

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 35/10 кВ «Русские
Выселки»»

Студент	<u>Б.Д. Крутчевский</u> (И.О. Фамилия)	<u>_____</u> (личная подпись)
Руководитель	<u>к.т.н., доцент, В.Н. Кузнецов</u> (ученая степень, звание, И.О. Фамилия)	<u>_____</u>
Консультант	<u>к.п.н., доцент А.В. Кириллова</u> (ученая степень, звание, И.О. Фамилия)	<u>_____</u>

Тольятти 2020

Аннотация

В данной выпускной квалификационной работе выполнена реконструкция подстанции «Русские Выселки».

Все решения, принятые в работе, основывались на соответствующей документации с обеспечением надежности и бесперебойности передачи электроэнергии.

Для успешного выполнения поставленной цели произведено обследование объекта реконструкции и анализ проблем, на основании которых были поставлены задачи для достижения поставленной цели.

Решение поставленных задач изложено в следующих разделах:

- расчет электрических нагрузок;
- выбор основных конструктивных решений на стороне 10 кВ;
- расчет коротких замыканий;
- расчет и выбор электрического оборудования и проводников;
- расчет релейной защиты;
- выбор оперативного тока;
- освещение подстанции;
- собственные нужды подстанции;
- молниезащита подстанции;
- расчет заземления.

Пояснительная записка выполнена на 61 листе, включает в себя 15 таблиц, 12 рисунков. Графическая часть работы представлена на 6 чертежах формата А1.

Abstract

The topic of the given graduation work is the plan for the reconstruction of the substation 35/10 kV "Russkie Vyselki".

The senior paper consists of an introduction, eleven parts, a conclusion, 15 tables, 12 figures, list of references including foreign sources and the graphic part on 6 A1 sheets. Total explanatory note 61 pages.

The key issue of the graduation work providing electricity to consumers of the substation with the satisfaction of electricity supply requirements.

This graduation work is devoted to power supply upgrades. Namely, the reconstruction of the substation, the replacement of obsolete electrical installations with new modern, meets all power requirements.

The graduation work may be divided into several logically connected parts which are: problem identification and analysis, selection and verification of electrical installations, provision of additional equipment and protection, creation of drawings based on selected solutions, conclusion on the work done.

Much attention is given to normative documents and state standards that regulate the design process.

The special part of the project describes in detail the possibility of developing substation consumers to meet the demand for electricity over the next 10 years.

In conclusion we'd like to stress this work is relevant not only in solving the problem the reconstruction of this substation, but also similar, working in overload mode on different voltage classes.

Содержание

Введение.....	5
1 Анализ состояния подстанции	7
2 Расчет электрических нагрузок	11
3 Выбор основных конструктивных решений на стороне 10 кВ	15
4 Расчет коротких замыканий	16
5 Выбор оборудования и проводников	19
6 Релейная защита и автоматика подстанции	37
7 Выбор оперативного тока.....	39
8 Освещение подстанции.....	40
9 Собственные нужды подстанции	49
10 Молниезащита подстанции	50
11 Расчет системы заземления подстанции.....	53
Заключение	56
Список используемых источников.....	58

Введение

Человечество на протяжении всего своего существования нуждается в энергии. Она позволяет удовлетворить потребности, необходимые для обеспечения жизни человека. С развитием технического прогресса человечество научилось добывать различные формы энергии, управлять ей, использовать и передавать её на большие расстояния. Одной из форм такой энергии является электрическая энергия, которая заключена в электромагнитном поле. Открытие электрической энергии дало начало новой эпохи. С её помощью человек смог создать и воплотить различные электроустановки, облегчающие нашу жизнь и дающие новые возможности для развития. На сегодняшний день электричество является одним из важнейших энергоресурсов. Процесс его добычи, передачи, аккумулирования и потребления является важным и ответственным мероприятием, которое требует создания специальных учреждений и организаций, занимающихся управлением и контролем этих процессов. В России роль такой организации выполняет ПАО «Россети», которое в свою очередь делится на дочерние межрегиональные распределительные сетевые компании (МРСК). Эти компании составляют семь объединенных энергосистем (ОЭС): Востока, Сибири, Урала, Центра, Северо-запада, Средней Волги, Юга.

Студенты направления «Электроэнергетика и электротехника» получают теоретические и практические навыки в работе с процессами, связанными с электроэнергией. С процессом передачи электроэнергии связана тема моей выпускной квалифицированной работы (ВКР). Этот процесс требует множество электроустановок и преобразований, прежде чем электроэнергия, добытая на электростанции, будет использована потребителем. В данном процессе огромную роль играют подстанции. В ВКР рассматривается главная понизительная подстанция (ГПП), которая получает энергию от районной энергосистемы напряжением 35 кВ, трансформирует её

с напряжением в 10 кВ и распределяет её на подстанции-потребители или на мощные электрические приемники.

Данная подстанция является устаревшей и перегруженной, поэтому ей необходима реконструкция. Для проведения реконструкции требуется провести обследование объекта, проанализировать проблемы, рассчитать электрические нагрузки и токи коротких замыканий, с учетом основных конструктивных решений выбрать оборудование и проводники, обеспечить подстанцию средствами релейной защиты и автоматики (РЗА), обеспечить работу РЗА и другого необходимого оборудования на оперативном токе в аварийном режиме работы, обеспечить заземление и молниезащиту подстанции. Каждый этап реконструкции регламентируется и контролируется нормативно-техническими документами такими, как правила устройства электроустановок (ПУЭ), правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП), различные электротехнические ГОСТы, санитарные нормы и правила (СНиП) и многие другие документы.

Целью бакалаврской работы является реконструкция действующей подстанции «Русские Выселки» для обеспечения надежного и бесперебойного питания потребителей.

1 Анализ состояния подстанции

1.1 Характеристика объекта реконструкции

В качестве объекта реконструкции выбрана подстанция «Русские Выселки» 35/10 кВ филиала ПАО «МРСК Волги» «Самарские распределительные сети».

Подстанция расположена в селе Выселки, Ставропольский район Самарской области, в 8 км от г. Тольятти на ул. Дорожная 42. Расположение подстанции приведено на рисунке 1.1.



Рисунок 1.1 – Расположение подстанции «Русские Выселки» 35/10 кВ

Подстанция «Русские Выселки» введена в эксплуатацию в 1952 году.

Данная подстанция обеспечивает электроэнергией село Выселки (3300 человек на 2016г.) и все небольшие предприятия, находящиеся поблизости или внутри села.

Являясь местной главной понизительной подстанцией (ГПП) ответвительного типа, ПС «Русские Выселки» по конструктивному исполнению состоит из открытых распределительных устройств 35 кВ (ОРУ-35 кВ), двух площадок силовых трансформаторов и здания в котором расположено закрытые распределительные устройства 10 кВ (ЗРУ-10 кВ). Схема ОРУ-35 кВ: 35-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [1], схема ЗРУ-10 10(6)-1 «Одна, секционированная выключателями, система шин» [7]. Питание ПС происходит через две воздушные линии 35 кВ.

В качестве силовых трансформаторов используется два трансформатора типа ТДН с мощностью $T1 = 6300$ кВА и $T2 = 6300$ кВА.

Используемые выключатели на стороне 35 кВ являются масляными выключателями типа С-35, а на стороне 10 кВ в основном используются масляные выключатели типов ВМПЭ-10, ВМ10.

Для обеспечения электроснабжения ПС используется трансформатор собственных нужд (ТСН) мощностью 250 кВА на напряжение 10/0,4 кВ. Для аварийного питания используются аккумуляторные батареи постоянного тока.

Средние показатели переданной мощности потребителям составляет: зимой – 12,57 МВт, летом – 13,45 МВт.

По климатическим и геофизическим условиям, ПС занимает следующие районы:

- Район по количеству грозových часов в году: 60-80 ч;
- Район по степени загрязненности атмосферы: С3-2;
- Район по ветру: III (скорость ветра 32 м/с с повторяемостью 1 раз в 25 лет);

– Район по гололеду: IV (толщина стенки гололеда 25 мм с повторяемостью 1 раз в 25 лет).

Данный объект реконструкции является важным элементом преобразования и передачи электроэнергии, т.к. от его работы зависит качество и надежность электроэнергии которая питает потребителей разной категории надежности. Для обеспечения основных требований к электроснабжению необходимо выявить и провести анализ проблем данного объекта и согласно нормативной документации и ГОСТам создать план качественной реконструкции подстанции.

