторы силовые мощностью 0,01 кВ·А и более. Ряд номинальных мощностей. М.: Издательство стандартов, 1977. 4 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. Карякин Р.Н. Нормы устройства сетей заземления. 4-е изд. М.: Энергосервис, 2002. 240 с.
7. Крючков Н.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования. М.: Академия, 2015.
8. Методические рекомендации для определения категорийности потребителей по надежности электроснабжения // Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств. Исполнительный Комитет. 2019. URL: <http://energo-cis.ru/wyswyg/file/RGN-new/%D0%9C%D0%B5%D1%82%D0%BE%D0%B4%20%D0%BF%D0%BE%20%D0%BA%D0%B0%D1%82%D0%B5%D0%B3%D0%BE%D1%80%20%D0%BF%D0%BE%D1%82%D1%80.pdf> (дата обращения: 30.03.2021).

9. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. 5th ed. Санкт-Петербург: БХВ-Петербург, 2014. 607 с.
10. Правила устройства электроустановок. 7-е-е изд. Москва: Издательство Проспект, 2020. 832 с.
11. 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).
12. Разъединители серии РГ на напряжение 35 кВ // Веб-сайт компании "Разряд-М". 2021. URL: http://www.razrad.ru/wp-content/themes/storefront-child/docs/rln/rg_110.pdf (дата обращения: 12.05.2021).
13. Рекомендации по выбору уставок устройства защиты трехобмоточного трансформатора «Сириус-ТЗ» [Электронный ресурс] // Веб-сайт компании Радиус-автоматика: [сайт]. [2013]. URL: https://www.rza.ru/upload/iblock/4ef/vybor-ustavok-sirius_t3_versiya-3.pdf (дата обращения: 05.05.2021).
14. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. М.: Академия, 2013. 449 с.
15. Степкина Ю.В., Салтыков В.М. Проектирование электрической части понизительной подстанции. Тольятти: ТГУ, 2007. 124 с.
16. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. Москва: ОАО "ФСК ЕЭС", 2007. 132 с.
17. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. М: ОАО "ФСК ЕЭС", 2010. 128 с.

18. Титков В.В., Халилов Ф.Х. Перенапряжения и молнизащита. Учебное пособие. Санкт-Петербург: Изд-во Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого, 2017. 222 с.
19. Трансформаторы силовые масляные класса напряжения 110 кВ // Официальный сайт производителя ООО "Тольяттинский трансформатор". 2021. URL: <https://www.transformator.com.ru/ttproduction/transform/145/1641/> (дата обращения: 8.04.2021).
20. Электронные измерительные трансформаторы тока // ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ digitalsubstation.com. 2021. URL: <http://digitalsubstation.com/wp-content/uploads/2018/03/ELEKTRONNYE-IZMERITELNYE-TRANSFORMATORY-ТОКА.pdf> (дата обращения: 18.05.2021).
21. Kreig T, Finn J, editors. Substations. Springer International Publishing, 2019. 1079 pp.
22. Patel D., Chothani N. Digital Protective Schemes for Power Transformer. Singapore: Springer Singapore, 2020. 193 pp.
23. Tang Y. Voltage Stability Analysis of Power System. Singapore: Springer Singapore, 2021. 385 pp.
24. Zhu Y. Power System Loads and Power System Stability. Springer International Publishing, 2021. 164 pp.
25. Ziegler G. Numerical Differential Protection: Principles and Applications. 2nd ed. Hoboken: John Wiley & Sons, 2012. 287 pp.