

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ
«Энтузиастов»

Студент

Д.П. Горбань

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., Д.А. Кретов

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

Тольятти 2021

Аннотация

Представлены результаты выполнения выпускной квалификационной работы, направленной на разработку проекта реконструкции электрической части подстанции «Энтузиастов» 110/10 кВ. В выпускной квалификационной работе применены современные проектные решения позволяющие повысить не только надежность электроснабжения потребителей, но и повысить безопасность подстанции. Данные проектные решения связаны с установкой энергоэффективных силовых трансформаторов и применением современного высоковольтного оборудования, в частности комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией на напряжение 110 кВ.

Представлены результаты анализа подстанции «Энтузиастов» 110/10 кВ позволившие определить актуальность выполнения работы, а также наметить перечень разделов ВКР. Определена текущая загрузка подстанции и мощность подключенных потребителей. Построены годовые графики нагрузок подстанции и выполнен расчет их показателей.

На подстанции принято решение об установке силового трансформатора мощностью 63 МВА марки ТРДН 63000/110/10/10. Выполнен расчет симметричных и несимметричных токов короткого замыкания, выбрано оборудование подстанции на основании расчетов токов короткого замыкания.

Выполнен расчет уставок релейной защиты силового трансформатора и представлены проектные решения по защите подстанции от прямых ударов молнии и по сооружению защитного контура заземления.

Пояснительная записка выполнена на 61 листах, содержит 16 рисунков и 9 таблиц. В графической части ВКР, выполненной на листах формата А1, представлены основные результаты ВКР на шести листах.

Содержание

Введение.....	4
1 Анализ понизительной подстанции	6
2 Выбор трансформаторов	14
3 Расчет токов короткого замыкания	25
4 Выбор схемы, компоновки и оборудования подстанции.....	34
5 Релейная защита подстанции	45
6 Система заземления на подстанции	49
7 Система молниезащиты на подстанции.....	53
Заключение	55
Список используемых источников.....	59

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. 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) [15].

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.

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 «Энтузиастов» 110/10 кВ для обеспечения подключения новых потребителей с сохранением надежного электроснабжения существующих.

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

- Проанализировать текущий уровень электропотребления на объекте и определить перспективы роста нагрузок.
- Провести выбор требуемого электрооборудования подстанции с учетом перспективы роста нагрузок.
- 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.

1 Анализ понизительной подстанции

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

- Описание самого объекта: его размещение, площадь, климатические условия, текущая нагрузка силовых трансформаторов и т.д.
- Определение расчетной нагрузки подстанции исходя из анализа требований по обеспечению нормального функционирования оборудования электрической части понизительной подстанции.
- Определение схемы распределительных устройства 110 кВ и 10 кВ.

Подстанция 110/10 кВ расположена в г. Омск. Год ввода подстанции в эксплуатацию 2004. План расположения подстанции 110/10 кВ «Энтузиастов» представлен на рисунке 1. Подстанция расположена в жилом районе г. Омска – Советский округ. В непосредственной близости с подстанцией расположена жилая многоэтажная застройка, а также детское образовательное учреждение.

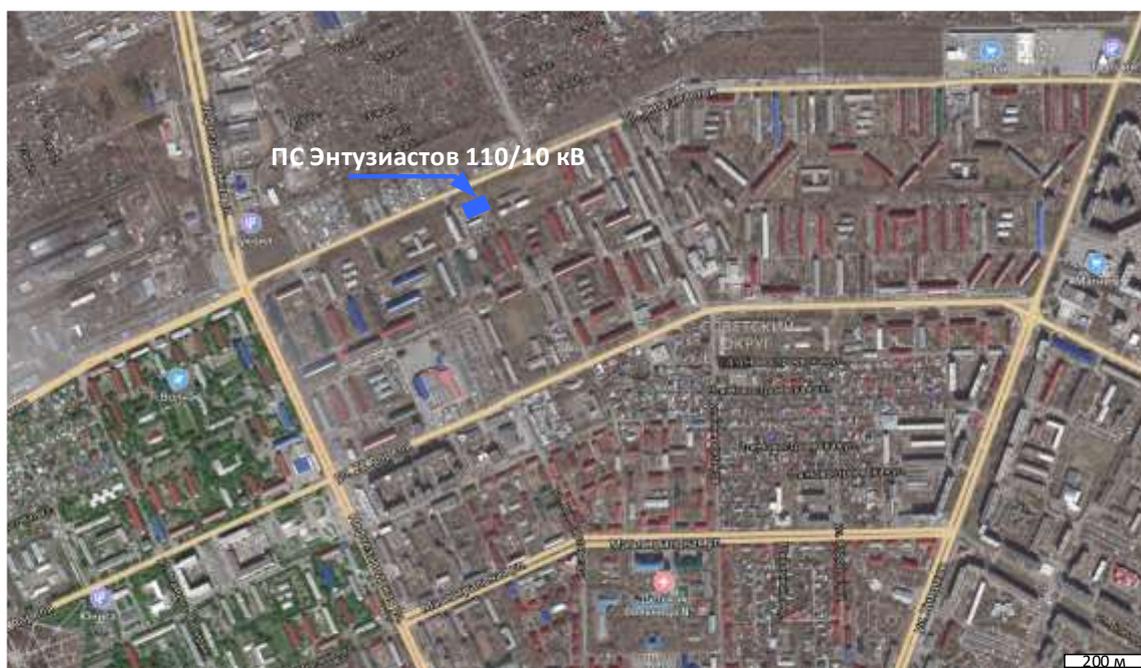


Рисунок 1 - План расположения ПС «Энтузиастов»

Реконструируемая подстанция 110/10 кВ «Энтузиастов» расположена в границе ул. Энтузиастов, ул. 22 Апреля, ул. Нефтезаводская и ул. Химиков.

На рисунке 2 показан вид на подстанцию 110/10 кВ «Энтузиастов». К видно подстанция (ПС) выполнена в закрытом исполнении, что обусловлено ее расположением в центре жилого микрорайона. При реконструкции подстанции необходимо учитывать габаритные размеры и варианты замены силовых трансформаторов без существенных конструктивных изменений основных строительных конструкций подстанции. Это позволит снизить затраты на реконструкцию и повысить надежность и качество электроснабжения потребителей.

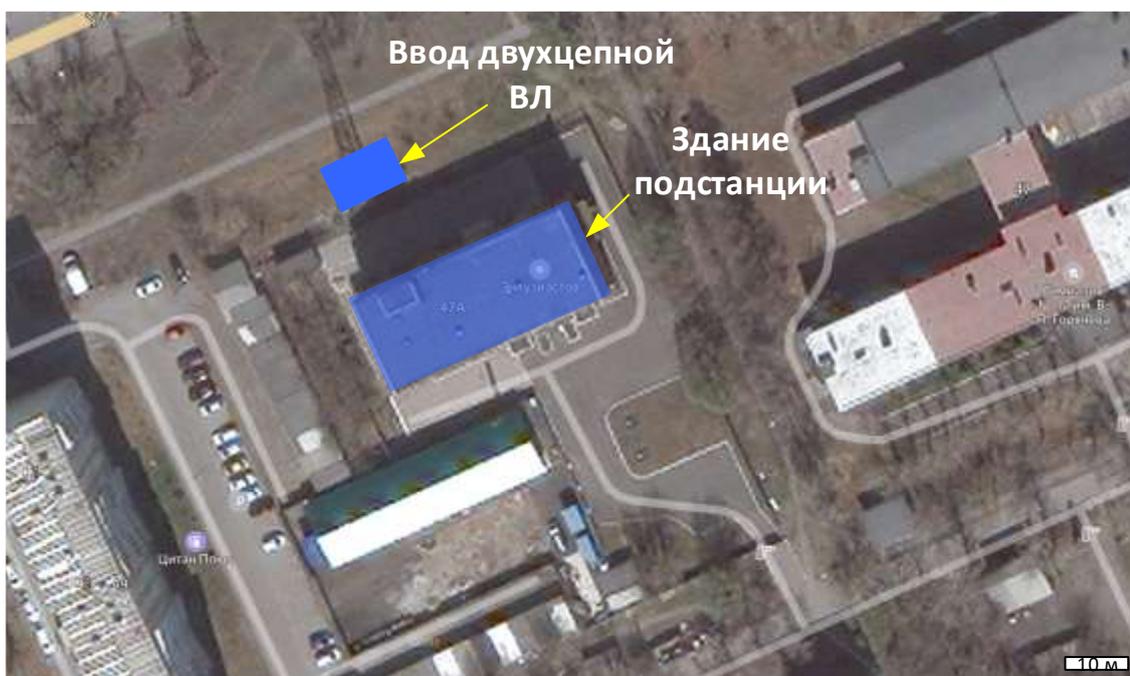


Рисунок 2 - Компонка понизительной подстанции

Данная подстанция относится Городским электрическим сетям г. Омск. На подстанции ежегодно выполняются замеры мощности в характерные дни годового максимума и годового минимума нагрузок.

В настоящее время на подстанции установлено два силовых трансформатора мощностью 40 МВА каждый, а установленная мощность

составляет 80 МВА. Согласно данным Россети-Сибирь, подстанция закрыта для технологического присоединения из-за дефицита мощности.

Согласно [7] для подстанции установлена загрузка на уровне 128,65 % от установленной мощности. Дефицит мощности составляет 8,419 МВт. Максимальная загрузка подстанции за последние 3 года составляет 46 МВт.

Исходя из этих значений определим расчетную мощность подстанции для проведения реконструкции, которая составит $P_{расч} = 48,5$ МВт.

Тогда полная мощность определится по выражению:

$$S_{расч} = \frac{P_{расч}}{\cos \varphi} = \frac{48,5}{0,95} = 51,05, \text{ (МВА)} \quad (1)$$

где $\cos \varphi$ - коэффициент активной мощности принят 0,95 согласно [17].

Построим годовой упорядоченный график полной, активной и реактивной мощности для подстанции 110/10 «Энтузиастов» и определим показатели графиков нагрузок.

Имея расчетное значение полной мощности определенной в (1) найдем максимальную расчетную активную мощность:

$$Q_{расч} = \sqrt{S_{расч}^2 - P_{расч}^2} = \sqrt{51,05^2 - 48,5^2} = 15,93, \text{ (Мвар)} \quad (2)$$

Используя значения полученные в (1) и (2), а также расчетное значение активной мощности построим упорядоченные годовые графики представленные на рисунках 3, 4, 5.