1.2 Анализ проблем

Подстанция «Русские Выселки» была введена в эксплуатацию в 1952 году. За весь её срок работы подстанция подвергалась незначительным модернизациям и реконструкциям. С ростом населения, вызванным тенденцией отказа проживания людей в городе в пользу загородных домов, село Выселки стало приобретать новых потребителей, что увеличивает нагрузку на питающую подстанцию. Переезд людей в данное место создал благоприятную среду для развития бизнеса и производства. Ко всему прочему, с ростом технологий электрическая потребность населения растет, т.к. растет количество электроприборов таких, как: телевизоры, компьютеры, электрические котлы, системы связи и безопасности, видеокамеры, сигнализации, электродвигатели, насосы и многие другие. В результате воздействия совокупности этих факторов потребляемая мощность возросла, что привело к проблеме перегрузки силовых трансформаторов, установленных на подстанции.

Для решения образовавшейся проблемы необходимо провести замену силовых трансформаторов согласно потребляемой мощности. Замена силовых элементов ПС поведет за собой перерасчет параметров электроустановок на ОРУ и ЗРУ.

Чтобы данный объект удовлетворял всем требованиям к электроснабжению, необходимо обеспечить объект реконструкции современными устройствами релейной защиты и автоматикой, обеспечить нормальную работу ПС при аварийном состоянии, создать условия безопасной эксплуатации, обслуживания и ремонта оборудования для рабочего персонала ПС, выполнить меры для обеспечения ПС молниезащитой и заземления.

Вывод: в результате проведенного в этом разделе анализа был выявлен ряд проблем, которые необходимо решить. Для достижения поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- произвести расчет и обосновать выбор силовых трансформаторов подстанции;
- выполнить расчет токов к.з.;
- осуществить выбор коммутационного оборудования для замены и его проверку;
- рассчитать параметры и выбрать аппараты релейной защиты и автоматики;
- произвести расчет собственных нужд, выбора оперативного тока заземления и молниезащиты.

2 Расчет электрических нагрузок

Для расчета электрических нагрузок воспользуемся средними показателями переданной мощности: зимой – 12,57 МВт, летом – 13,45 МВт.

Примем условие $tg \varphi \leq 0,4$, то есть $\cos \varphi \geq 0,93$.

Расчет полной мощности проводится по формуле (2.1):

$$S = \frac{P}{\cos \varphi}. \quad (2.1)$$

Рассчитаем полную мощность по наибольшей нагрузке:

$$S_{\text{вн}} = \frac{13,45}{0,93} = 14,462 \text{ МВА} = 14462 \text{ кВт.}$$

Данный план реконструкции обеспечим возможностью развития в перспективе, полагая, что тенденция с переездом людей из города в близлежащие населенные пункты сохранится в будущем.

Село Выселки является перспективным местом для развития, имея возможность для расширения: рядом с селом расположен водоем, вблизи с селом проходит широкое двухполосное шоссе. Все эти факторы благоприятны для развития фермерских хозяйств, которые и сейчас являются одной из основных форм занятия местного населения.

По данным Федеральной службы государственной статистики [2] население Выселок составляло 3300 человек. Динамика роста составляла 150 человек в год, что равно примерно 40 семьям из 4 человек. При обеспечении перспективности на 10 лет количество семей, которые приобретут участки и построят жильё, составит 400 семей.

Используя методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения [6] рассчитаем нагрузку $P_{\text{з.с.}}$, вызванную застройкой села в ближайшие 10 лет :

$$P_{з.с.} = 400 \cdot P_d = 400 * 1,1 = 440 \text{ кВт.}$$

Создание личных приусадебных участков (ЛПХ) и фермерских хозяйств обуславливают одну из перспектив развития объекта электроснабжения.

Рассчитаем нагрузку ЛПХ согласно [6].

Для ЛПХ 1-го типа (содержится в среднем: 1 корова, 2 свиньи, 5 кур) установленная мощность $P_{уст} = 0,77 \text{ кВт}$ [6].

Для ЛПХ 2-го типа (содержится: 2 коровы, 1 теленок на откорме, 2-3 поросенка на откорме, 4-5 овец, 12 -15 кур.) установленная мощность $P_{уст} = 3,29 \text{ кВт}$ [6].

Для ЛПХ 3-го типа (содержится: 3-5 коров, 3-5 телят на откорме, 8-10 свиней, до 30-50 голов птицы) установленная мощность $P_{уст} = 7,74 \text{ кВт}$ [6].

Примем количество созданных ЛПХ 1-го типа – 15, 2-го типа – 10, 3-го типа – 5.

Для 1-го типа:

$$P_{лпх1} = 15 \cdot 0,77 = 11,55 \text{ кВт.}$$

Для 2-го типа:

$$P_{лпх1} = 10 \cdot 3,29 = 9,87 \text{ кВт.}$$

Для 3-го типа:

$$P_{лпх1} = 5 \cdot 7,74 = 38,7 \text{ кВт.}$$

Суммарную нагрузку ЛПХ рассчитаем по формуле (2.2):

$$P_{лпх\Sigma} = P_{лпх1} + P_{лпх2} + P_{лпх3}, \quad (2.2)$$

$$P_{лпх\Sigma} = 11,55 + 9,87 + 38,7 = 60,12 \text{ кВт.}$$

Рассчитаем нагрузку фермерского хозяйства согласно [6].

Для фермерского хозяйства молочной направленности на 30 голов установленная мощность $P_{фер1} = 13 \text{ кВт}$ [6].

Для фермерского хозяйства скотоводческой направленности на 20 голов установленная мощность $P_{\text{фер2}} = 6$ кВт [6].

Для фермерского хозяйства свиноводческой направленности с законченным производственным циклом на 8 свиноматок установленная мощность $P_{\text{фер3}} = 19$ кВт [6].

Примем, что фермерское хозяйство каждой направленности создается в единичном экземпляре, следовательно, суммарная нагрузка фермерского хозяйства рассчитывается по формуле (2.3):

$$P_{\text{фер}\Sigma} = P_{\text{фер1}} + P_{\text{фер2}} + P_{\text{фер3}}, \quad (2.3)$$

$$P_{\text{фер}\Sigma} = 13 + 6 + 19 = 38 \text{ кВт.}$$

Суммарную перспективную мощность рассчитаем по формуле 2.4:

$$P_{\text{пер}} = P_{\text{з.с.}} + P_{\text{ЛПХ}\Sigma} + P_{\text{фер}\Sigma}, \quad (2.4)$$

$$P_{\text{пер}} = 440 + 60,12 + 38 = 538,12 \text{ кВт.}$$

Полную перспективную мощность рассчитаем по формуле 2.1:

$$S_{\text{пер}} = \frac{538,12}{0,93} = 578,6 \text{ кВА.}$$

Полная мощность подстанции рассчитывается в виде суммы уже существующей нагрузки и перспективной по формуле (2.5):

$$S_{\text{ПС}} = S_{\text{вн}} + S_{\text{пер}}, \quad (2.5)$$

$$S_{\text{ПС}} = 14462 + 578,6 = 15040 \text{ кВт.}$$

Для определения количества трансформаторов обратимся к ПУЭ [1].

Потребителями реконструируемой подстанции являются жилые дома, объекты инфраструктуры села, мелкие предприятия и сельское хозяйство. Все эти потребители относятся к I и II категории надежности. При II категории питания потребителя должно обеспечиваться двумя независимыми взаимно резервирующими источникам; за неимением второй подстанции,

питающей данных потребителей, к установке принимаются два трансформатора [1].

При расчете мощности силовых трансформаторов, учитываем мощность перегрузки одного работающего трансформатора 140%:

$$S_T = \frac{S_{\text{ПС}}}{1,4} = \frac{15040}{1,4} = 10743 \text{ кВА.} \quad (2.6)$$

Номинальная мощность выбранного трансформатора должна быть как можно ближе к значению S_T (больше или равна) Наличие регулировки под нагрузкой (РПН) является обязательным требованием. По данной мощности и рабочему напряжению трансформатор имеет 4-ю категорию габаритности, т.е. его транспортировка может создать дополнительные затраты, поэтому трансформатор логично искать у производителей, находящихся поблизости. Таким производителем является ОАО «Тольяттинский трансформатор» [4]. Технические характеристики трансформатора ТДНС-16000/35-У1, УХЛ1 приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Технические характеристики принятого к установке трансформатора

Трансформатор	$S_{\text{НОМ Т}}$, МВА	$U_{\text{НОМ}}$, кВ		U_K , %	ΔP_K , кВт	ΔP_X , кВт	I_X , %
		ВН	НН				
ТДНС-16000/35- У1, УХЛ1	16	36,75	10,5	10	85	14,5	0,5

Вывод: в данном разделе проведен расчёт нагрузки потребителей подстанции с учетом роста энергопотребления в ближайшие 10 лет. К установке принимается два силовых трансформатора производства «Тольяттинский трансформатор» типа ТДНС-16000/35-У1, УХЛ1.