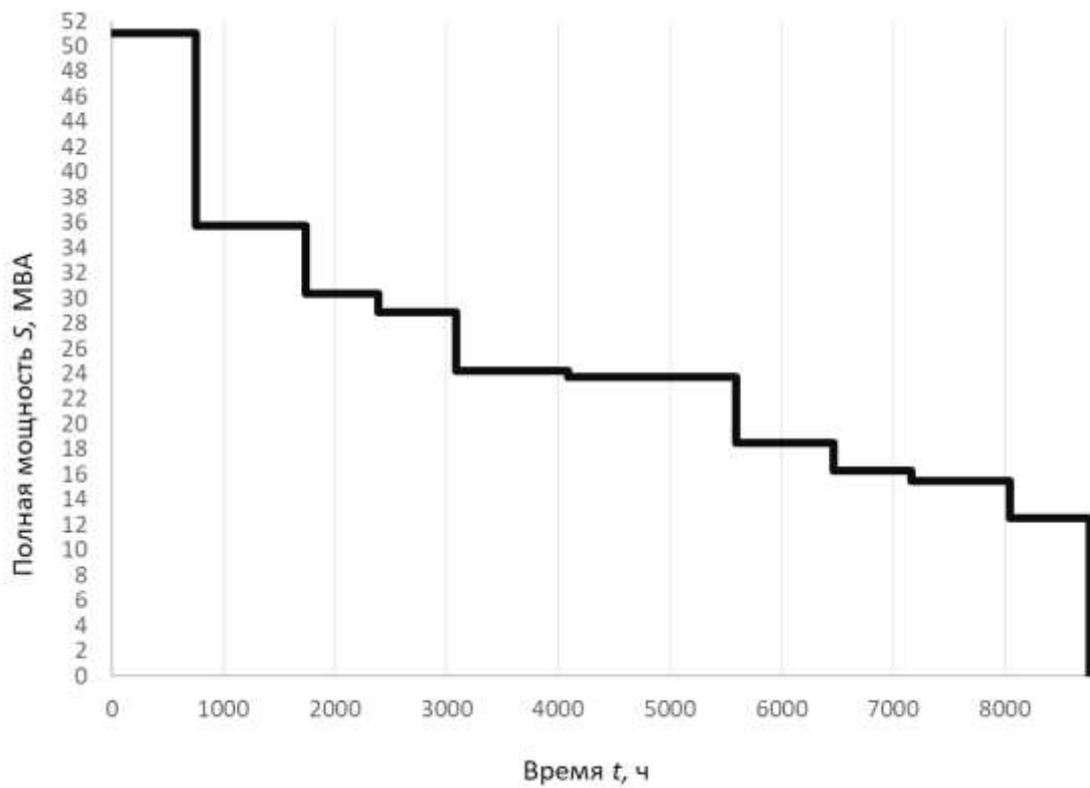


Рисунок 3 - Годовая нагрузка полной мощности

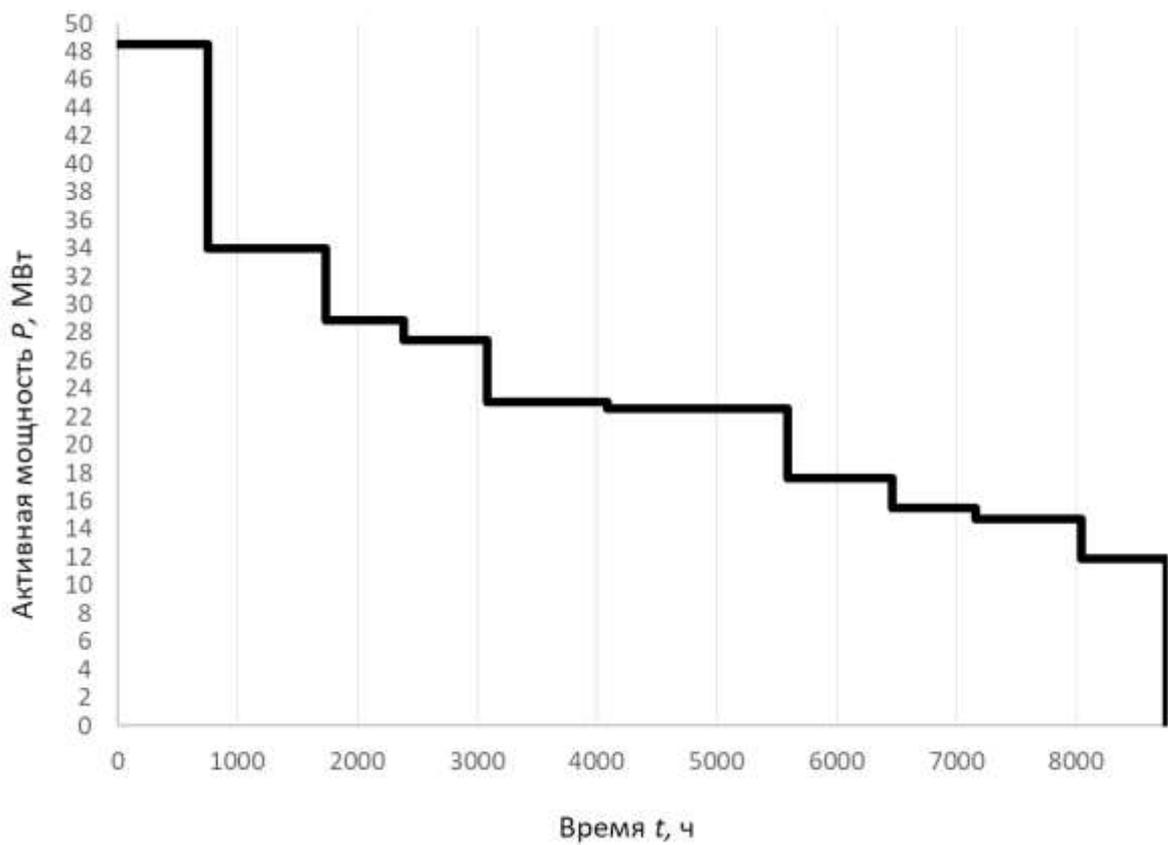
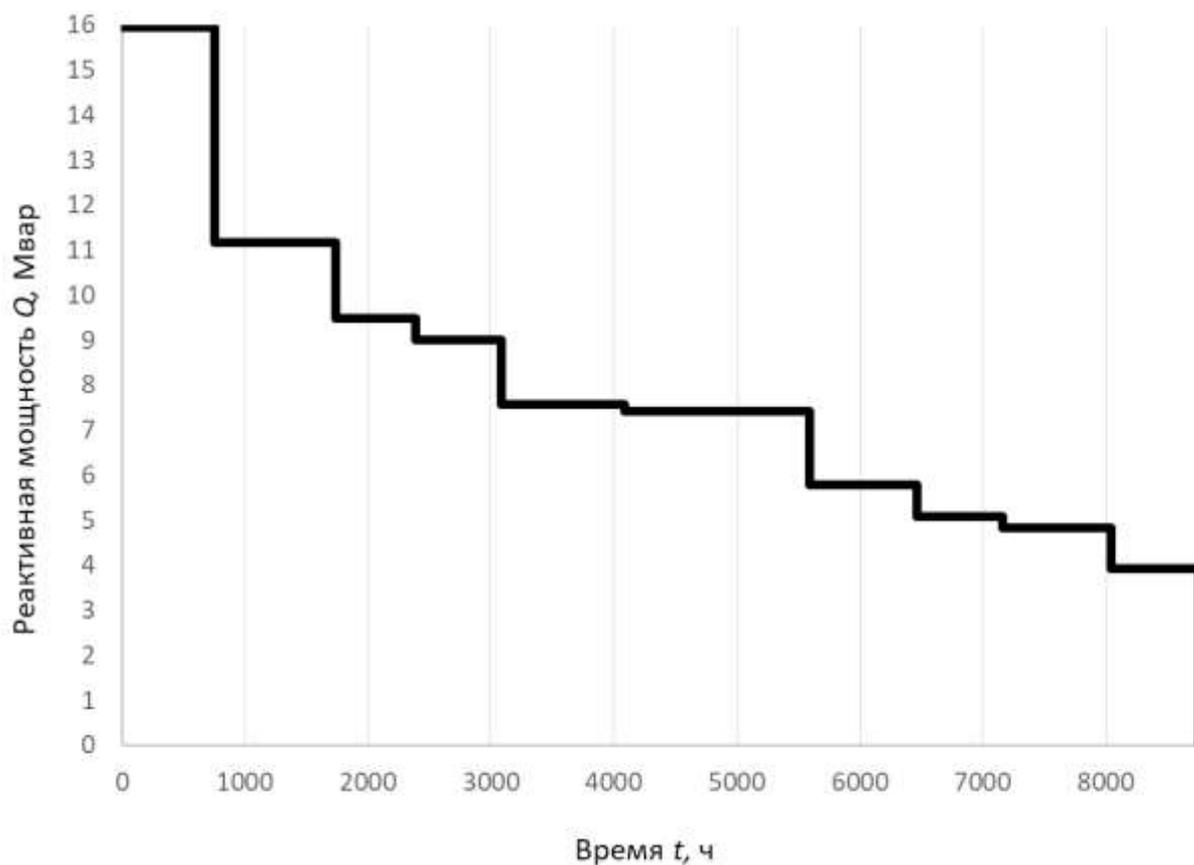


Рисунок 4 - Годовая нагрузка активной мощности



Потребляемая электрическая энергия по графику активной мощности:

$$W_{\text{год}} = \sum_{i=1}^{10} P_i \cdot t_i \quad (\text{МВт}\cdot\text{ч}) \quad (3)$$

Расчет потребляемой электрической энергии выполним в таблице .

Таблица 2 - Расчет потребления электрической энергии

$T_i, \text{ч}$	$P_i, \text{МВт}$	$W_i, \text{МВт}\cdot\text{ч}$
750	48,4975	2475,797375
987	33,94825	1213,140714
650	28,85601	876,4941657
700	27,41321	791,0359845
1000	23,0271	558,1549907
1500	22,56656	536,0520531
875	17,60191	326,1340691
698	15,48968	252,5582231
879	14,7152	227,9337963
721	11,91931	149,5473638
$W_{\text{год}}, \text{МВт}\cdot\text{ч}$		7406,85

Среднегодовая мощность:

$$P_{\text{cp}} = \frac{W_t}{8760} = \frac{7406,85}{8760} = 0,845 \quad (\text{МВт}) \quad (4)$$

где W_t - потребленная электрическая энергия, МВт·ч (таблица 2).

Коэффициент заполнения:

$$k_{\text{зн}} = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{max}}} = \frac{0,845}{48,4975} = 0,17. \quad (5)$$

Продолжительность использования максимальной мощности:

$$T_{\max} = \frac{W_t}{P_{\max}} = \frac{7406,85}{0,845} = 8765,5 \text{ (ч)}. \quad (6)$$

Согласно полученному в (6) значению, можно говорить о том, что подстанция использует максимум мощности круглогодично, т.е. загружена равномерно в течении года. Этот факт будет также учитываться при принятии технических решений по реконструкции подстанции.

Схема понизительной подстанции представлена на рисунке 6. 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 двумя секционированными системами шин, что также удовлетворяет требованиям надёжности электроснабжения потребителей города Омск. Схема ЗРУ 10 кВ используется из-за того, что на подстанции (ПС) уже установлены два трансформатора с расщепленной обмоткой. При реконструкции с увеличением установленной мощности схема изменена не будет, так как для напряжения 110/10 кВ трансформаторы более высокой мощности, чем установлено на подстанции имеют только расщепленную обмотку, что вызвано необходимостью снижения токов короткого замыкания на стороне 10 кВ и установки выключателей с относительно низкой отключающей способностью.

Выводы по разделу 1. Выполнено описание подстанции 110/10 кВ «Энтузиастов» и намечены направления проведения реконструкции.

Определена расчетная активная мощность подстанции равная 48,5 МВт и определена полная мощность подстанции равная 51,05 МВА. Построены годовые графики нагрузки по полной, активной и реактивной мощностям, а также выполнен расчет показателей графиков: среднегодовая мощность, коэффициент заполнения годового графика, потребляемая в год электрическая энергия, а также число часов использования максимума нагрузки.

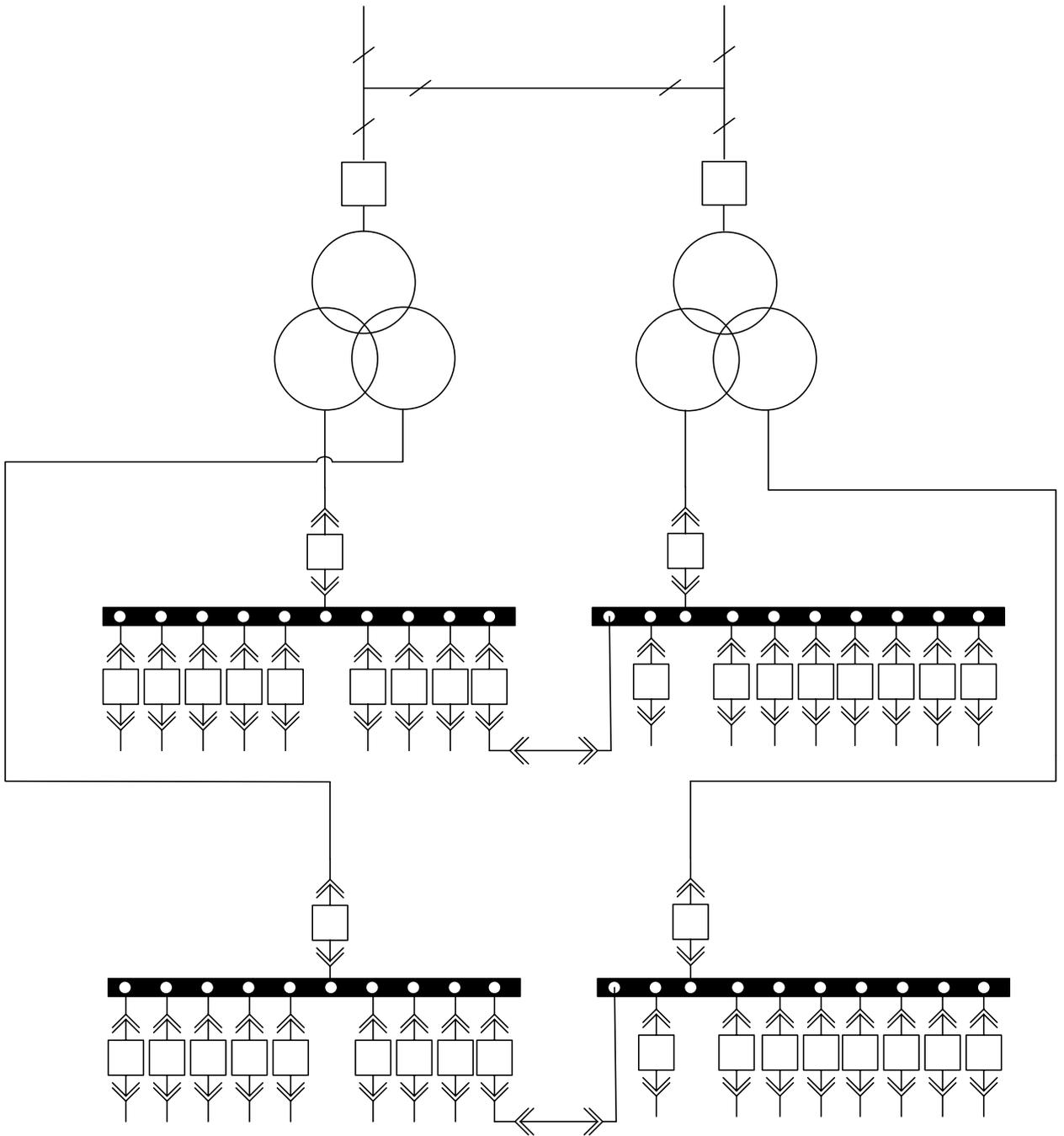


Рисунок 6 - Схема подстанции «Энтузиастов»

2 Выбор трансформаторов

Как было определено в разделе 1 ВКР на подстанции установлено два силовых трансформатора (СТ) марки ТРДН 40000/110/10/10. Согласно [5] доступными по мощности на напряжение 110 кВ становятся только два варианта установки СТ. Первый вариант с СТ мощностью 63 МВА и второй вариант с СТ мощностью 80 МВА. Трансформаторы мощностью 80 МВА являются очень крупными для использования в городских распределительных сетях, где эксплуатируется подстанция «Энтузиастов» поэтому при выборе варианта рассмотрим возможность использования трансформаторов мощностью 63 МВА. Определим значение расчетной мощности СТ для подстанции «Энтузиастов» учитывая, что коэффициент участия потребителей первой и второй категорий надёжности $K_{I-II} = 0,85$, а количество трансформаторов $n = 2$ по выражению:

$$S_{T \text{ расч}} = \frac{S_{\text{расч}} \cdot K_{I-II}}{1,4(n-1)} = \frac{51,05 \cdot 0,85}{1(2-1)} = 43,4, \text{ (МВА)} \quad (7)$$

Исходя из полученного значения расчетной полной мощности СТ и [5] выбору удовлетворяет трансформатор мощностью 63 МВА и трансформатор 80 МВА. Необходимо выполнить поиск соответствующих трансформаторов по каталогам производителей трансформаторного оборудования. Поиск выполним по каталогам производителя Группа СВЭЛ, г. Екатеринбург, так как данный производитель расположен ближе к объекту реконструкции, чем другие в номенклатуре которых имеются подобные СТ [5].

Согласно [6] составим таблицу 3 с паспортными данными выбранных СТ. У выбранного производителя силовых трансформаторов – Группы СВЭЛ, все трансформаторы имеют пониженное значение тока холостого хода и пониженные потери, что благоприятно сказывается на их использовании на подстанциях.

Таблица 3 - Паспортные данные силовых трансформаторов

Марка	Номинальная мощность, МВА	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Напряжение КЗ, %				Ток XX, %	Потери КЗ, кВт	Потери XX, кВт
		ВН	НН1, НН2		ВН-НН	ВН-НН1	ВН-НН2	НН1-НН2			
ТРДН	63	115	11, 11	Y _Н /D-D-11-11	10,5	20	20	30	0,1	245	29,5
ТРДН	80	115	11, 11	Y _Н /D-D-11-11	10,5	20	20	36	0,1	300	38

Для окончательного выбора СТ требуемой мощности необходимо выполнить расчет технико-экономических показателей. Методика расчета технико-экономических показателей представлена в [18], [16]. При расчете технико-экономических показателей будут использоваться данные таблицы 1.

Для трансформатора ТРДН 63000 110/10/10.

Коэффициент загрузки для обмотки ВН (соответствует первой ступени годового графика нагрузок):

$$k_{з.ВН} = \frac{S_{расч}}{S_{номТ}} = \frac{51,05}{63} = 0,81, \quad (8)$$

Коэффициент для расщепленной обмотки НН. При расчете принимаем равномерную загрузку обмоток:

$$k_{з.НН1} = k_{з.НН2} = \frac{0,5S_{расч}}{S_{номТ}} = \frac{0,5 \cdot 51,05}{63} = 0,4, \quad (9)$$

Для трансформатора ТРДН 80000 110/10/10.

Коэффициент загрузки для обмотки ВН:

$$k_{з.ВН} = \frac{S_{расч}}{S_{номТ}} = \frac{51,05}{80} = 0,64, \quad (10)$$

Коэффициент для расщепленной обмотки НН. При расчете принимаем равномерную загрузку обмоток:

$$k_{з.НН1} = k_{з.НН2} = \frac{0,5S_{расч}}{S_{номТ}} = \frac{0,5 \cdot 51,05}{80} = 0,32 \quad (11)$$

Определим потери реактивной в режиме холостого хода (ХХ).

Для трансформатора ТРДН 63000 110/10/10:

$$Q_{xx} = \frac{i_x}{100} \cdot S_{номТ} = \frac{0,1}{100} \cdot 63000 = 63 \text{ (квар)} \quad (12)$$

Для трансформатора ТРДН 80000 110/10/10:

$$Q_{xx} = \frac{i_x}{100} \cdot S_{номТ} = \frac{0,1}{100} \cdot 80000 = 80 \text{ (квар)} \quad (13)$$

Потери реактивной мощности в СТ в режиме короткого замыкания (КЗ).

Для этого предварительно определим напряжения короткого замыкания для обмотки ВН и НН каждого силового трансформатора. Так как в паспортных данных (таблица 3) значение напряжения КЗ между обмотками ВН-НН равно 10,5 % для обоих СТ, то напряжения КЗ для обмоток ВН и НН для обоих СТ будут одинаковы и определяться по выражениям:

– для обмотки ВН:

$$U_{кВН} = 0,125 \cdot u_{кВН-НН} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,13, \quad (14)$$

– для обмотки НН:

$$U_{кНН} = U_{кНН1} = U_{кНН2} = 0,175 \cdot u_{кВН-НН} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375, \quad (15)$$

Теперь выполним расчет потерь реактивной мощности в СТ для режима КЗ.

Для трансформатора ТРДН 63000 110/10/10:

– для обмотки ВН:

$$Q_{кВН} = \frac{U_{кВН}}{100} \cdot S_{ном Т} = \frac{1,13}{100} \cdot 63000 = 711,9 \text{ (квар)} \quad (16)$$

– для обмотки НН:

$$Q_{кНН} = Q_{кНН1} = Q_{кНН2} = \frac{U_{кНН}}{100} \cdot S_{ном Т} = \frac{18,375}{100} \cdot 63000 = 11576,25 \text{ (квар)} \quad (17)$$

Для трансформатора ТРДН 80000 110/10/10:

– для обмотки ВН:

$$Q_{кВН} = \frac{U_{кВН}}{100} \cdot S_{ном Т} = \frac{1,13}{100} \cdot 80000 = 904 \text{ (квар)} \quad (18)$$

– для обмотки НН:

$$Q_{кНН} = Q_{кНН1} = Q_{кНН2} = \frac{U_{кНН}}{100} \cdot S_{ном Т} = \frac{18,375}{100} \cdot 80000 = 14700 \text{ (квар)} \quad (19)$$

Далее необходимо определить нагрузочные потери в СТ в режиме КЗ. Для этого на первом этапе по паспортным данным определим потери КЗ для обмоток ВН и НН каждого из трансформаторов. Для обмотки ВН потери КЗ $P_{кВН} = 0$ для всех вариантов СТ из таблицы 3, а потери КЗ для обмотки НН определим по выражениям:

- для СТ марки ТРДН 63000/110:

$$P_{кНН} = P_{кНН1} = P_{кНН2} = 2 \cdot \Delta P_{кВН-НН} = 2 \cdot 245 = 490 \text{ (кВт)} \quad (20)$$

- для СТ марки ТРДН 80000/110:

$$P_{кНН} = P_{кНН1} = P_{кНН2} = 2 \cdot \Delta P_{кВН-НН} = 2 \cdot 300 = 600 \text{ (кВт)} \quad (21)$$

Тогда нагрузочные потери для трансформатора ТРДН 63000 110/10/10:

- для обмотки ВН

$$P'_{кВН} = P_{кВН} + k_{un} \cdot Q_{кВН} = 0 + 0,05 \cdot 711,9 = 35,59 \text{ (кВт)} \quad (22)$$

- для обмотки НН:

$$P'_{кНН1} = P'_{кНН2} = P_{кНН1} + k_{un} \cdot Q_{кНН1} = 490 + 0,05 \cdot 11576,25 = 1068,81 \text{ (кВт)} \quad (23)$$

Аналогично нагрузочные потери для трансформатора ТРДН 80000 110/10/10.

- для обмотки ВН

$$P'_{кВН} = P_{кВН} + k_{un} \cdot Q_{кВН} = 0 + 0,05 \cdot 904 = 45,2 \text{ (кВт)} \quad (24)$$

- для обмотки НН:

$$P'_{кНН1} = P'_{кНН2} = P_{кНН1} + k_{un} \cdot Q_{кНН1} = 600 + 0,05 \cdot 14700 = 1335 \text{ (кВт)} \quad (25)$$

Приведенные потери активной мощности в СТ в режиме холостого хода:

– для СТ марки ТРДН 63000/110:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{un} \cdot Q_{xx} = 29,5 + 0,05 \cdot 63 = 32,65 \text{ (кВт)} \quad (26)$$

– для СТ марки ТРДН 80000/110:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{un} \cdot Q_{xx} = 38 + 0,05 \cdot 80 = 42 \text{ (кВт)} \quad (27)$$

Итоговое значение приведенных (нагрузочных) потерь в СТ для первой ступени годового графика нагрузок (рисунок 4) определится по выражению:

$$P'_T = P'_x + k_{зВН}^2 \cdot P'_{кВН} + k_{зНН1}^2 \cdot P'_{кНН1} + k_{зНН2}^2 \cdot P'_{кНН2} \quad (28)$$

Для СТ марки ТРДН 63000/110 по выражению (28):

$$P'_T = 32,65 + 0,81^2 \cdot 35,59 + 0,4^2 \cdot 1068,81 + 0,4^2 \cdot 1068,81 = 398, \text{ (кВт)} \quad (29)$$

Для СТ марки ТРДН 80000/110 по выражению (28):

$$P'_T = 42 + 0,64^2 \cdot 45,2 + 0,32^2 \cdot 1335 + 0,32^2 \cdot 1335 = 333,92, \text{ (кВт)} \quad (30)$$

Рассчитаем потери электрической энергии на подстанции при установке разных вариантов СТ. Суммарное значение потерь электрической энергии:

$$\Delta W_{ПС} = \sum_{i=1}^n \Delta W_{xi} + \sum_{i=1}^n \Delta W_{ki} \quad (31)$$

Суммарное значение потерь электрической энергии на подстанции складывается из:

- потерь электрической энергии на холостом ходу:

$$\Delta W_{xi} = \sum_{i=1}^n n_i \cdot P'_{xi} \cdot T_i \quad (32)$$

- потерь электрической энергии в режиме короткого замыкания:

$$\Delta W_{ki} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{n_i} \cdot P'_{кВН} \cdot k_{зВНi}^2 \cdot T_i + \sum_{i=1}^n \frac{1}{n_i} \cdot P'_{кНН1} \cdot k_{зНН1i}^2 \cdot T_i + \sum_{i=1}^n \frac{1}{n_i} \cdot P'_{кНН2} \cdot k_{зНН2i}^2 \cdot T_i. \quad (33)$$

Используя выражения (31)-(33), рассчитанные значения в (8)-(30) и данные таблицы 1 составим расчетные таблицы 4 (для варианта с двумя СТ ТРДН 63000) и 5 (для варианта с двумя СТ ТРДН 80000) с определением потерь электрической энергии.

Таблица 4 – Определение потерь при установке ТРДН 63000/110/10/10

$S_{ВН}$, МВА	$S_{НН1}$, МВА	$S_{НН2}$, МВА	T_i , ч	ΔW_x , МВт·ч	$k_{зВН}$	$k_{зНН1}$	$k_{зНН2}$	$\Delta W_{кВН}$, МВт·ч	$\Delta W_{кНН1}$, МВт·ч	$\Delta W_{кНН2}$, МВт·ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
51,05	25,53	25,53	750	48,98	0,81	0,41	0,41	8,76	65,79	65,79
35,735	17,87	17,87	987	64,45	0,57	0,28	0,28	5,65	42,43	42,43
30,37475	15,19	15,19	650	42,45	0,48	0,24	0,24	2,69	20,19	20,19
28,85601	14,43	14,43	700	45,71	0,46	0,23	0,23	2,61	19,62	19,62
24,23905	12,12	12,12	1000	65,30	0,38	0,19	0,19	2,63	19,78	19,78
23,75427	11,88	11,88	1500	97,95	0,38	0,19	0,19	3,79	28,49	28,49
18,52833	9,26	9,26	875	57,14	0,29	0,15	0,15	1,35	10,11	10,11
16,30493	8,15	8,15	698	45,58	0,26	0,13	0,13	0,83	6,25	6,25

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
15,48968	7,74	7,74	879	57,40	0,25	0,12	0,12	0,95	7,10	7,10
12,54664	6,27	6,27	721	47,08	0,20	0,10	0,10	0,51	3,82	3,82
$\Sigma \Delta W_x$, МВт·ч				201,58	$\Sigma \Delta W_{к BH}$, МВт·ч			19,72	-	-
$\Sigma \Delta W_{к HH1}$, МВт·ч									223,57	-
$\Sigma \Delta W_{к HH2}$, МВт·ч										223,57
$\Sigma \Delta W_{ПС}$, МВт·ч										668,44

Таблица 5 - Определение потерь при установке ТРДН 80000/110/10/10

S_{BH} , МВА	S_{HH1} , МВА	S_{HH2} , МВА	T_i , ч	ΔW_x , МВт·ч	$k_{з BH}$	$k_{з HH1}$	$k_{з HH2}$	$\Delta W_{к BH}$ МВт·ч	$\Delta W_{к HH1}$ МВт·ч	$\Delta W_{к HH2}$ МВт·ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
51,05	25,53	25,53	750	63,00	0,64	0,32	0,32	6,90	50,96	50,96
35,735	17,87	17,87	987	82,91	0,45	0,22	0,22	4,45	32,86	32,86
30,37475	15,19	15,19	650	54,60	0,38	0,19	0,19	2,12	15,64	15,64
28,85601	14,43	14,43	700	58,80	0,36	0,18	0,18	2,06	15,20	15,20
24,23905	12,12	12,12	1000	84,00	0,30	0,15	0,15	2,07	15,32	15,32
23,75427	11,88	11,88	1500	126,00	0,30	0,15	0,15	2,99	22,07	22,07
18,52833	9,26	9,26	875	73,50	0,23	0,12	0,12	1,06	7,83	7,83
16,30493	8,15	8,15	698	58,63	0,20	0,10	0,10	0,66	4,84	4,84
15,48968	7,74	7,74	879	73,84	0,19	0,10	0,10	0,74	5,50	5,50
12,54664	6,27	6,27	721	60,56	0,16	0,08	0,08	0,40	2,96	2,96
$\Sigma \Delta W_x$, МВт·ч				259,31	$\Sigma \Delta W_{к BH}$, МВт·ч			15,53	-	-
$\Sigma \Delta W_{к HH1}$, МВт·ч									173,18	-
$\Sigma \Delta W_{к HH2}$, МВт·ч										173,18
$\Sigma \Delta W_{ПС}$, МВт·ч										621,2

Как видим из таблиц 4 и 5 потери электрической энергии для варианта с трансформаторами ТРДН 63000 равны 668,44 МВт·ч, а для варианта с двумя трансформаторами ТРДН 80000 621,2 МВт·ч. Это означает, что

трансформатор марки ТРДН 80000 будет работать в режиме близком к оптимальному, который характеризуется коэффициентом загрузки на уровне 0,45-0,55. Однако для окончательного выбора СТ для подстанции 110/10 «Энтузиастов» необходимо оценить стоимостные показатели, а именно, стоимость годовых потерь, стоимость обслуживания и капитальные затраты на строительство. Данная методика оценки предполагает выбор оптимального трансформатора по критерию минимума приведенных затрат.