3 Выбор основных конструктивных решений на стороне 10 кВ

Распределительное устройство 10 кВ расположено в здании вместе с общеподстанционным пунктом управления (ОПУ), данное решение не противоречит основному нормативному документу СТО 56947007-29.240.30.010-2008 [7], поэтому внесение изменений в данное решение нецелесообразно.

Для РУ 10 кВ существует три типовых схемы. Основным отличием является количество секционных сборных шин. В зависимости от требуемой степени надежности выбирается количество секционных сборных шин. Для питания частных домов, дач и мелкого сельского хозяйства, без наличия крупного производства, выберем одну секционированную выключателями, систему шин №10(6)-1 [7]. Схема РУ-10 приведена на рисунке 3.1.

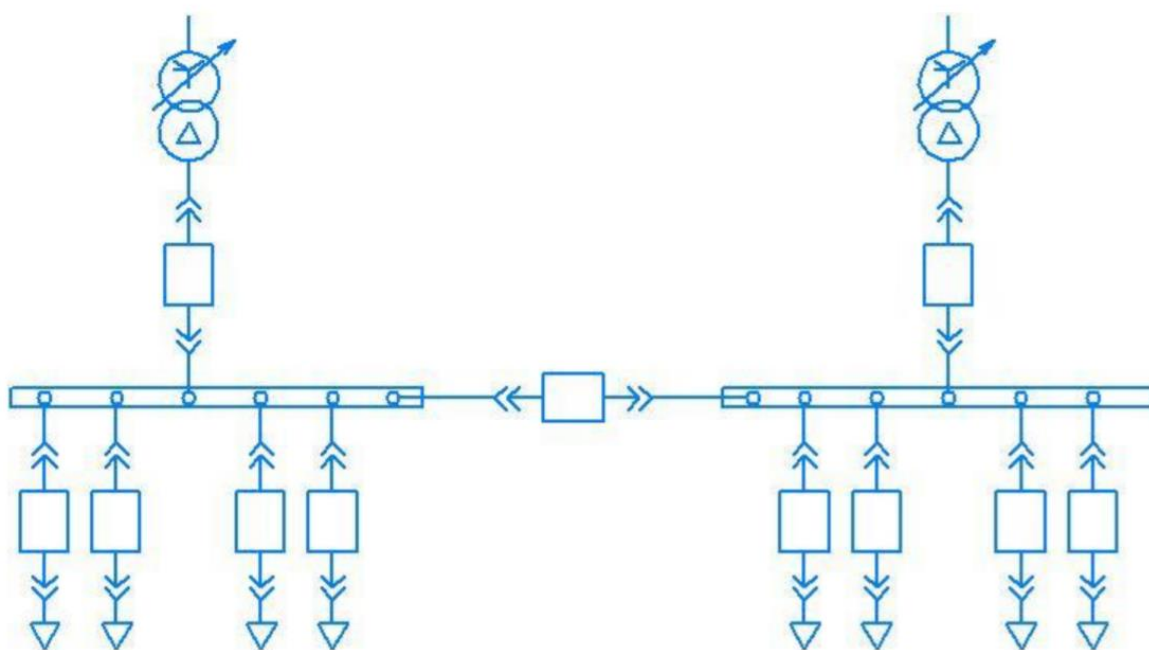


Рисунок 3.1 – Схема РУ-10

Вывод: в данном разделе выбрана типовая схема №10(6)-1 для РУ 10 кВ. Оптимально выбранная схема согласно типу потребителей позволила сократить дополнительные экономические затраты.

4 Расчет коротких замыканий

Расчет тока короткого замыкания является важной и ответственной частью работы при проектировании или реконструкции ПС. В зависимости от тока КЗ происходит выбор коммутационного оборудования ПС как на высокой стороне, так и на низкой. При неправильном или не точном расчете тока КЗ коммутационные и защитные установки могут неадекватно и не вовремя отреагировать на КЗ, что повлечет за собой серьезные последствия разрушительного воздействия КЗ.

Проведем расчет КЗ на высокой и низкой стороне ПС (рисунок 4.1).

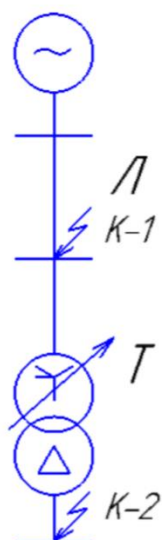


Рисунок 4.1 – Расчетная схема КЗ на высокой и низкой стороне силового трансформатора

Согласно ГОСТ Р 52735-2007 [2] видом КЗ, который является наиболее опасным и который рассматривают при расчете КЗ, является трехфазное короткое замыкание. Расчет тока КЗ произведем в относительных единицах, т.к. напряжение выше 1000 В.

На основе расчетной схемы составим эквивалентную схему замещения, приведенную на рисунке 4.2.

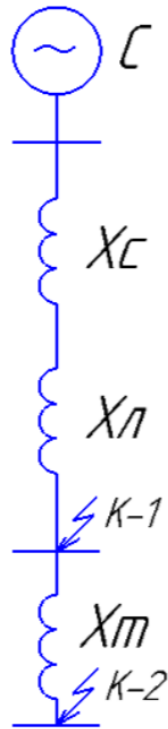


Рисунок 4.2 – Схема замещения

Исходные данные для расчета КЗ приведены ниже. Данные по трансформатору приведены в таблице 2.1.

Исходные данные:

$$S_{\text{Г}} = 1000 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{К}} = 3000 \text{ МВА}$$

$$k_{\text{уд}} = 1,8;$$

$$L = 10 \text{ км};$$

$$x_{\text{л.уд}} = 0,4 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

Определим параметры схемы замещения по формулам (4.1)-(4.3):

$$x_{*\text{C}(\text{б})} = \frac{S_{\text{Г}}}{S_{\text{К}}}, \tag{4.1}$$

$$x_{*\text{C}(\text{б})} = \frac{1000}{3000} = 0,33 \text{ о. е.}$$

$$x_{*Л(б)} = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_б}{U_{бВН}^2}, \quad (4.2)$$

$$x_{*Л(б)} = 0,4 \cdot 10 \cdot \frac{1000}{36,75^2} = 2,96 \text{ о. е.}$$

$$x_{*Г(б)} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_б}{S_H}, \quad (4.3)$$

$$x_{*Г(б)} = \frac{10}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,25 \text{ о. е.}$$

В точке К1 результирующее сопротивление равно:

$$x_{рез,К1} = x_{*С(б)} + x_{*Л(б)}, \quad (4.4)$$

$$x_{рез,К1} = 0,33 + 2,96 = 3,29 \text{ о. е.}$$

Базисный ток найдем по формуле (4.5):

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б}, \quad (4.5)$$

$$I_б = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 36,75} = 15,96 \text{ кА.}$$

Периодическую составляющую тока КЗ найдем по формуле (4.6):

$$I_{П,0} = \frac{E''_{*С}}{x_{рез,К1}} \cdot I_б, \quad (4.6)$$

$$I_{П,0} = \frac{1}{3,29} \cdot 15,29 = 4,85 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ рассчитаем по формуле (4.7):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{П,0} \cdot k_{уд}, \quad (4.7)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 4,85 \cdot 1,8 = 12,35 \text{ кА.}$$

Занесем полученные данные в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Токи КЗ на высокой стороне трансформатора

Точка	Ударный ток	Периодическая составляющая тока КЗ
К1	12,35 кА	4,85 кА

В точке К2 результирующее сопротивление рассчитаем по формуле (4.8):

$$x_{рез,К2} = x_{*C(б)} + x_{*Л(б)} + x_{*Т(б)}, \quad (4.8)$$

$$x_{рез,К2} = 0,33 + 2,96 + 6,25 = 9,54 \text{ о. е.}$$

Базисный ток найдем по формуле (4.5):

$$I_б = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА.}$$

Периодическую составляющую тока КЗ найдем по формуле (4.6):

$$I_{п,0} = \frac{1}{9,54} \cdot 55 = 5,76 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ рассчитаем по формуле (4.7):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 5,76 \cdot 1,8 = 14,67 \text{ кА.}$$

Занесем полученные данные в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Токи КЗ на низкой стороне трансформатора

Точка	Ударный ток	Периодическая составляющая тока КЗ
К2	14,67 кА	5,76 кА

Вывод: расчет токов КЗ, проведенный в этом разделе, дает значения составляющих тока при трехфазном КЗ как на высокой, так и на низкой стороне подстанции, что позволяет проводить выбор оборудования, опираясь на данный критерий.