Определим стоимость потерь электрической энергии для каждого из вариантов по выражению:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{\text{лс}} \cdot C_{\text{э}}, \text{ (руб)} \quad (34)$$

где $C_{\text{э}}$ - стоимость кВт·ч потерь электрической энергии, согласно [21] принята равной 1,78 руб/ кВт·ч.

Используя выражение (34) для варианта с двумя СТ марки ТРДН 63000/110/10/10 получим стоимость потерь:

$$I_{\text{э}} = 668,44 \cdot 1000 \cdot 1,78 = 1189823,2 \text{ (руб)} \quad (35)$$

Используя выражение (34) для варианта с двумя СТ марки ТРДН 80000/110/10/10 получим стоимость потерь:

$$I_{\text{э}} = 621,2 \cdot 1000 \cdot 1,78 = 1105736 \text{ (руб)} \quad (36)$$

Найдем значение годовых отчислений при установке каждого варианта СТ по выражению:

$$I_{\text{о}} = p_{\text{сум}} \cdot K, \text{ (руб.)} \quad (37)$$

где K - стоимость трансформаторов.

При установке двух СТ марки ТРДН 63000/110/10/10 и стоимости одного трансформатора 95 млн. руб. годовые отчисления составят:

$$I_o = 0,094 \cdot 95 = 8,93 \text{ (млн. руб.)} \quad (38)$$

При установке двух СТ марки ТРДН 80000/110/10/10 и стоимости одного трансформатора 120 млн. руб. годовые отчисления составят:

$$I_o = 0,094 \cdot 120 = 11,28 \text{ (млн. руб.)} \quad (39)$$

Величина приведенных затрат определяется по выражению:

$$Z_{np} = E_H \cdot K + I_o + I_{\varepsilon} \quad (40)$$

Используя выражение (40) для варианта с двумя трансформаторами ТРДН 63000/110/10/10 величина приведенных затрат составит:

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 95 + 8,93 + 1,19 = 24,37 \text{ (млн. руб.)} \quad (41)$$

Используя выражение (40) для варианта с двумя трансформаторами ТРДН 80000/110/10/10 величина приведенных затрат составит:

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 120 + 11,28 + 1,1 = 30,38 \text{ (млн. руб.)} \quad (42)$$

Сравнивая значения приведенных затрат полученные в выражениях (41) и (42) можно сделать вывод о том, что не смотря на меньшие потери электроэнергии для варианта с двумя СТ марки ТРДН 80000/110/10/10 наиболее оптимальным является вариант с двумя СТ марки ТРДН 63000/110/10/10. Этот вариант принимаем к установке на ПС «Энтузиастов».

Выводы по разделу 2. Выполнен расчет требуемой мощности силового трансформатора для подстанции 110/10 кВ «Энтузиастов» с учетом возросшей нагрузки. Расчетная мощность силового трансформатора составила 43,4 МВА.

По значению расчетной мощности к рассмотрению были выбраны два варианта силовых трансформаторов: первый вариант с двумя трансформаторами марки ТРДН 63000/110/10/10 и второй вариант с двумя трансформаторами ТРДН 80000/110/10/10. Выбран производитель силовых трансформаторов – Группа СВЭЛ, по причине близости производства к объекту реконструкции. По каталогу производителя определены паспортные данные для трансформаторов обоих вариантов.

Выполнен расчет потерь электрической энергии для варианта с трансформаторами ТРДН 63000 равны 668,44 МВт·ч, а для варианта с двумя трансформаторами ТРДН 80000 621,2 МВт·ч. Это означает, что трансформатор марки ТРДН 80000 будет работать в режиме близком к оптимальному, который характеризуется коэффициентом загрузки на уровне 0,45-0,55.

Технико-экономическое сравнение двух вариантов установки СТ показало, что для варианта с двумя СТ марки ТРДН 63000/110/10/10 величина приведенных затрат составила 24,37 млн. руб., а для варианта с двумя СТ марки ТРДН 80000/110/10/10 - 30,38 млн. руб. Исходя из требования по минимуму приведенных затрат к установке на подстанции 110/10 кВ «Энтузиастов» принято два СТ марки ТРДН 63000/110/10/10 производства Группа СВЭЛ г. Екатеринбург.

3 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания (КЗ) является важным этапом при разработке проекта реконструкции подстанции, так как результаты расчетов токов короткого замыкания используются при выборе оборудования, расчете уставок релейной защиты и автоматики подстанции, проектировании системы заземления и т.д. В данном разделе ВКР будет выполнен расчет симметричных и несимметричных токов короткого замыкания. Симметричные токи короткого замыкания, как правило, имеют самую высокую величину и используются при проверке и выборе коммутационного оборудования. Несимметричные токи короткого замыкания, например, токи двухфазного КЗ используются для проверки чувствительности дифференциальной защиты силового трансформатора, а значения однофазного тока КЗ на землю используется при расчете системы заземления.

Для расчета токов короткого замыкания необходимо составить расчетную схему. На расчетной схеме отражается то оборудование, которое оказывает влияние на уровни токов КЗ. При расчете токов короткого замыкания для систем выше 1000 В не учитывают активные сопротивления элементов, поэтому в расчетной схеме отсутствуют выключатели, трансформаторы тока и т.д.

Для реконструируемой подстанции «Энтузиастов» 110/10 кВ составим расчетную схему, представленную на рисунке 7.

На расчетной схеме отразим силовой трансформатор марки ТРДН 63000/110/10, воздушную линию электропередачи, обеспечивающую связь подстанции с энергосистемой. Также включим в расчетную схему внешнюю энергосистему.

Для расчета токов КЗ необходимо определить значение мощности КЗ энергосистемы. Это значение определим исходя из того, что подстанция является тупиковой, а до источника питания расстояние примерно 20 км, тогда мощность КЗ в энергосистеме примем равной $S_k = 3650$ МВА. Длину питающей линии электропередачи (ЛЭП) примем равной 20 км.

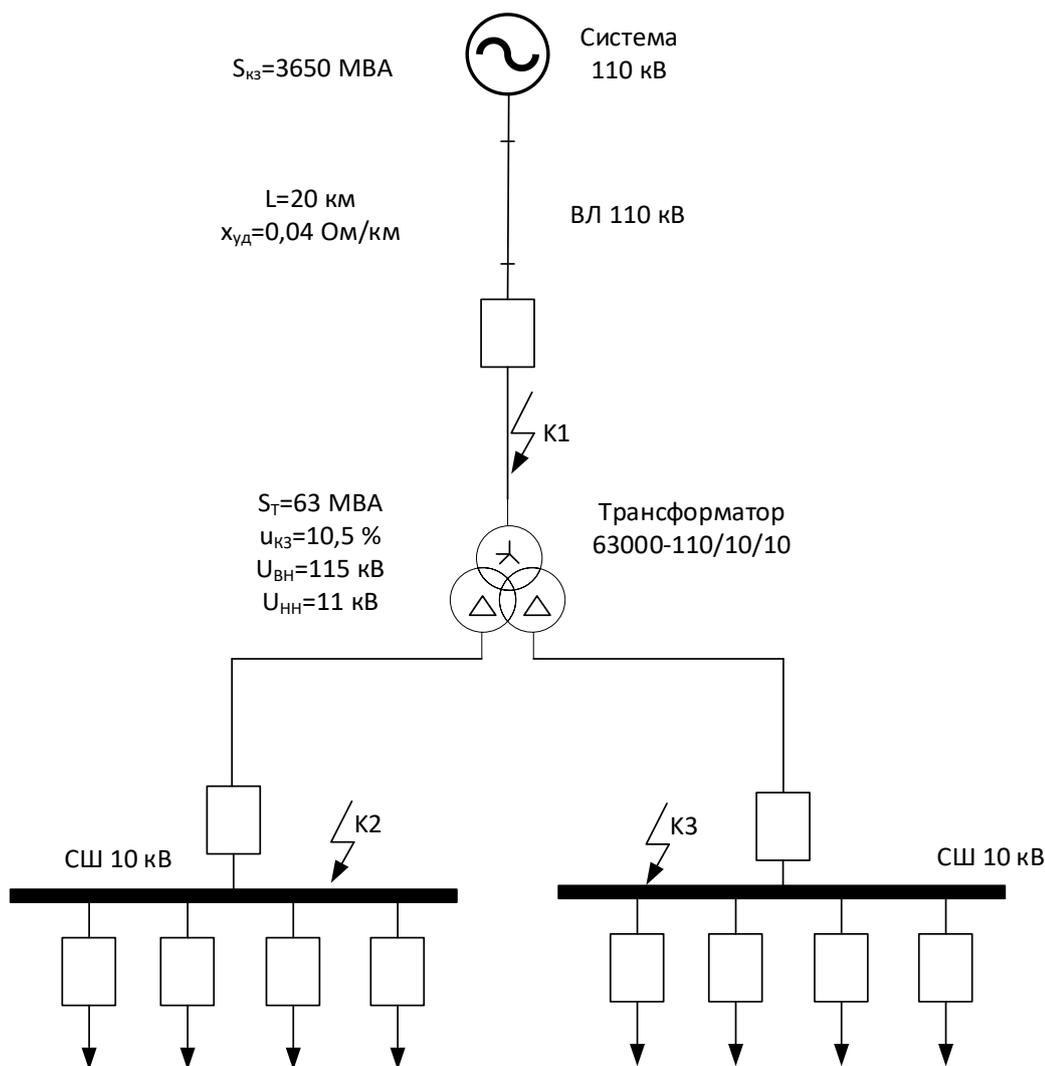


Рисунок 7 - Расчетная схема

Согласно расчетной схеме, составим схему замещения для расчета симметричных токов КЗ. Схема замещения представлена на рисунке 8.

Определим параметры схемы замещения. Примем базисную мощность $S_{\sigma} = 1000 \text{ MVA}$ для удобства расчетов.

Определим сопротивления системы:

$$x_{*c} = \frac{S_{\sigma}}{S_k} = \frac{1000}{3650} = 0,273 \quad (43)$$

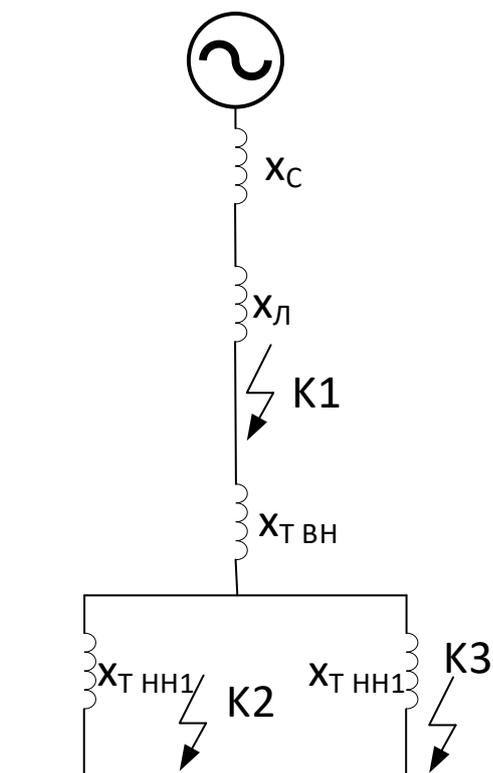


Рисунок 8 - Схема замещения

Сопротивление ЛЭП:

$$x_{*л} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{ср.н}^2} = 0,4 \cdot 20 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,6 \quad (44)$$

Определим сопротивление до точки К1:

$$x_{*рез K1} = x_{*c} + x_{*л} = 0,273 + 0,6 = 0,873 \quad (45)$$

Базисный ток в точке К1:

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.н}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ (кА)} \quad (46)$$

Периодическая составляющая трехфазного тока КЗ в точке К1:

$$I_{n0}^{(3)} = \frac{E''_{*\delta}}{x_{*резК1}} \cdot I_{\delta} = \frac{1}{0,873} \cdot 5,02 = 5,75 \text{ (кА)} \quad (47)$$

Ударный ток трехфазного КЗ в точке К1:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(3)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 5,75 \cdot 1,8 = 14,64 \text{ (кА)} \quad (48)$$

Для определения трехфазного тока КЗ в точках К2 и К3 определим сопротивление обмоток высокого (ВН) и низкого напряжений (НН1, НН2) силового трансформатора.

Сопротивление обмотки ВН определим по выражению используя значение полученное в (14):

$$x_{*ТВН} = \frac{U_{кВН}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{номТ}} = \frac{1,13}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 0,18 \quad (49)$$

Сопротивления обмоток НН1 и НН2 определим по выражению используя значение полученные в (15):

$$x_{*ТНН} = x_{*ТНН1} = x_{*ТНН2} = \frac{U_{кНН}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{номТ}} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 2,92 \quad (50)$$

Так как сопротивления обмоток НН1 и НН2 равны, то и токи КЗ в точках К2 и К3 будут одинаковыми.

Результирующее сопротивление до точек К2 и К3:

$$x_{*резК2} = x_{*резК3} = x_{*резК1} + x_{*ТВН} + x_{*ТНН} = 0,873 + 0,18 + 2,92 = 3,973 \quad (51)$$

Базисный ток на стороне 10 кВ:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.n}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,9 \text{ (кА)} \quad (52)$$

Периодическая составляющая трехфазного тока КЗ в точках К2 и К3:

$$I_{n0K2}^{(3)} = I_{n0K3}^{(3)} = \frac{E''_{*\sigma}}{x_{*резK2}} \cdot I_{\sigma} = \frac{1}{3,973} \cdot 54,9 = 13,8 \text{ (кА)} \quad (53)$$

Ударный ток трехфазного КЗ в точках К2 и К3:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K2}^{(3)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 13,8 \cdot 1,93 = 37,6 \quad (54)$$

Далее выполним расчет несимметричных токов КЗ. Для этого составим схему замещения нулевой последовательности используя методику представленную в [13] и [9]. Схема замещения нулевой последовательности представлена на рисунке 9.