5 Выбор оборудования и проводников

Важной частью данного проекта является выбор коммутационного оборудования, проводников, измерительных трансформаторов тока и напряжения, опорных и проходных изоляторов, ограничителей перенапряжения и т.д.

Несмотря на то, что ПС «Русские Выселки» введена в эксплуатацию в 1952 году, данная ПС подвергалась ряду реконструкций. Но с момента последней реконструкции в 1990 году изменений в ПС внесено не было. Прошло уже 30 лет и большая часть оборудования морально устарела и подвергалась неоднократному ремонту, поэтому решено провести комплексную замену оборудования на новое, отвечающие всем современным требованиям к электроснабжению.

На стороне 35 кВ, необходимо заменить все оборудование с учетом всех нормативных документов, включая жесткую ошиновку, а также установить высокочастотные заградители в порталный ввод.

На стороне 10 кВ установим комплектные распределительные устройства с сохранением здания и размещением в нем же ОПУ.

5.1 Выбор выключателей

Для выбора выключателя необходимо рассчитать необходимые данные такие, как: рабочий ток (формула (5.1)), термическая стойкость (формула (5.2)), электродинамическая стойкость, отключающая способность (формула (5.3)), включающая способность. Затем проведем выбор выключателей 35 кВ с проверкой выполнения условий по рассчитанным данным.

Рабочий ток:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (5.1)$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 36,75} = 251,4 \text{ А.}$$

Термическая стойкость:

$$B_K = I_{\text{п,0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (5.2)$$

где $T_a=0,03$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, а $t_{\text{откл}} = 0,12$ – собственное время отключения, с.

$$B_K = (4,85 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,12 + 0,03) = 3,53 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с.}$$

Электродинамическая стойкость и включающая способность проверяется по составляющим тока КЗ:

$$I_{\text{п,0}} = 4,85 \text{ кА,}$$

$$i_{\text{уд}} = 12,35 \text{ кА.}$$

Отключающая способность проверяется по периодической и апериодической составляющей тока КЗ:

$$I_{\text{п,}\tau} = I_{\text{п,0}} = 4,85 \text{ кА.}$$

$$I_{\text{а,}\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п,}\tau} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (5.3)$$

где τ – время срабатывания выключателя, находим по формуле (5.4):

$$\tau = t_{\text{рз}} + t_{\text{с.в.}}, \quad (5.4)$$

где $t_{\text{рз}} = 0,01$ - время срабатывания релейной защиты;

$t_{\text{с.в.}} = 0,03$ – собственное время срабатывания выключателя.

$$\tau = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с,}$$

$$I_{\text{а,}\tau} = \sqrt{2} \cdot 4,85 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,03}} = 1,8 \text{ кА.}$$

Рассчитав значения, выберем выключатель. Для напряжения класса 6-35 кВ применяют вакуумные выключатели. Компания ОАО «Электроцит Самара» является производителем электроустановок, зарекомендовавшая себя высоким качеством и приемлемой ценой продукции, поэтому вакуумный выключатель выбираем их производства типа ВВН-СЭЦ-35.

Данный выключатель имеет несколько серий. Выберем конкретную серию выключателя, опираясь на рассчитанные данные и условия выбора.

Технические данные возьмем из каталога продукции [8].

Проверку условий приведем в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Проверка вакуумных выключателей 35 кВ

ВВН-СЭЦ-		Расчетные данные	Условие выбора	
П(Э)-35-25	П(Э)-35-31,5			
35 кВ	35 кВ	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$	По номинальному напряжению
1000 А; 1600 А	1600 А	$I_{\text{раб}} = 251,4 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$	По номинальному току
$I_{\text{откл.ном}} = 64 \text{ кА}$ $I_{\text{а,ном}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 81 \text{ кА}$ $I_{\text{а,ном}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п,т}} = 4,85 \text{ кА}$ $I_{\text{а,т}} = 1,8 \text{ кА}$	$I_{\text{п,т}} \leq I_{\text{откл.ном}}$ $I_{\text{а,т}} \leq I_{\text{а,ном}}$	По отключающей способности: а) на симметричный ток отключения б) на отключение апериодической составляющей тока к.з
$I_{\text{вкл.ном}} = 25 \text{ кА}$ $i_{\text{вкл.ном}} = 64 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл.ном}} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{\text{вкл.ном}} = 81 \text{ кА}$	$I_{\text{п,0}} = 4,85 \text{ кА}$ $i_{\text{уд}} = 12,35 \text{ кА}$	$I_{\text{п,0}} \leq I_{\text{вкл.ном}}$ $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл.ном}}$	На электродинамическую стойкость и включающий способность
$37,5 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$59,5 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 3,53 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к выкл}}$	На термическую стойкость

Условия проверки прошли все серии выключателя, поэтому выбираем ВВН-СЭЩ-Э-35-25/1000 УХЛ1 по самому близкому рабочему току.

5.2 Выбор разъединителей

Разъединитель в распределительных установках является устройством, предназначенным для разъединения выключенной цепи и создание видимого разрыва, после которого на отключенном участке можно проводить работу и обслуживание установок.

Разъединитель 35 кВ обычно имеет горизонтально-поворотный тип ножей и имеет несколько основных условий выбора: по номинальному напряжению, рабочему току, на термическую и электродинамическую стойкость. Данные параметры рассчитаны выше в пункте 5.2.

Опираясь на расчеты, выберем разъединитель производства ОАО «Электроцит Самара». Компания предлагает разъединитель типа РГП-СЭЩ-35 с возможностью выбора подходящего рабочего тока: 630 А; 1000 А; 2000 А; 3150 А [10].

Проведем проверку РГП-СЭЩ-35/630 в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Проверка разъединителя 35 кВ

РГП-СЭЩ-35/1000	Расчетные данные	Условие выбора	
$U_{\text{сет.ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$	По номинальному напряжению
$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} = 251,4 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$	По номинальному току
$I_{\text{вкл.ном}} = 12,5 \text{ кА}$ $i_{\text{вкл.ном}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п,0}} = 4,85 \text{ кА}$ $i_{\text{уд}} = 12,35 \text{ кА}$	$I_{\text{п,0}} \leq I_{\text{вкл.ном}},$ $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл.ном}}$	На электродинамическую стойкость
$B_{\text{К выкл}} = 10,15$ $\cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{К}} = 3,53$ $\cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{К}} \leq B_{\text{К выкл}}$	На термическую стойкость

Условия проверки РГП-СЭЩ-35/1000 прошел, а значит назначается к установке, при этом вариант исполнения заземляющих ножей никак не влияет на технические данные.

5.3 Выбор измерительных трансформаторов

5.3.1 Выбор трансформатора тока

Для обеспечения релейной защиты и автоматики, на подстанции устанавливаются измерительные трансформаторы тока (ТТ). С помощью ТТ рабочий ток ПС трансформируется до необходимой величины и поступает на блок управления.

Рассмотрим к установке трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-35 наружной установки, с номинальным рабочим током, большим и максимально приближенным к $I_{\text{раб}} = 251,4$ А. Таким будет ТОЛ-СЭЩ-35/300.

Техническую информацию возьмем из источника [11]. Проверим ТТ по условиям, представленным ниже в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Проверка измерительного трансформатора тока 35 кВ

ТОЛ-СЭЩ-35/1000	Расчетные данные	Условие выбора	
$U_{\text{сет.ном}} = 35$ кВ	$U_{\text{ном}} = 35$ кВ	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$	По номинальному напряжению
$I_{\text{ном}} = 300$ А	$I_{\text{раб}} = 251,4$ А	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$	По номинальному току
$I_{\text{вкл.ном}} = 31,5$ кА $i_{\text{вкл.ном}} = 78,8$ кА	$I_{\text{п,0}} = 4,85$ кА $i_{\text{уд}} = 12,35$ кА	$I_{\text{п,0}} \leq I_{\text{вкл.ном}}$, $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл.ном}}$	На электродинамическую стойкость
$B_{\text{к выкл}} = 64,5$ $\cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 3,53$ $\cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к выкл}}$	На термическую стойкость

Результаты проверки трансформатора тока допускают использование данной электроустановки на высокой стороне ПС.

Для корректной работы необходимо рассчитать сечение и длину проводов согласно номинальной полной вторичной нагрузки ($Z_{2\text{ ном}} = 1 \text{ Ом}$) и сопротивления, подключённых к ТТ приборов.