Согласно схеме замещения нулевой последовательности, представленной на рисунке 9, токи замыкания на землю могут быть определены только для расчетной точки К1. Для точек К2 сопротивление протеканию токов нулевой последовательности будет стремиться к бесконечности, поэтому их значения на стороне 10 кВ достаточно малы.

Кроме схемы замещения нулевой последовательности необходимо составить схемы прямой и обратной последовательностей. Однако согласно методике расчета несимметричных токов КЗ представленной в [16] мы можем использовать в качестве схем замещения прямой и обратной последовательностей схему представленную на рисунке 8, так же использовать значения результирующих сопротивлений полученных в выражениях (45) и (51). Дополнительно для схемы замещения нулевой

последовательности необходимо определить сопротивление ЛЭП и сопротивление силового трансформатора.

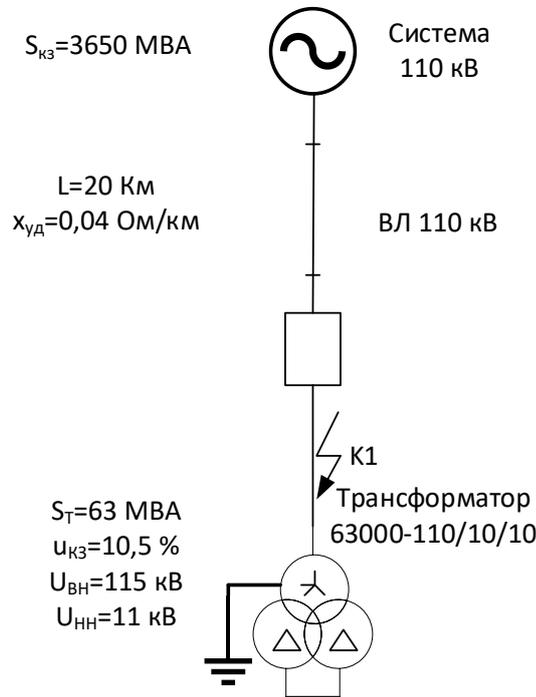


Рисунок 9 - Схема замещения нулевой последовательности

Сопротивление ЛЭП для схемы нулевой последовательности согласно [16] и [9]:

$$x_{*0л} = 3,5 \cdot x_{*л} = 3,5 \cdot 0,6 = 2,1 \quad (55)$$

Сопротивление нулевой последовательности для трансформатора. Используем значения полученные в (49) и (50):

$$x_{*T0} = x_{*TВН} + \frac{x_{*TНН1} \cdot x_{*TНН2}}{x_{*TНН1} + x_{*TНН2}} = 0,18 + \frac{2,92 \cdot 2,92}{2,92 + 2,92} = 1,64. \quad (56)$$

Результирующее сопротивление нулевой последовательности до точки К1:

$$x_{*0 \text{рез} K1} = x_{*c} + x_{*0л} + x_{*T0} = 0,273 + 2,1 + 1,64 = 4,013 \quad (57)$$

Значение периодической составляющей тока однофазного КЗ на землю в точке К1 используя ранее определенные в (45), (46) и (57) значения:

$$I_{n0}^{(1)} = \frac{3I_{\bar{\sigma}} \cdot E''_{*\bar{\sigma}}}{2 \cdot x_{* \text{рез} K1} + x_{*0 \text{рез} K1}} = \frac{3 \cdot 5,02 \cdot 1}{2 \cdot 0,873 + 4,013} = 2,615 \text{ (кА)} \quad (58)$$

Ударный ток однофазного КЗ на землю в точке К1:

$$i_{y\delta}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(1)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 2,615 \cdot 1,8 = 6,66 \text{ (кА)} \quad (59)$$

Значение периодической составляющей тока двухфазного КЗ на землю в точке К1 используя ранее определенные в (45), (46) и (57) значения:

$$I_{n0}^{(1.1)} = \frac{3I_{\bar{\sigma}} \cdot E''_{*\bar{\sigma}}}{x_{* \text{рез} K1} + 2 \cdot x_{*0 \text{рез} K1}} = \frac{3 \cdot 5,02 \cdot 1}{0,873 + 2 \cdot 4,013} = 1,69 \text{ (кА)} \quad (60)$$

Ударный ток двухфазного КЗ на землю в точке К1:

$$i_{y\delta}^{(1.1)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0K1}^{(1.1)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 1,69 \cdot 1,8 = 4,3 \text{ (кА)} \quad (61)$$

Значение периодической составляющей тока двухфазного КЗ в точке К1 используя ранее определенные в (45), (46) и (57) значения:

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\bar{\sigma}} \cdot E''_{*\bar{\sigma}}}{2 \cdot x_{* \text{рез} K1}} = I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5,02 \cdot 1}{2 \cdot 0,873} = 4,98 \text{ (кА)} \quad (62)$$

Ударный ток двухфазного КЗ в точке К1:

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(2)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 4,98 \cdot 1,8 = 12,68 \text{ (кА)} \quad (63)$$

В расчетных точках К2 и К3 определим только ток двухфазного КЗ.

Значение периодической составляющей тока двухфазного КЗ в точках К2 и К3 используя ранее определенные в (51) и (52) значения:

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\delta} \cdot E''_{\delta}}{2 \cdot x_{*резК2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 54,9 \cdot 1}{2 \cdot 3,973} = 11,97 \text{ (кА)} \quad (64)$$

Ударный ток двухфазного КЗ в точках К2 и К3:

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(2)} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 11,97 \cdot 1,94 = 32,84 \text{ (кА)} \quad (65)$$

Все полученные значения токов КЗ сведем в таблицу 6.

Таблица 6 - Результаты расчета токов КЗ

Вид КЗ	Тип значения	Расчетная точка		
		К1	К2	К2
Трехфазное КЗ	Периодическая составляющая, кА	5,75	13,8	13,8
	Ударный ток, кА	14,64	37,6	37,6
Двухфазное КЗ	Периодическая составляющая, кА	4,98	11,97	11,97
	Ударный ток, кА	12,68	32,84	32,84
Двухфазное КЗ на землю	Периодическая составляющая, кА	1,69	-	-
	Ударный ток, кА	4,3	-	-
Однофазное КЗ	Периодическая составляющая, кА	2,615	-	-
	Ударный ток, кА	6,66	-	-

Выводы по разделу 3. Составлена расчетная схема для определения значений токов короткого замыкания после реконструкции. Согласно расчетной схеме определены значения токов короткого замыкания в точках К1, К2 и К3. Для точки К1 периодическая составляющая тока трехфазного КЗ

равна 5750 А, а ударный ток трехфазного КЗ 14640 кА. В расчетных точках К2 и К3 периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания равна 13800 А, а значение ударного тока трехфазного короткого замыкания 37600 кА.

Определены значения однофазных токов короткого замыкания необходимые для расчета системы заземления. Для расчетной точки К1 значение периодической составляющей однофазного тока КЗ равно 2615 А, а ударный ток однофазного КЗ равен 6660 А. Для расчетных точек К2 и К3 однофазное КЗ не определялось.

Для расчетов уставок релейной защиты и автоматики были рассчитаны значения несимметричных токов КЗ в дополнении к однофазному. Получены значения двухфазного КЗ на землю. Для расчетной точки К1 периодическая составляющая равна 1690 А, а ударный ток равен 4300 А.

Выполнен расчет двухфазного КЗ на стороне 110 кВ и 10 кВ. На стороне 110 кВ в расчетной точке К1 периодическая составляющая тока КЗ равна 4980 А, а ударный ток равен 12680 А. В расчетных точках К2 и К3 периодическая составляющая двухфазного КЗ равна 11970 А, а ударный ток двухфазного КЗ равен 32840 А.

4 Выбор схемы, компоновки и оборудования подстанции

Для выбора оборудования сначала необходимо определить схему закрытого распределительного устройства (ЗРУ) 110 кВ и схему распределительного устройства 10 кВ. Это было выполнено в разделе 1 ВКР. Схема ЗРУ 110 кВ – 110-4Н, а схема РУ 10 кВ две, секционированные выключателем системы шин [8]. Данная схема используется, когда на подстанции устанавливаются силовые трансформаторы с расщепленной обмоткой низкого напряжения [8]. Так как подстанция «Энтузиастов» 110/10 кВ является тупиковой. То для этого типа ПС необходимо применять именно схему 110-4Н согласно [20] и [19]. Поэтому мы сохраним схему ЗРУ 110 кВ подстанции после реконструкции.

Так как на подстанции до реконструкции использовалась схема РУ 10 кВ с учетом установленных трансформаторов с расщепленной обмоткой низкого напряжения, то согласно [20] и [19] схема РУ 10 кВ также сохраняется.

Как было определено в разделе 1 ВКР подстанция «Энтузиастов» 110/10 кВ выполнена в закрытом исполнении. Это накладывает ряд особенностей на выбор оборудования. При выборе оборудования нужно выбирать только то оборудование, которое можно размещать в зданиях. Это главная особенность выбора. Соблюдение этого требования позволит спроектировать надежную схему подстанции.

Одним из перспективных направлений в конструкции распределительных устройств 110 кВ и выше выполняемых внутри зданий является применение комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией.

Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ) используются для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах работы, а также для разъединения или замыкания обесточенных цепей [2].

Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией представляет собой модульную конструкцию. В состав КРУЭ-110 кВ входят

модули выключателей, модули совмещенных разъединителя-заземлителя; модуль быстродействующего заземлителя; модуль трансформатора тока; модуль трансформатора напряжения; модуль ввода, модуль токопровода [2].

Так как конструкция КРУЭ – 110 кВ является модульной, это позволяет выполнять любые типы схем 110 кВ путем компоновки различных модулей.

Критическими преимуществами использования КРУЭ место традиционных распределительных устройств с воздушной изоляцией (КРУВ) является:

- меньшая площадь и объем распределительного устройства 110 кВ;
- высокая взрыво- и пожаробезопасность;
- высокая стойкость к воздействию окружающей среды;
- отсутствие электромагнитных полей;
- высокая безопасность эксплуатации;
- простота проведения монтажных работ и сокращение сроков монтажных работ.

Согласно схеме подстанции 110-4Н определим модули, которые необходимы для сборки этой схемы на подстанции «Энтузиастов»:

- Модуль высоковольтного выключателя КРУЭ-М-1 (рисунок 10а);
- Модуль воздушного ввода КРУЭ-М-2 (рисунок 10б);
- Модуль ограничителя перенапряжений КРУЭ-М-3 (рисунок 11а);
- Модуль трансформатора напряжения КРУЭ-М-4 (рисунок 11б);
- Модуль трансформатора тока КРУЭ-М-5 (рисунок 12а);
- Модули соединительные КРУЭ-М6, КРУЭ-М-7, КРУЭ-М-8 (рисунок 12б);
- Модули быстродействующего разъединителя КРУЭ-М-9 (рисунок 13а);
- Модули разъединителя—заземлителя КРУЭ-М-10 (рисунок 13б).

Все модули КРУЭ идут заводского исполнения и имеют каталожные данные для всех модулей. Это упрощает выбор оборудования и поиск по

каталогам производителей. Достаточно определить производителя оборудования и требуемые расчетные значения для проектируемой схемы подстанции.

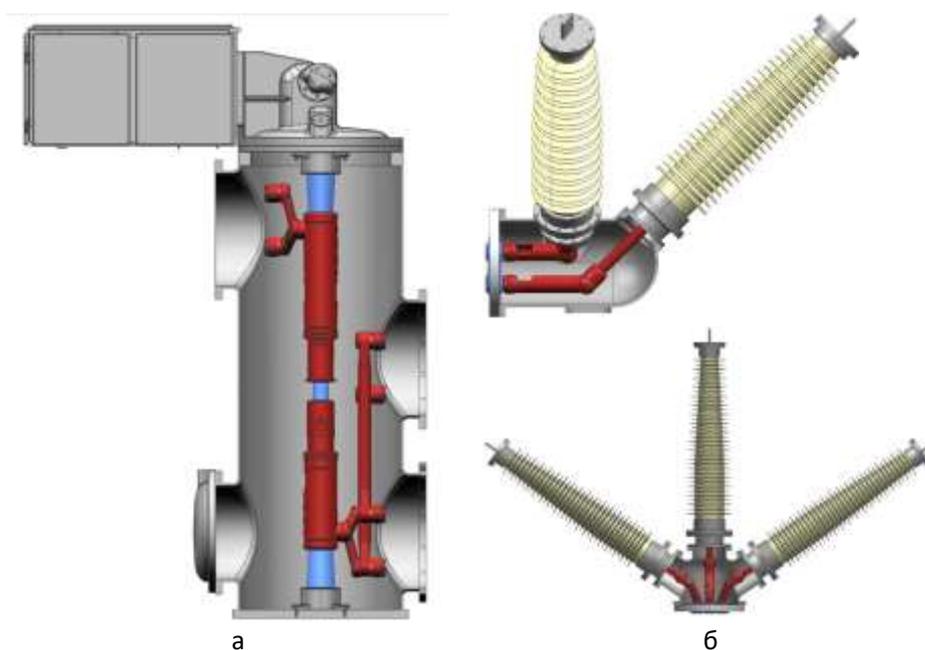


Рисунок 10 - Модуль высоковольтного выключателя и модуль воздушного ввода

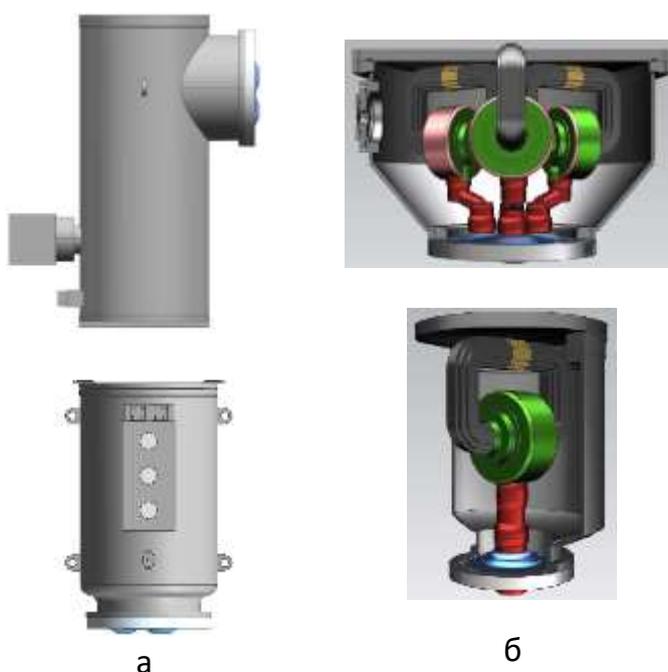


Рисунок 11 - Модуль ограничителя перенапряжений нелинейного и модуль трансформатора напряжения