В качестве вторичной нагрузки устанавливается амперметр модели СА3020-S с потребляемой мощностью $S_{\text{приб}} = 4 \text{ ВА}$ [12].

Сопротивление прибора рассчитаем по формуле (5.5):

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (5.5)$$

где ток вторичной нагрузки у ТОЛ-СЭЦ-35/1000 $I_2 = 5 \text{ А}$.

$$R_{\text{приб}} = \frac{4}{5^2} = 0,16 \text{ Ом}$$

Переходное сопротивление контактов примем равным $R_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом}$.

Для соединения ТТ с измерительными приборами используем прокладку кабеля в железобетонных лотках.

Сопротивление кабеля при этом должно удовлетворять следующему неравенству:

$$R_{\text{пр}} \leq Z_{2\text{ ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}} = 1 - 0,16 - 0,05 = 0,79 \text{ Ом}$$

Для РУ 35 кВ минимальная длина кабеля от ТТ до измерительных приборов $l_{\text{пр}} = 60 \text{ м}$ [19]. Для кабелей используем медную жилу с удельным сопротивлением $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$.

Рассчитаем минимальное сечение соединительного кабеля по формуле (5.6):

$$s = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{R_{\text{пр}}}, \quad (5.6)$$

$$s = \frac{0,0175 \cdot 60}{0,79} = 1,32 \text{ мм}^2$$

К установке примем кабель КВБбШвнг(А)-0,66 3x1,5 мм².

5.3.2 Выбор трансформатора напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) необходимы для функционирования релейных защит, счетчиков измерения электроэнергии, измерения фазного напряжения и контроля изоляции сети.

Для выбора ТН необходимо рассчитать мощность вторичной обмотки.

К трансформатору напряжения будут подключаться: вольтметр, ваттметр, счетчик активной и реактивной энергии. Установленные приборы с техническими характеристиками представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Характеристики приборов вторичной нагрузки ТН

Приборы	Тип	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число катушек	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							Р, Вт	Q, вар
Вольтметр	Ц42702	1,9	1	1	0	2	3,8	-
Ваттметр	ЩВ02.1	1,8	2	1	0	1	3,6	-
Счетчик активной и реактивной энергии многофункциональный	Альфа А1700	3,5	2	0,40	0,916	3	8,4	12,6
Итого:							15,8	12,6

Проведем расчет полной мощности приборов по формуле (5.7):

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \quad (5.7)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{15,8^2 + 12,6^2} = 20,2 \text{ ВА.}$$

Примем к установке трехфазную группу трансформаторов типа НАЛИ-СЭЩ-35 производства ОАО «Электроцит Самара». Проведем проверку в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Проверка измерительного трансформатора напряжения 35 кВ

НАЛИ-СЭЩ-35	Расчетные данные	Условие выбора	
		$U_{\text{сет.ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$S_{\text{ном}} = 30 \text{ ВА}$ Класс точности: 0,2	$S_{2\Sigma} = 20,2 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$	Вторичная нагрузка

5.4 Выбор ограничителей перенапряжения (ОПН)

В качестве защиты от разрушительного воздействия лавинного тока вызванного грозовым разрядом в линию и её перенапряжением, в схему ПС включают устройство ограничитель перенапряжения (ОПН).

Для защиты трансформаторов на стороне 35 кВ используем ОПН производства «Завод энергозащитных устройств» г. Санкт-Петербург [20].

Принимаем к установке УЗПН-35 кВ.

5.5 Выбор ячеек КРУ (КСО)

Так как было решено делать ЗРУ 10 кВ вместе с ОПУ, то подходящим решением для уменьшения габаритов ЗРУ-10 кВ будет использование комплектной распределительной установки (КРУ).

Также в КРУ уже предложен стандартный набор электроустановок, необходимый для нормальной функциональности подстанции, отвечающий всем требованиям к электроснабжению. Данное решение облегчит выбор установок и уменьшит вероятность ошибки при выборе в блочных схемах.

Для проектируемой подстанции наилучшим решением будет использовать КРУ производства ОАО «Электроцит Самара». КРУ данной компании хорошо зарекомендовали себя на мировом рынке.

Для выбора конкретного КРУ необходимо провести проверку его оборудования аналогично проверке на высокой стороне подстанции.

Предварительно выберем КРУ-СЭЦ-70-10 с комплектацией оборудования представленной в таблице 5.6 [13].

Таблица 5.6 – Базовая комплектация КРУ-СЭЦ-70-10

Наименование и производитель	Характеристики
Коммутационные аппараты	
Выключатель вакуумный с электромагнитным (Э) или пружинномоторным (П) приводом ВВУ-СЭЦ-Э(П)-10-УУ/ZZZZ У2; производства ЗАО «ГК «Электроцит» -ТМ Самара» (г. Самара)	Тип привода: Э – электромагнитный, П – пружинно-моторный, 10 – номинальное напряжение, кВ; УУ – ток отключения и термической стойкости, кА: 20; 25; 31,5; 40. Ток электродинамической стойкости, кА: 42; 52,5; 66; 84. ZZZZ – номинальный ток, А: 1000; 1600; 2500; 3150; 4000

Продолжение таблицы 5.6

Трансформаторы тока	
<p>Опорные трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ двух-, трёх-, четырёхобмоточные: ТОЛ-СЭЩ-10-ХХ У2 производства ЗАО «ГК «Электроцит» - ТМ Самара» (г. Самара)</p>	<p>Номинальное напряжение 10 кВ. Номинальный вторичный ток 5 А. Номинальный первичный ток, А: 20, 30, 50, 75, 100, 150, 200, 300, 400– 1500, 1600-2000, А. Класс точности вторичной обмотки: для измерений: 0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5; для защиты: 5P; 10P.</p>
Трансформаторы тока нулевой последовательности	
<p>Трансформаторы тока нулевой последовательности ТЗЛК(Р)-СЭЩ-0,66 производства ЗАО «ГК «Электроцит» - ТМ Самара» (г. Самара)</p>	<p>Номинальное напряжение 0,66 кВ. Коэффициент трансформации 30/1, 60/1.</p>
Трансформаторы напряжения	
<p>Трехфазная антирезонансная группа измерительных трансформаторов напряжения НАЛИ-СЭЩ-6(10) со встроенным предохранительным устройством производства ЗАО «ГК «Электроцит» - ТМ Самара»</p>	<p>Номинальное напряжение, кВ: первичной обмотки 6; 10; вторичной обмотки 0,1. Классы точности основной вторичной обмотки: 0,2; 0,5; 1; 3.</p>
Трансформаторы собственных нужд	
<p>Трансформатор собственных нужд ТЛС-СЭЩ-ХХ/УУ У2 производства ЗАО «ГК «Электроцит» -ТМ Самара» (г. Самара)</p>	<p>ХХ – номинальная мощность, кВ·А: 25, 40, 63; УУ – класс напряжения, кВ: 6, 10.</p>

Даная ячейка КРУ имеет возможность размещения электроустановок под различные характеристики. Проведем расчет характеристик низкой стороны аналогично высокой стороне, и выберем соответствующие характеристики электроустановок.

Рассчитаем рабочий ток по формуле (5.1):

$$I_{\text{раб}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 879,8 \text{ А.}$$

Термическую стойкость найдем по формуле (5.2):

$$B_K = (5,76 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,12 + 0,03) = 4,97 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с.}$$

Электродинамическая стойкость и включающая способность проверяется по составляющим току КЗ:

$$I_{\text{п,0}} = 5,76 \text{ кА,}$$

$$i_{\text{уд}} = 14,67 \text{ кА.}$$

Отключающая способность проверяется по периодической и апериодической составляющей тока КЗ:

$$I_{\text{п,т}} = I_{\text{п,0}} = 5,76 \text{ кА.}$$

$$I_{\text{а,т}} = \sqrt{2} \cdot 5,76 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,03}} = 2,14 \text{ кА.}$$

По условиям выбора к установке подходит: выключатель ВВУ-СЭЩ-Э-10-20/1000 У2, трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10-1500 У2

Расчет мощности ТСН производится по формуле (5.8):

$$S_{\text{ТСН}} \geq K_c \cdot S_{\text{СН}}, \quad (5.8)$$

Для точного расчета и выбора ТСН необходимо рассчитать всех потребителей, включая освещение площадок ОРУ, ЗРУ и ОПУ. Подробный расчет приведен в разделе 9.

Так как соединение вторичной обмотки силового трансформатора «звезда с изолированной нейтралью», то установка трансформатора нулевой последовательности обязателен. С его помощью ведется контроль тока утечки релейной защитой.

По рассчитанным данным в таблице 5.7 проведем выбор оборудования на стороне 10 кВ.