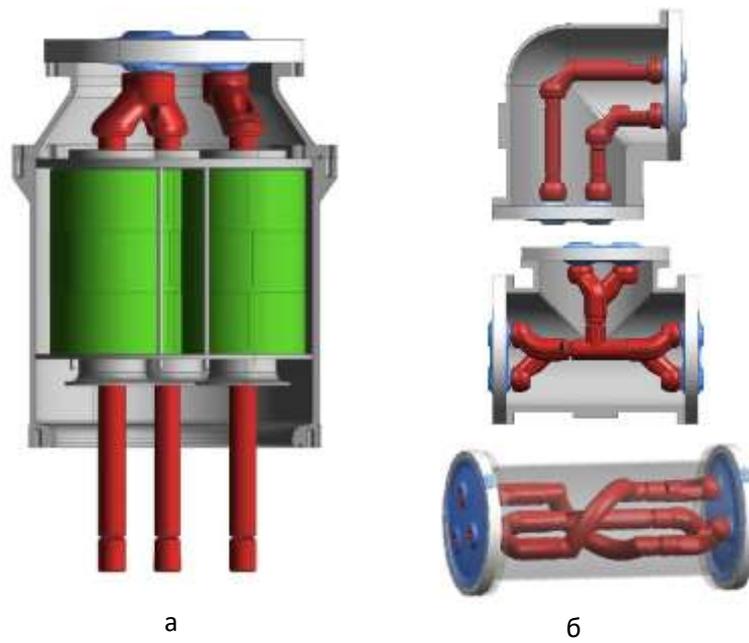


Рисунок 12 - Модуль измерительного трансформатора тока и модули соединительные

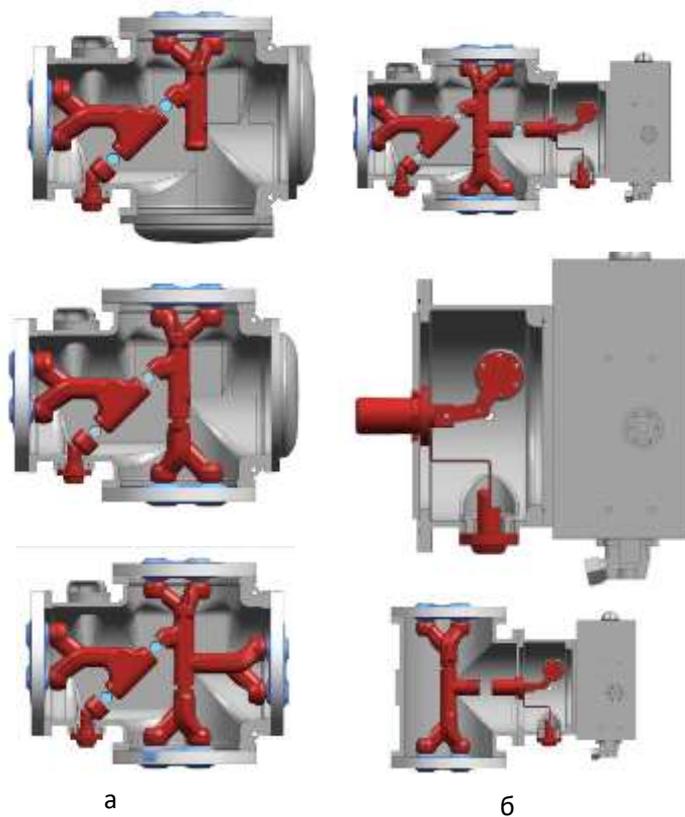


Рисунок 13 - Модуль быстродействующего разъединителя и модуль разъединителя--заземлителя

Определим расчетные значения необходимые для выбора оборудования подстанции «Энтузиастов» 110/10 кВ. Определим требуемое значение номинального тока для выключателей и разъединителей на стороне 110 кВ. Значение определяется с учетом возможной сорокапроцентной перегрузкой трансформатора:

$$I_{ном} = 1,4 \frac{S_{номТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 443,8 \text{ (А)} \quad (66)$$

Определим требуемое значение номинального тока для выключателей и на стороне 10 кВ. Значение определяется с учетом возможной сорокапроцентной перегрузкой трансформатора и условия, что на мощность расщепленной обмотки делится по полам:

$$I_{ном} = 1,4 \frac{0,5 \cdot S_{номТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{0,5 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2424,87 \text{ (А)} \quad (67)$$

Для выключателей отходящих линий на стороне 10 кВ определим требуемое значение номинального тока:

$$I_{ном} = \frac{S_{номр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 165 \text{ (А)} \quad (68)$$

Для трансформаторов тока на стороне 110 кВ определим требуемое значение номинального тока:

$$I_{ном} = \frac{S_{номТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316,3 \text{ (А)} \quad (69)$$

Определим расчетное значение теплового импульса для проверки оборудования на стороне 110 кВ используя значения полученные в (47):

$$B_K = (I_{no}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 5,75^2 \cdot (0,2 + 0,05) = 8,26 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \quad (70)$$

Определим расчетное значение теплового импульса для проверки оборудования на стороне 10 кВ используя значения полученные в (53):

$$B_K = (I_{no}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 13,8^2 \cdot (0,2 + 0,12) = 60,94 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \quad (71)$$

Определим апериодическую составляющую ТКЗ на стороне 110 кВ используя значения полученные в (47):

$$i_{ар} = \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 5,75 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,05}} = 4,03 \text{ (кА)} \quad (72)$$

Определим апериодическую составляющую ТКЗ на стороне 10 кВ используя значения полученные в (53):

$$i_{ар} = \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 13,8 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,12}} = 14,58 \text{ (кА)} \quad (73)$$

Все требуемые расчетные параметры определены, перейдем к выбору оборудования. Составим таблицу 7 для оборудования 110 кВ и таблицу 8 [4] для оборудования 10 кВ [3]. Дополнительные параметры КРУЭ внесем в таблицу 9 [4]. При выборе оборудования в таблицах 7 и 8 выполняется сравнение значения расчетного (N_P) и каталожного (N_K) параметров. Оборудование считается выбранным и подходящим к установке если:

$$N_P \leq N_K \quad (74)$$

Таблица 7 - Ведомость выбора оборудования КРУЭ 110 кВ

Параметр	Каталожное значение	Расчетное значение
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный ток, А	2500	443,8
Сквозной ток короткого замыкания, кА:		
- наибольший пик:	100	14,64
- начальное действующее значение периодической составляющей	40	14,58
Термическая стойкость, кА ² ·с	6400	8,26
Ток отключения выключателя, кА	40	5,75
Номинальный ток трансформатора тока (первичный/вторичный), А	600-400-300-200/5	316,5/5

Таблица 8 - Ведомость выбора оборудования 10 кВ в соответствии со схемой подстанции

Параметр выбора	Единица измерения параметра	Выключатель 10 кВ		Выключатель 10 кВ		Трансформатор напряжения		Трансформатор тока		Трансформатор тока	
		ВВЭ-СЭЩ 10		ВВЭ-СЭЩ 10		ЗНОЛ – СЭЩ - 10		ТПЛ – СЭЩ– 10		ТПЛ – СЭЩ– 10	
		Расчетное значение	Каталожное значение	Расчетное значение	Каталожное значение	Расчетное значение	Каталожное значение	Расчетное значение	Каталожное значение	Расчетное значение	Каталожное значение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Номинальное напряжение	кВ	10	10	10	10	10√3	10√3	10	10	10	10
Номинальный ток	А	2424,87	2500	165	1000	-	-	2424,87	2500	165	200

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Номинальный ток отключения (периодическая составляющая)	кА	13,8	31,5	13,8	20	-	-	13,8	-	13,8	-
Номинальный ток отключения (апериодическая составляющая)	кА	14,58	80	14,58	51	-	-	14,58	-	14,58	-
Электродинамическая стойкость	кА	37,6	80	37,6	51	-	-	37,6	102	37,6	51
Термическая стойкость	кА ² с	60,94	2976,75	60,94	1200	-	-	60,94	1600	60,94	2601

Таблица 9 - Дополнительные параметры КРУЭ 110 кВ

Параметр	Каталожное значение
1	2
Ток ненагруженных линий, отключаемый модулем выключателя без повторных пробоев, А, не более	31,5
Отключаемый модулем выключателя ток намагничивания ненагруженных трансформаторов, А	8,5
Время протекания тока термической стойкости главной цепи, с	4
Расход газа на утечки в год, % от массы газа, не более	0,1
Величина коммутируемого разъединителем уравнильного тока при напряжении 10 В, не более, А	1600
Величина коммутируемого разъединителем тока заряда шин	
- емкостного, А	2
- индуктивного, А	1
Нормированное испытательное одноминутное напряжение промышленной частоты, кВ	
- относительно земли	230
- между разомкнутыми контактами выключателя	230
- между разомкнутыми контактами разъединителя модуля Р, 3	265
- между соседними полюсами	230

Продолжение таблицы 9

1	2
- относительно земли для вводов «воздух-элегаз» под дождем	200
- изоляция вспомогательных цепей, цепей управления приводов и цепей сигнализаторов	2
Нормированное испытательное напряжение грозового импульса, амплитудное значение, кВ:	
- относительно земли	550
- между разомкнутыми контактами выключателя	550
- между разомкнутыми контактами разъединителя модуля Р, 3	630
- между соседними полюсами	550
Уровень частичных разрядов при 1 ,Шн,р./уЗ , пКл, не более	5
Уровень радиопомех, создаваемых распрестройством, при напряжении 1 ,Шн,р Ч/З , мкВ, не более	2500
Сейсмостойкость аппарата по шкале MSK-64, баллов, не менее	9

Для схемы подстанции после реконструкции выполнен расчет параметров необходимых для выбора оборудования на стороне 110 и 10 кВ. На стороне 110 кВ все оборудование размещается в закрытом распределительном устройстве 110 кВ, для распределительного устройства 10 кВ принимаем размещение всего оборудования также как и для ЗРУ 110 кВ в здании с использованием шкафов комплектных распределительных устройств КРУ – СЭЩ 80.

Для установки в ЗРУ 110 кВ выбрано комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией. Выполнен выбор по каталогам производителей КРУЭ 110 кВ. Выполнено описание конструкции КРУЭ и представлено подробное описание каждого модуля КРУЭ. Составлена схема подстанции, на которой указаны используемые модули КРУЭ.

Для установки в шкафах КРУ-СЭЩ-10 принимаем к установке вакуумные выключатели ВВЭ-СЭЩ 10 с номинальным током 2500 А и 1000 А, трансформаторы напряжения марки ЗНОЛ – СЭЩ – 10 (устанавливаются на каждой секции шин), трансформаторы тока марки ТПЛ – СЭЩ– 10 с номинальными первичными токами 2500 А и 200 А. После расчета уставок релейной защиты в разделе 5 ВКР номинальные токи трансформаторов тока и коэффициенты их трансформации могут быть скорректированы.

5 Релейная защита подстанции

Основным видом защиты силового трансформатора является дифференциальная защита [10], [12]. Выполним расчет уставок микропроцессорного терминала основной защиты силового трансформатора марки РС83-ДТ2, производства РЗА-Системз. Расчет уставок выполним по методике, представленной производителем терминалов защиты [14]. Установленная мощность подстанции определена в выражении (1) и равна 51,05 МВА, тогда максимальный ток для НН1 и НН2 определится по выражению:

$$I_{\max H1} = I_{\max H2} = \frac{0,5 \cdot S_{уст}}{\sqrt{3}U_{НН}} = \frac{0,5 \cdot 51050}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1403,51 \text{ (А)} \quad (75)$$

Далее определим номинальный рабочий ток в обмотке ВН:

$$I_{\max B} = (I_{\max H1} + I_{\max H2}) \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = (1403,51 + 1403,51) \frac{10,5}{110} = 267,95 \quad (76)$$

Номинальный ток стороны 110 кВ определен ранее в выражении (69) $I_{нв} = 316,3 \text{ А}$, а номинальный ток стороны НН1 и НН2 определен в (67) и равен 2424,87 А. Выбор коэффициентов трансформации.

$$n_{ТТВ} \geq \frac{I_{\max B}}{I_{ном B}} = \frac{267,95}{5} = 53,59 \quad (77)$$

По выражению (77) примем коэффициент трансформации $300/5=60$.

Для стороны НН коэффициент трансформации:

$$n_{ТТН} \approx \frac{n_{ТТВ} \cdot U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{60 \cdot 110}{10,5} = 628,57 \quad (78)$$

Для стороны НН можем принять коэффициент трансформации равный 600, если будет выполняться условие:

$$n_{ТТН} \geq \frac{I_{\max H}}{I_{\text{ном} H}} = \frac{2808}{5} = 561,6 \quad (79)$$

Принимаем для стороны НН коэффициент трансформации $3000/5=600$.