Таблица 5.7 – Комплектация КРУ-СЭЩ-70-10

КРУ-СЭЩ-70-10	
Наименование	Характеристики
Выключатель вакуумный с электромагнитным приводом ВВУ-СЭЩ-Э-10-20/1000 У2	Номинальное напряжение – 10 кВ Ток отключения - 20 кА Максимальный рабочий ток - 1000 А
Измерительный трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10-1500 У2	Номинальное напряжение – 10 кВ Номинальный первичный ток 1500А
Трансформаторы тока нулевой последовательности ТЗЛК(Р)-СЭЩ-0,66	Номинальное напряжение 0,66 кВ.
Трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЩ-10	Номинальное напряжение, кВ: первичной обмотки 10; вторичной обмотки 0,1.

5.6 Выбор ошиновки

Ошиновка является токопроводящей частью ПС которое электрически связывает электроустановки подстанции.

Существует два вида ошиновки: гибкая и жесткая.

Жесткая ошиновка является более предпочтительной к установке, т.к. имеет большую механическую прочность, не создает провисов, и может

применяться на большее расстояние чем гибкая ошиновка с наименьшей деформацией.

Гибкая ошиновка применяется в тех случаях, когда жесткую ошиновку применять невозможно или затруднительно. Например, когда присоединение электроустановок имеют разный уровень, и гибкой ошиновке можно придать необходимую форму для качественного присоединения.

Как правило на ПС комбинируют два вида ошиновки.

5.6.1 Ошиновка ВН подстанции

Проведем выбор гибкой и жесткой ошиновки.

В качестве жесткой ошиновки рассмотрим ОЖК-35 кВ, с климатическим исполнением УХЛ и категорией размещения 1 [17].

Запишем расчетные данные для ВН условие выбора и технические данные выбранной ошиновки в таблицу 5.8, согласно СТО 56947007-29.060.10.163-2014 [5].

Таблица 5.8 – Проверка жесткой ошиновки ОЖК-35 кВ

ОЖК 35 кВ	Расчетные данные	Условие выбора	
$U_{\text{сет.ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$	По номинальному напряжению
$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} = 251,4 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$	По номинальному току
$I_{\text{вкл.ном}} = 128 \text{ кА}$ $i_{\text{вкл.ном}} = 128 \text{ кА}$	$I_{\text{п,0}} = 4,85 \text{ кА}$ $i_{\text{уд}} = 12,35 \text{ кА}$	$I_{\text{п,0}} \leq I_{\text{вкл.ном}}$ $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл.ном}}$	На электродинамическую стойкость
$B_{\text{К выкл}} = 375$ $\cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{К}} = 3,53$ $\cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{К}} \leq B_{\text{К выкл}}$	На термическую стойкость
УХЛ; 1	УХЛ; 1	-	Климатическое исполнение и категория размещения

Продолжение таблицы 5.8

$\vartheta_{max,в,г} = 16$	$\vartheta_{в,г} = 12$	$\vartheta_{max,в,г} \geq \vartheta_{в,г}$	Максимальный скоростной напор ветра при гололеде, м/с
$\vartheta_{max,в} = 32$	$\vartheta_{в} = 12$	$\vartheta_{max,в} \geq \vartheta_{в}$	Максимальный скоростной напор ветра, м/с
До 9	7	-	Сейсмичность района в баллах по шкале MSK-64

Результаты проверки показали, что использование данной ошиновки удовлетворяет требованиям.

Гибкая ошиновка выбирается по максимальному рабочему току и напряжению сети.

5.6.2 Ошиновка НН подстанции

На стороне 10 кВ выбор и проверка жесткой ошиновки проходит аналогично ВН.

Рассмотрим к установке ОЖК – 10 кВ [17].

Проведем проверку в таблице 5.9 используя расчетные данные для 10 кВ.

Таблица 5.8 – Проверка жесткой ошиновки ОЖК-10 кВ

ОЖК 10 кВ	Расчетные данные	Условие выбора	
		Условие выбора	Условие выбора
$U_{сет.ном} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$	По номинальному напряжению
$I_{ном} = 2500$ А	$I_{раб} = 879,8$ А	$I_{раб} \leq I_{ном}$	По номинальному току
$I_{вкл.ном} = 128$ кА $i_{вкл.ном} = 128$ кА	$I_{п,0} = 5,76$ кА $i_{уд} = 14,67$ кА	$I_{п,0} \leq I_{вкл.ном}$ $i_{уд} \leq i_{вкл.ном}$	На электродинамическую стойкость

Продолжение таблицы 5.6

$B_{K \text{ выкл}} = 375$ $\cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{c}$	$B_K = 4,97$ $\cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{c}$	$B_K \leq B_{K \text{ выкл}}$	На термическую стойкость
УХЛ; 1	УХЛ; 1	-	Климатическое исполнение и категория размещения
$\vartheta_{\text{max,в,г}} = 16$	$\vartheta_{\text{в,г}} = 12$	$\vartheta_{\text{max,в,г}} \geq \vartheta_{\text{в,г}}$	Максимальный скоростной напор ветра при гололеде, м/с
$\vartheta_{\text{max,в}} = 32$	$\vartheta_{\text{в}} = 12$	$\vartheta_{\text{max,в}} \geq \vartheta_{\text{в}}$	Максимальный скоростной напор ветра, м/с
До 9	7	-	Сейсмичность района в баллах по шкале MSK-64

Выбранная жесткая ошиновка удовлетворяет всем требованиям.

Для большей жесткости ошиновку закрепляют на опорные и проходные изоляторы.

Выбор изоляторов подстанции приведен в пункте ниже.

5.7 Выбор изоляторов

5.7.1 Выбор опорных изоляторов

Выбор опорных изоляторов, зависит от нескольких условий: климатических условий, категории размещения, габаритов, материал изолятора, механическая прочность на изгиб.

Механическое воздействие изолятора возникает в момент электродинамического воздействия тока КЗ.

Рассчитаем максимальную электродинамическую силу на ВН и НН по формуле (5.9):

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a} \cdot k_{\phi} \cdot k_{\text{расч}} \cdot l_{\text{пр}}, \quad (5.9)$$

где $a = 1,1$ ВН; $0,8$ НН – расстояние между фазами, м;

$l_{\text{пр}} = 3$ ВН; $2,5$ НН – длина пролета, м;

$k_{\text{расч}} = 1$ – коэффициент расположение проводников;

$k_{\text{ф}} = 1$ – коэффициент формы для круглых проводников;

$i_{\text{уд}} = 12,35$ кА ВН; $14,67$ кА НН – ударный ток 3-фазного к.з.

$$F_{\text{расч ВН}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{12350^2}{1,1} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 3 = 72 \text{ Н},$$

$$F_{\text{расч НН}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{14670^2}{0,8} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 2,5 = 82,6 \text{ Н}.$$

Проведем проверку опорного стержневого полимерного изолятора наружной установки на напряжение 35 кВ производства АО "НПО" ИОСК 3/35 УХЛ1 [18].

Рассчитаем для выбранного изолятора максимально допустимую силу воздействия на изгиб по формуле (5.10):

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} \cdot \frac{H_{\text{и}}}{H}, \quad (5.10)$$

где $F_{\text{разр}} = 3$ кН – разрушающая нагрузка на изгиб [18];

$H_{\text{и}} = 0,44$ – высота изолятора, м [18];

H – определяется из выражения (5.11):

$$H = H_{\text{и}} + b + \frac{h}{2}, \quad (5.11)$$

где $b = 1$ – условие закрепления шины;

h – диаметр шины, м [17].

$$H = 0,44 + 1 + \frac{0,08}{2} = 1,48 \text{ м},$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 3000 \cdot \frac{0,44}{1,48} = 535 \text{ Н}.$$

Максимально допустимая сила на изгиб изолятора намного больше электродинамической силы при КЗ, поэтому данный изолятор удовлетворяет условию.

Для 10 кВ выберем опорный изолятор того же производителя ОСК 3-10-2 УХЛ1 [18].

Проведем аналогичную проверку для напряжения 35 кВ:

$F_{\text{разр}} = 3 \text{ кН}$ – разрушающая нагрузка на изгиб [18];

$H_{\text{и}} = 0,13$ – высота изолятора, м [18];

$b = 1$ – условие закрепления шины;

h – диаметр шины, м [17].

$$H = 0,13 + 1 + \frac{0,05}{2} = 1,16 \text{ м,}$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 3000 \cdot \frac{0,13}{1,16} = 202 \text{ Н.}$$

Выбранный изолятор подходит к установке.

К установке на высокое напряжение подстанции принимается опорный изолятор ИОСК 3/35 УХЛ1, на низкое напряжение ОСК 3-10-2 УХЛ1.

5.8.2 Выбор проходных изоляторов

Условие выбора проходных изоляторов аналогичны методике опорных изоляторов, но без учета их габаритов.

Рассмотрим проходной трансформатор производства ОАО «БЭСТЭР комплект» ИП-10/1000-7,5 УХЛ2 [19].

$F_{\text{разр}} = 7,5 \text{ кН}$ – разрушающая нагрузка на изгиб [19];

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н,}$$

При $F_{\text{расч НН}} = 82,6 \text{ Н}$ данный проходной изолятор удовлетворяет требованиям и принимается к установке.

Вывод: в данном разделе был проведен выбор основного оборудования для объекта реконструкции, как на площадке ОРУ-35 кВ, так и в здании ЗРУ-10 кВ.

6 Релейная защита и автоматика подстанции

Для своевременного выявления и реагирования на неисправности, которые могут возникнуть на подстанции или приходящей линии, устанавливают средства релейной защиты. Данные устройства устанавливаются на подстанции и в постоянном режиме измеряют рабочий ток, напряжение, частоту сети. В случае изменения показаний, аппаратура релейной защиты фиксирует это и, если изменения превышают заданные уставки, адекватно реагирует, отключает повреждённый участок и сигнализирует об этом в пункт управления подстанции.

Часто бывает, что неисправности, вызывающие критические изменения в работе подстанции, имеют непостоянный характер и могут самоустраняться при отключении участка. Для такого случая в совокупности с релейной защитой устанавливаются системы автоматики (РЗА) такие, как автоматическое повторное включение (АПВ). Данное решение позволит спустя заданное время повторно включить участок и проверить его на работоспособность. В случае, когда неисправность вызвана устойчивым повреждением и отключённый участок отвечает за питание потребителей, в систему включают автоматический ввод резерва (АВР), т.е. отключенных потребителей переводят на резервный источник питания до устранения повреждения основной линии питания.

Основным преимуществом данной аппаратуры является её быстрое действие, которое человеку повторить невозможно. Поэтому наличие РЗА в системах электроснабжения является обязательным и необходимым.

На данной подстанции предусмотрим защиту следующего оборудования: шины и ошиновки, силовой трансформатор, линии электропередач.

Для защиты линий, шин и ошиновок электропередачи применяют максимальную токовую защиту (МТЗ) с выдержкой времени в совокупности с токовой отсечкой.

Защита силового трансформатора состоит из газовой защиты, которая устанавливается на заводе изготовителе, она контролирует состояние охлаждающего и изолирующего масла обмоток. В случае межвиткового КЗ, происходит активное разложение масла с выделением газа, которое газовое реле фиксирует и подает сигнал на отключение и оповещение. Для защиты от других внутренних повреждений трансформатора устанавливают дифференциальную защиту. Все эти защиты являются стандартными и обязательными.

Обеспечение всех защит будет выполняться на микропроцессорных блоках типа БМРЗ производства НТЦ «Механотроника», г. Санкт-Петербург [25]. Данное решение позволит сделать аппаратуру релейной защиты подстанции полностью взаимозаменяемой.

Расчет дифференциальной защиты силового трансформатора.

Как изложено выше, одной из защит силового трансформатора является дифференциальная защита с торможением (ДЗТ). Выполним ДЗТ на блоках БМРЗ-153-УЗТ [25].

Проведение расчётов уставок выполним с помощью методических указаний для БМРЗ [24] Для расчёта уставок необходимы следующие технические характеристики.

Характеристики трансформатора:

- тип - ТДНС-16000/35;
- схема и группа соединения обмоток - $Y_n/Y-0$;
- $S_{ном Т} = 16$ МВА - номинальная мощность;
- $U_{ВН} = 36,75$ кВ - номинальное напряжение стороны ВН;
- $U_{НН} = 10,5$ кВ - номинальное напряжение стороны НН;
- $U_k = 10$ % - напряжение короткого замыкания трансформатора.

Система регулирования напряжения:

- РПН в нейтрали ВН трансформатора;
- $n = 8$ - количество ступеней регулирования;
- $\Delta U = 1,5$ % - шаг регулирования напряжения.

Параметры ТТ:

- $K_{ТТ}^{ВН} = 60$ - коэффициент трансформации ТТ стороны ВН трансформатора;

- $K_{ТТ}^{НН} = 300$ - коэффициент трансформации ТТ стороны НН трансформатора.

Так как используемый трансформатор имеет стандартные характеристики, то уставки дифференциальной защиты примем по уже рассчитанным данным [24, таблицы 9.1;9.2].

Таблица 6.1 - Уставки дифференциальной защиты

Уставки	Обозначение	Значение
Номинальный ток ПТН для стороны ВН, А	$I_{НОМ ПТН}^{ВН}$	2,5
Номинальный ток ПТН для стороны НН, А	$I_{НОМ ПТН}^{НН}$	1,0
Ток срабатывания ДТО, о.е.	$I_{ДТО}$	6,0
Коэффициент сигнализации небаланса, о.е.	$K_{НБ}$	1,15
Начальный ток срабатывания ДЗТ, о.е.	$I_{ДЗТ нач}$	0,3
Коэффициент торможения 2-го участка ДЗТ	$K_{ТОРМ 2}$	0,44
Коэффициент торможения 3-го участка ДЗТ	$K_{ТОРМ 3}$	0,66
ИПБ, о.е.	$K_{ИПБ}$	0,15
Время ограничения длительности перекрёстного режима блокирования, с	$T_{ПБ}$	1,0
Начальный ток срабатывания "чувствительного" органа ДЗТ, о.е.	$I_{ДЗТ нач ч}$	0,3
Коэффициент торможения второго участка "чувствительного" органа ДЗТ	$K_{ТОРМ 2 ч}$	0,25
Коэффициент торможения третьего участка "чувствительного" органа ДЗТ	$K_{ТОРМ 3 ч}$	0,51

Вывод: выбранная релейная защита силовых трансформаторов подстанции на основе микропроцессорных блоках обеспечит надежную защиту данного узла от пагубных воздействий в случае аварийной ситуации.

7 Выбор оперативного тока

В аварийных случаях, когда питание вторичных цепей прекращается, включается резервное питание оперативного тока.

Согласно СТО 56947007-29.240.10.248-2017 [14] на ПС 35 кВ осуществляется системой оперативного постоянного тока (СОПТ) аккумуляторными батареями (АБ) 220 В.

Для резервного питания вторичных цепей применяется централизованная СОПТ с установкой минимум двух АБ с зарядным устройством.

СОПТ должно обеспечивать нормальное рабочее и резервное питание таких систем как:

- устройств РЗиА;
- коммутационной аппаратуры (КА);
- устройств связи и сигнализации РЗиА между собой и пунктом управления;
- устройств сбора информации подстанции;
- аварийного освещения помещений ПС.

Аккумуляторная батарея должна быть стационарной свинцово-кислотной закрытого типа, выполненная по ГОСТ 26881 и ГОСТ Р МЭК 60896-11.

К установке с учетом всех требований принимаются промышленные АБ Classic GroE. Данные АБ имеют высокий срок службы до 25 лет, тем самым являясь надежным решением.

Для реализации СОПТ, установку АБ произведем в здании ЗРУ и ОПУ. Т.к. устройство РУ-10 кВ выполняется в компактных и малогабаритных ячейках КРУ, то место под аккумуляторную будет освобождено заменой РУ низкой стороны.

Вывод: выбран постоянный оперативный ток напряжением 220 кВ, обеспечиваемый АБ, с оборудованием аккумуляторной в здании ЗРУ.

8 Освещение подстанции

Освещение подстанции является важной и обязательной частью в проектировании и реконструкции подстанции.

Согласно СТО 56947007-29.240.10.248-2017 [14] освещение делится на рабочее, аварийное и охранное.

Рабочим освещением является стационарное освещение объектов для проведения их ремонта и местного освещения.

Аварийным освещением снабжаются объекты и зоны, имеющие наиболее важный приоритет для работы ПС в аварийной ситуации. Для реализации аварийного освещения используются энергосберегающие светильники с высоким показателем светоотдачи. Аварийное освещение является обязательной к установке на ПС.

Охранное освещение устанавливается на подстанциях с охранной сигнализацией или имеющих подразделение охраны. Освещение должно охватывать 3-5 метров от ограждения ПС по всему периметру. Выполняется данное освещение отдельно от рабочего освещения с возможностью резервирования.