Определим коэффициенты выравнивания. Для стороны 110 кВ:

$$K_{\text{вр} B} = n_{ТТВ} \cdot \frac{I_{\text{ном} B}}{I_{\max B}} = 60 \cdot \frac{5}{316,3} = 0,94 \quad (80)$$

Для стороны НН:

$$K_{\text{вр} H} = K_{\text{вр} B} \cdot \frac{n_{ТТН}}{n_{ТТВ}} \cdot \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = 0,94 \cdot \frac{600}{60} \cdot \frac{10,5}{110} = 0,897 \quad (81)$$

Проверим значения коэффициентов выравнивания:

$$\delta I_{Д} = \frac{\left(K_{\text{вр} B} \cdot \frac{I_{нв}}{n_{ТТВ}} - K_{\text{вр} H} \cdot \frac{I_{нн}}{n_{ТТН}} \right)}{K_{\text{вр} B} \cdot \frac{I_{нв}}{n_{ТТВ}}} = \frac{\left(0,94 \cdot \frac{316,3}{60} - 0,897 \cdot \frac{2424,87}{600} \right)}{0,94 \cdot \frac{316,3}{60}} = 0,27 \quad (82)$$

Так как полученное значение выше, чем 0,01, то необходимо будет в дальнейших расчетах при определении тока небаланса. Перейдем к расчету уставок защиты. Уставка начального тока срабатывания:

$$I_{ДГО} = 0,3 \cdot K_{врВ} \cdot \frac{I_{номВ}}{n_{ТТВ}} = 0,3 \cdot 0,94 \cdot \frac{316,3}{60} = 1,48 \quad (83)$$

Уставка ограничения тока торможения:

$$I_{Тогр} = \frac{I_{кmax}}{n_{ТТН}} = \frac{13800}{600} = 23 \text{ (А)} \quad (84)$$

Ток небаланса с учетом погрешности выравнивания выбранных коэффициентов трансформации полученном в выражении (82):

$$I_{НБ} = 0,05 \cdot I_{кmax} + 0,18 \cdot I_{кmax} + \delta I_{Д} \cdot I_{кmax} \text{ (А)} \quad (85)$$

По выражению

$$I_{НБ} = 0,05 \cdot 13800 + 0,18 \cdot 13800 + 0,27 \cdot 13800 = 6900$$

Ток срабатывания второй ступени с учетом отстройки оттока небаланса:

$$I_{огр} = \frac{1,2 \cdot K_{врН} \cdot I_{НБ}}{n_{ТТН}} = \frac{1,2 \cdot 0,897 \cdot 6900}{600} = 14,85 \text{ (А)} \quad (86)$$

Уставка коэффициента торможения:

$$K_T = \frac{I_{огр} - I_{ДГО}}{I_{Тогр} - I_{ТО}} = \frac{14,85 - 1,48}{23 - 4} = 0,702 \quad (87)$$

Далее необходимо выполнить расчет коэффициента чувствительности защиты. Ток торможения:

$$I_{TЧ} = \frac{I_{p\max}}{n_{ТТН}} = \frac{1404}{600} = 2,34 \text{ (А)} \quad (88)$$

Так как значение полученное в (88) меньше 4 А, то:

$$I_{ДсрЧ} = I_{ДГО} = 2,34 \text{ (А)} \quad (89)$$

Ток на который реагирует защита в таком режиме:

$$I_{ДЧ} = I_{\kappa\min} \cdot \frac{U_{нн}}{U_{вн}} \cdot \frac{K_{врВ}}{n_{ТТВ}} = 11970 \cdot \frac{10,5}{110} \cdot \frac{0,94}{60} = 17,9 \quad (90)$$

Коэффициент чувствительности второй ступени:

$$K_{ч ДЗТ} = \frac{I_{ДЧ}}{I_{ДсрЧ}} = \frac{17,9}{2,34} = 7,65 \quad (91)$$

Уставка тока срабатывания дифференциальной отсечки:

$$I_{ДОТС} = 3,5 \cdot K_{врВ} \cdot \frac{I_{нв}}{n_{ТТВ}} = 3,5 \cdot 0,94 \cdot \frac{316,3}{60} = 17,34 \text{ (А)} \quad (92)$$

Коэффициент чувствительности дифференциальной отсечки:

$$K_{ч ОТС} = \frac{I_{ДЧ}}{I_{ДОТС}} = \frac{17,9}{17,34} = 1,03 \quad (93)$$

Выводы по разделу 5. Выполнен расчет уставок терминала основной защиты силового трансформатора марки РС83-ДТ2, производства РЗА-Системз.

6 Система заземления на подстанции

Для расчета системы заземления подстанции «Энтузиастов» необходимо определить периметр подстанции и размеры заземляющего устройства по периметру подстанции. Для подстанций с ЗРУ 110 и расположением силовых трансформаторов внутри помещения, ЗУ выполняется снаружи подстанции путем установки контура заземления с вертикальными и горизонтальными заземлителями.

Внутри ЗРУ 110 кВ, в блоках установки силовых трансформаторов, а также в остальных помещениях подстанции, где установлено оборудование подстанции необходимо обеспечить наличие возможности заземления каждого вида оборудования. Так, например, необходимо обеспечить контакты заземляющих ножей разъединителей КРУЭ с контуром заземления. Периметр подстанции с указанием размеров представлен на рисунке 15.

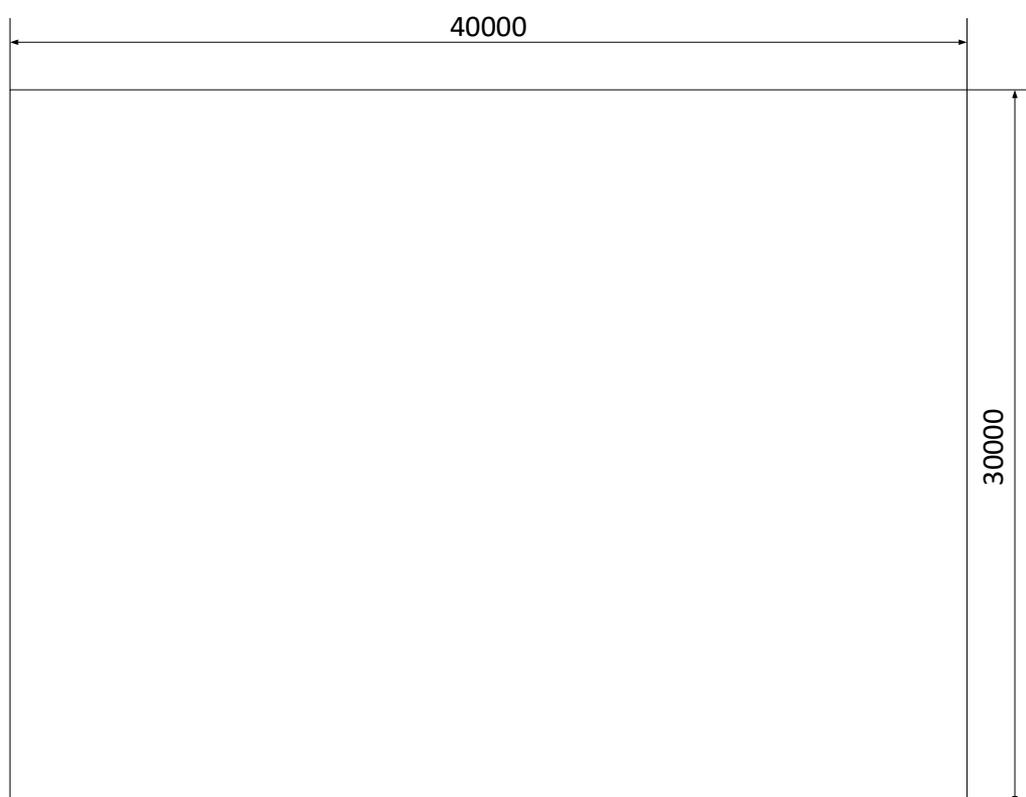


Рисунок 15 - Периметр подстанции «Энтузиастов» для расчета контура заземления

Контур заземления необходимо расположить за границами здания подстанции на расстоянии 1,5 м, тогда размер ЗУ будет 43×33 м. $S_{ЗУ} = 1419 \text{ м}^2$. Вертикальный заземлитель: стальной уголок 40×40×5 мм, длиной $l_g = 5 \text{ м}$, $L_z = 152 \text{ м}$. В здании ЗРУ-110 кВ по внутреннему периметру прокладываются заземляющие магистрали, к которым присоединяется все оборудование и металлоконструкции. Сеть заземления выполняется стальной полосой сечением 40×4 мм. Соединение внутреннего контура с внешним, выполняется в четырех местах, по углам подстанции стальной полосой 40×4 мм. Все соединения выполняются сваркой.

Коэффициент для сложных заземлителей из горизонтальных и вертикальных проводников:

$$K_{II} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_g \cdot L_z}{a \cdot \sqrt{S_{ЗУ}}} \right)^{0,45}} = \frac{0,5 \cdot 0,94}{\left(\frac{5 \cdot 152}{5 \cdot \sqrt{1419}} \right)^{0,45}} = 0,25 \quad (94)$$

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

$$\text{то } \frac{\rho_1}{\rho_2} = 1;$$

a - расстояние между вертикальными заземлителями, 5 м;

Напряжение на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{np.\dot{\omega}on}}{K_{II}} = \frac{500}{0,25} = 2000, \text{ (В)} \quad (95)$$

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

Сопротивление ЗУ учитывая ток замыкания на землю полученный в выражении (58) и равный $I_{n0}^{(1)} = 2615 \text{ (А)}$:

$$R_{з.дон} = \frac{U_з}{I_{n0}^{(1)}} = \frac{2000}{2615} = 0,76, \text{ (Ом)} \quad (96)$$

Расчетная модель заземлителя представляет собой квадрат со стороной $\sqrt{S} = \sqrt{1419} = 37,7$ (м). Число ячеек по стороне квадрата:

$$m = \frac{L_з}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{152}{2 \cdot \sqrt{1419}} - 1 = 2 \quad (97)$$

Длина полос в расчетной модели:

$$L'_2 = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot \sqrt{1419} \cdot (2 + 1) = 226,017 \approx 226 \text{ (м)} \quad (98)$$

Длина сторон ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{1419}}{2} = 18,8 \text{ (м)} \quad (99)$$

Число вертикальных заземлителей, расположенных по периметру контура:

$$n_г = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_г} = \frac{\sqrt{1419} \cdot 4}{1 \cdot 5} = 30,136 \text{ (шт.)} \quad (100)$$

Принимаем $n_г = 31$

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_г = l_г \cdot n_г = 5 \cdot 31 = 155 \text{ (м)} \quad (101)$$

$$A = \left(0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_6 + t}{\sqrt{S}} \right) = \left(0,385 - 0,25 \cdot \frac{5+1}{\sqrt{1419}} \right) = 0,345 \quad (102)$$

Общее сопротивление сложного заземлителя:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_6} = 0,345 \cdot \frac{20}{\sqrt{1419}} + \frac{20}{152 + 155} = 0,248 \text{ (Ом)} \quad (103)$$

Полученное значение меньше допустимого $R_{3,доп} = 0,76 \text{ Ом}$.

Напряжение прикосновения:

$$U_{np} = K_{II} \cdot I_{n0}^{(1)} \cdot R_3 = 0,25 \cdot 2615 \cdot 0,248 = 162,13, \text{ (В)} \quad (104)$$

что меньше допустимого значения 500 В, что удовлетворяет требованиям [15].

Выводы по разделу 6. Выполнено описание конструкции системы заземления для подстанции 110/10 кВ «Энтузиастов» выполненная в закрытом исполнении.

Выполнен расчет системы заземления, в результате которого получено, что число вертикальных заземлителей длиной 5 м расположенных по периметру подстанции равна 31 шт. Вертикальные заземлители выполнены стальным уголком 40×40×5 длиной 5 м. Горизонтальные заземлители выполняются стальной полосой 40×5.

Проверка правильности расчетов выполнено через определение напряжения прикосновения, которое составило 162,13 В, что ниже допустимых 500 В. Общее сопротивление системы заземления получено достаточно низким, на уровне 0,76 Ом.

7 Система молниезащиты на подстанции

Объект проектирования, подстанция «Энтузиастов» 110/10 кВ выполнена в закрытом исполнении, поэтому для подстанции не целесообразно применять решения как для подстанций с открытыми распределительными устройствами – установка молниеотводов.

Подстанция «Энтузиастов» 110/10 кВ относится к специальным объектам с ограниченной опасностью с точки зрения молниезащиты в соответствии с [11]. Для здания подстанции применяется установка молниеприемной сетки на крыше здания подстанции.

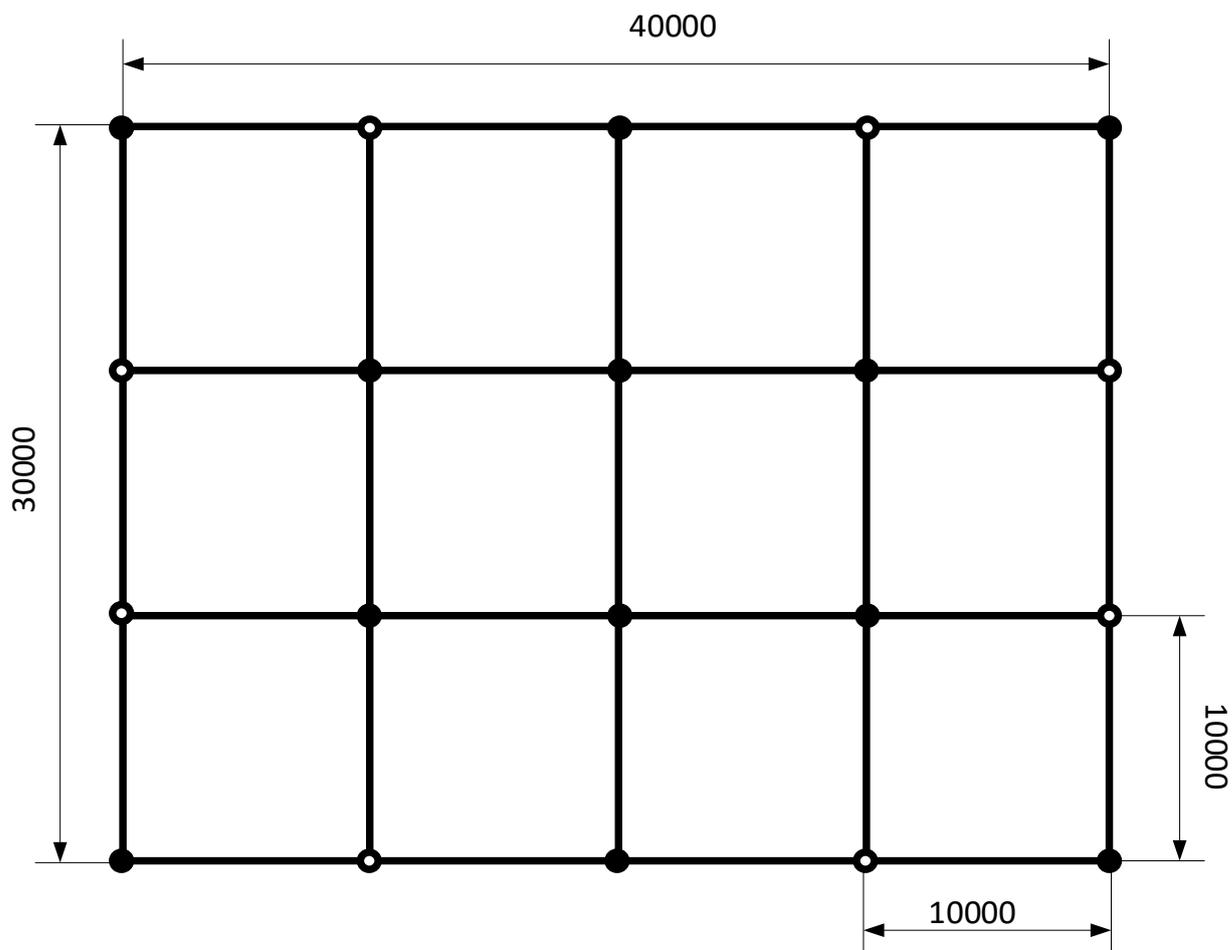
Молниеприемная сетка выполняется из круглой стали диаметром 8 мм, которая укладывается на кровле ЗРУ под слой гидроизоляций. Для соединения молниеприемной сетки с контуром заземления используются стальные токопроводы, обеспечивающие возможность стекания тока как минимум двумя путями при попадании молнии.

Если на крыше ЗРУ установлены дополнительное оборудование, должно быть обеспечено соединение корпусов оборудования с молниеприемной сеткой.

Как было показано на рисунке 15 в разделе 6 ВКР, подстанция имеет размер 40×30 м. Составим на основании рисунка 15 план расположения молниеприемной сетки и обозначим на плане точки спуска токоотводов.

План расположения молниеприемной сетки представлен на рисунке 16.

Согласно плану молниезащиты на рисунке 16 площадь ячейки сетки должна быть не менее 100 м². Расстояние между спусками должно быть не менее 20 м. На рисунке выбраны точки не относящиеся к углам кровли, так как контур заземления подстанции соединен с внутренним контуром ЗРУ по углам в четырех точках. Согласно плану молниезащиты на рисунке 16 расстояние между токоотводами 20 м и 14 м.



- Точки соединения сваркой стальных прутков молниеприемной сетки
- Точки соединения сваркой стальных прутков молниеприемной сетки совмещенные со спуском токоотводов до ЗУ

Рисунок 16 - План молниезащиты подстанции

Выводы по разделу 7. Определены нормативные требования к конструкции молниезащиты подстанции «Энтузиастов», выполненной в закрытом исполнении.

Для защиты подстанции от прямых ударов молнии принято использовать молниеприемную сетку, выполненную стальным прутком диаметром 8 мм, которая укладывается под слой гидроизоляции крыши ЗРУ.

Исходя из размеров подстанции выбран шаг сетки 10 м. При этом площадь ячейки составляет 100 м². Определено расположение токоотводов. Токоотводы располагаются по периметру крыши с расстоянием от 14 до 20 м.

Заключение

В выпускной квалификационной работе представлены результаты выполнения проекта по реконструкции электрической части понизительной подстанции «Энтузиастов» 110/10 кВ. Выполнено описание подстанции 110/10 кВ «Энтузиастов» и намечены направления проведения реконструкции. Определена расчетная активная мощность подстанции равная 48,5 МВт и определена полная мощность подстанции равная 51,05 МВА. Построены годовые графики нагрузки по полной, активной и реактивной мощностям, а также выполнен расчет показателей графиков: среднегодовая мощность, коэффициент заполнения годового графика. Выполнен расчет требуемой мощности силового трансформатора для подстанции 110/10 кВ «Энтузиастов» с учетом возросшей нагрузки. Расчетная мощность силового трансформатора составила 43,4 МВА.

По значению расчетной мощности к рассмотрению были выбраны два варианта силовых трансформаторов: первый вариант с двумя трансформаторами марки ТРДН 63000/110/10/10 и второй вариант с двумя трансформаторами ТРДН 80000/110/10/10. Выбран производитель силовых трансформаторов – Группа СВЭЛ, по причине близости производства к объекту реконструкции. По каталогу производителя определены паспортные данные для трансформаторов обоих вариантов.

Выполнен расчет потерь электрической энергии для варианта с трансформаторами ТРДН 63000 равны 668,44 МВт·ч, а для варианта с двумя трансформаторами ТРДН 80000 621,2 МВт·ч. Это означает, что трансформатор марки ТРДН 80000 будет работать в режиме близком к оптимальному, который характеризуется коэффициентом загрузки на уровне 0,45-0,55.

Технико-экономическое сравнение двух вариантов установки СТ показало, что для варианта с двумя СТ марки ТРДН 63000/110/10/10 величина приведенных затрат составила 24,37 млн. руб., а для варианта с двумя СТ марки ТРДН 80000/110/10/10 - 30,38 млн. руб. Исходя из требования по

минимуму приведенных затрат к установке на подстанции 110/10 кВ «Энтузиастов» принято два СТ марки ТРДН 63000/110/10/10 производства Группа СВЭЛ г. Екатеринбург.

Составлена расчетная схема для определения значений токов короткого замыкания после реконструкции. Согласно расчетной схеме определены значения токов короткого замыкания в точках К1, К2 и К3. Для точки К1 периодическая составляющая тока трехфазного КЗ равна 5750 А, а ударный ток трехфазного КЗ 14640 кА. В расчетных точках К2 и К3 периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания равна 13800 А, а значение ударного тока трехфазного короткого замыкания 37600 кА.

Определены значения однофазных токов короткого замыкания необходимые для расчета системы заземления. Для расчетной точки К1 значение периодической составляющей однофазного тока КЗ равно 2615 А, ударный ток однофазного КЗ равен 6660 А. Для расчетных точек К2 и К3 однофазное КЗ не определялось.

Для расчетов уставок релейной защиты и автоматики были рассчитаны значения несимметричных токов КЗ в дополнении к однофазному. Получены значения двухфазного КЗ на землю. Для расчетной точки К1 периодическая составляющая равна 1690 А, а ударный ток равен 4300 А. Выполнен расчет двухфазного КЗ на стороне 110 кВ и 10 кВ. На стороне 110 кВ в расчетной точке К1 периодическая составляющая тока КЗ равна 4980 А, а ударный ток равен 12680 А. В расчетных точках К2 и К3 периодическая составляющая двухфазного КЗ равна 11970 А, а ударный ток двухфазного КЗ равен 32840 А.

Определена схема подстанции после реконструкции. Схема ЗРУ 110 кВ – 110-4Н, а схема РУ 10 кВ две, секционированные выключателем системы шин. Данная схема используется, когда на подстанции устанавливаются силовые трансформаторы с расщепленной обмоткой низкого напряжения. Для схемы подстанции после реконструкции выполнен расчет параметров необходимых для выбора оборудования на стороне 110 и 10 кВ. На стороне 110 кВ все оборудование размещается в закрытом распределительном

устройстве 110 кВ, для распределительного устройства 10 кВ принимаем размещение всего оборудования также как и для ЗРУ 110 кВ в здании с использованием шкафов комплектных распределительных устройств КРУ – СЭЩ 80. Для установки в ЗРУ 110 кВ выбрано комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией. Выполнен выбор по каталогам производителей КРУЭ 110 кВ. Выполнено описание конструкции КРУЭ и представлено подробное описание каждого модуля КРУЭ. Составлена схема подстанции, на которой указаны используемые модули КРУЭ. Для установки в шкафах КРУ-СЭЩ-10 принимаем к установке вакуумные выключатели ВВЭ-СЭЩ 10 с номинальным током 2500 А и 1000 А, трансформаторы напряжения марки ЗНОЛ – СЭЩ – 10 (устанавливаются на каждой секции шин), трансформаторы тока марки ТПЛ – СЭЩ– 10 с номинальными первичными токами 2500 А и 200 А. После расчета уставок релейной защиты в разделе 5 ВКР номинальные токи трансформаторов тока и коэффициенты их трансформации могут быть скорректированы.

Выполнен расчет уставок терминала основной защиты силового трансформатора марки РС83-ДТ2, производства РЗА-Системз.

Спроектирована конструкция системы заземления для подстанции 110/10 кВ «Энтузиастов» выполненная в закрытом исполнении. Выполнен расчет системы заземления, в результате которого получено, что число вертикальных заземлителей длиной 5 м расположенных по периметру подстанции равна 31 шт. Вертикальные заземлители выполнены стальным уголком 40×40×5 длиной 5 м. Горизонтальные заземлители выполняются стальной полосой 40×5. Проверка правильности расчетов выполнено через определение напряжения прикосновения, которое составило 162,13 В, что ниже допустимых 500 В. Общее сопротивление системы заземления получено достаточно низким, на уровне 0,76 Ом. Определены нормативные требования к конструкции молниезащиты подстанции «Энтузиастов», выполненной в закрытом исполнении.

Для защиты подстанции от прямых ударов молнии принято использовать молниеприемную сетку, выполненную стальным прутком диаметром 8 мм, которая укладывается под слой гидроизоляции крыши ЗРУ.

Исходя из размеров подстанции выбран шаг сетки 10 м. При этом площадь ячейки составляет 100 м². Определено расположение токоотводов. Токоотводы располагаются по периметру крыши с расстоянием от 14 до 20 м.

При выполнении выпускной квалификационной работы использовалось оборудование отечественного производства.

При выполнении проектных расчетов использовались данные из каталогов производителей оборудования, действующие нормы, правила, стандарты и методики проектирования.

Поставленные во введении цель и задачи ВКР, по результатам выполнения, достигнуты. Полученные решения могут быть использованы для аналогичных подстанций, размещаемых в районах с плотной городской застройкой.

Список используемых источников

1. Абрамова Е.А., Алешина С.К. Графические изображения элементов электрической части станций и подстанций: методические указания к курсовому и дипломному проектированию. Оренбург: Оренбургский государственный университет, 2005. 26 с.
2. АО "ГК "Электрощит" - ТМ Самара". Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией КРУЭ-СЭЩ-110 кВ // Официальный сайт производителя оборудования АО "ГК "Электрощит" - ТМ Самара". 2021. URL: https://www.electroshield.ru/upload/iblock/da8/Elektroshchit_Katalog_KRUE_SE_SHCH_110.pdf (дата обращения: 08.08.2021).
3. АО «Группа компаний «Электрощит»-ТМ Самара». Каталог продукции. Вакуумные выключатели. // Веб-сайт компании АО «Группа компаний «Электрощит»-ТМ Самара». 2021. URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/vakuumnie-vyklyuchateli/> (дата обращения: 21.05.2021).
4. Газонаполненное оборудование [Электронный ресурс] // Веб-сайт завода электротехнического оборудования "ЗЭТО": [сайт]. [2021]. URL: https://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/elegazovye-kolonkovye-vyklyuchateli-tipa-vgt-110 (дата обращения: 08.02.2021).
5. ГОСТ 9680-77. Трансформаторы силовые мощностью 0,01 кВ·А и более. Ряд номинальных мощностей. М.: Издательство стандартов, 1977. 4 с.
6. Группа СВЭЛ. Каталог продукции // Веб-сайт компании "Группа СВЭЛ". 2021. URL: <https://svel.ru/catalog/> (дата обращения: 21.05.2021).
7. Интерактивная карта загрузки центров питания [Электронный ресурс] // Портал электросетевых услуг ПАО Россети: [сайт]. [2021]. URL: https://xn----7sb7akeedqd.xn--p1ai/platform/portal/tehprisEE_centry_pitania (дата обращения: 05.08.2021).

8. Кокин С.Е., Дмитриев С.А., Хальясмаа А.И. Схемы электрических соединений подстанций: учебное пособие. Екатеринбург: Уральский федеральный университет, 2015. 100 с.
9. Крючков Н.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования. М.: Академия, 2015.
10. Маркевич А.И. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Псков: Издательство ПГУ, 2012. 138 С.
11. Министерство энергетики Российской Федерации. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. М.: ЦПТИ ОРГРЭС, 2004. 60 С.
12. Нагай В.И. Релейная защита ответственных подстанций электрических сетей. М.: Энергоатомиздат, 2002. 312 С.
13. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. 5-е изд. Санкт-Петербург: БХВ-Петербург, 2014. 607 С.
14. ООО "РЗА Системз". Методические указания по выбору уставок дифференциальной защиты трансформаторов, реализуемой при помощи устройств HC83-LN2 // Официальный сайт производителя оборудования ООО "РЗА Системз". 2012. URL: http://rzasystems.kz/wp-content/uploads/2019/01/METODIKA-DT2-v-0_08a.pdf (дата обращения: 08.08.2021).
15. Правила устройства электроустановок. 7-е-е изд. Москва: Издательство Проспект, 2020. 832 с.
16. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. М.: Академия, 2013. 449 с.
17. СО 153-34.20.118-2003.Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. Москва. 2003.
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. Тарифы на передачу электроэнергии [Электронный ресурс] // Официальный сайт ПАО "Россети Урал": [сайт]. [2021]. URL: <https://www.mrsk-ural.ru/client/transmission/tariff/> (дата обращения: 15.09.2021).