Установка освещения ведется согласно расчетам освещенности и предъявляемым требованиям на специальных опорах, молниеотводах, зданиях, мачтах или других высоких сооружений.

В документе СП 52.13330.2011 [15] прописаны основные правила и требования к освещенности различных зон и объектов от искусственного и естественного освещения.

8.1 Освещение площадки ОРУ

При замене оборудования ОРУ проведем замену и обновление осветительных устройств ПС.

Для качественной и показательной реконструкции освещения, произведем расчеты в 3D программе DIALux, согласно плану подстанции.

На ОРУ согласно требованиям [15] освещенность:

– газового реле, указателя масла, разъемных частей разъединителей – 100 лк;

– выводов трансформаторов и выключателей, кабельной муфты, разрядников, места управления разъединителями и выключателями – 50 лк.

При моделировании освещения ОРУ в целях экономии и энергосбережения распределения освещения будет происходить неравномерно. Освещение сосредоточится на электроустановках, ошиновке, кабельных траншеях, порталах и трансформаторах. Остальная незадействованная территория ОРУ освещается с меньшим порогом освещенности, равным 50 лк. Размер площадки ОРУ - 26x55м.

Смоделируем план освещенности согласно всем требованиям и рекомендациям в программе DIALux.

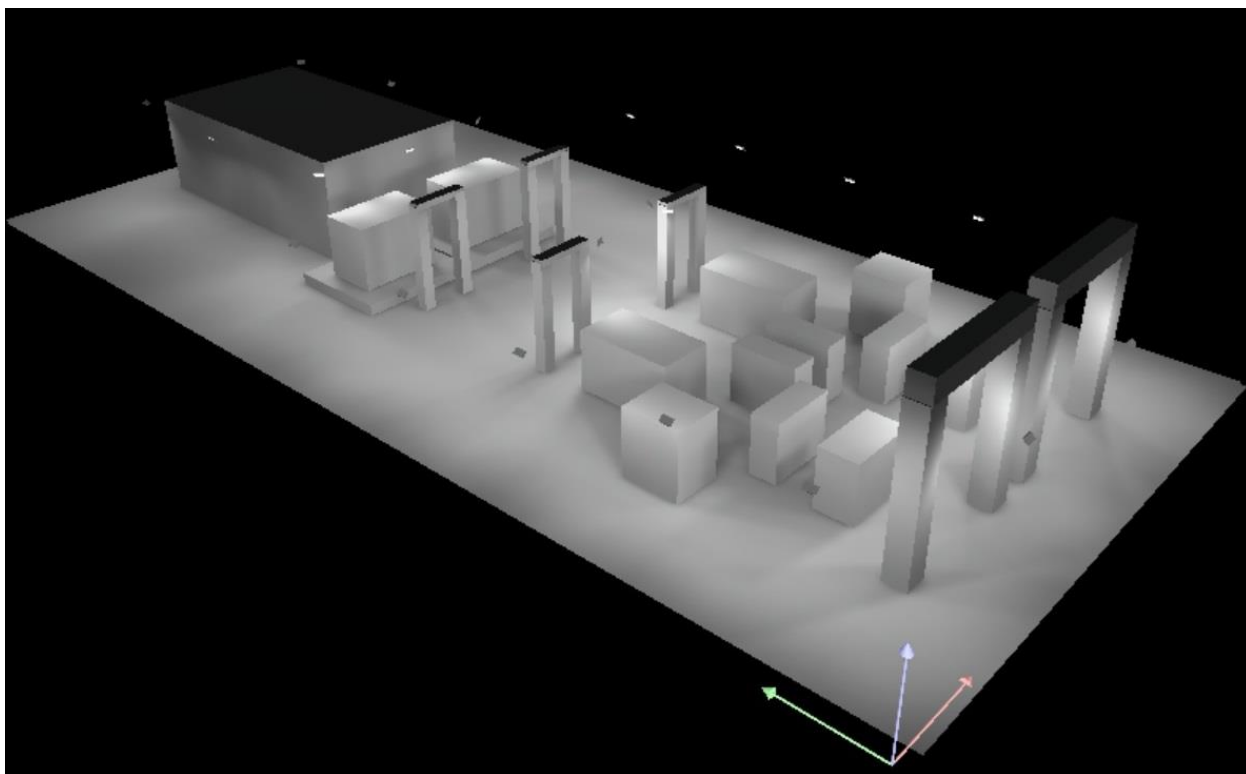


Рисунок 8.1 – 3D Модель площадки ОРУ в программе DIALux

Установка светильников будет производиться на мачтах освещения, которые входят в состав ограждения. Высота мачты 5 метров с выносом светильника на 1,5 метра. К зданию ЗРУ светильники крепятся на выносных кронштейнах. Дополнительно светильники устанавливаются к portalу и опорным изоляторам вблизи силовых трансформаторов.

Подробное расположение светильников представлено на рисунке 8.2.

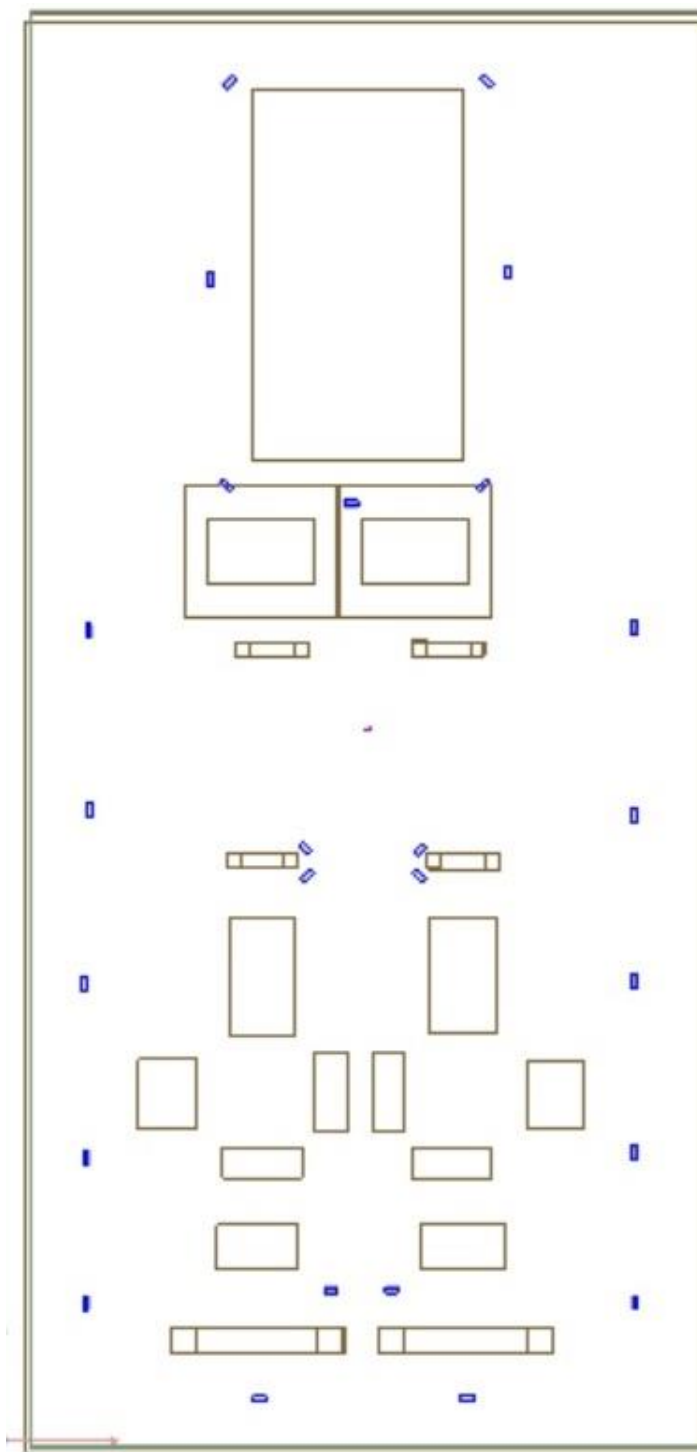


Рисунок 8.2 – Подробное расположение светильников на ОРУ

К установке принимаются светильники NSF-PW5-160-5K-LED производства NAVIGATOR [28]. Данные светильники являются светодиодными, уличной установки с защитой IP 55.

Всего на ОРУ будет установлено 25 светильников, 7 из которых установлены на здании ЗРУ и освещают периметр здания, 12 стоят на ограждении по периметру подстанции и освещают всю площадку ОРУ, 6 светильников освещают локальные места: приводы и щиты управления коммутационных установок.

На рисунке 8.3 изображены изолинии освещенности ОРУ в люксах.

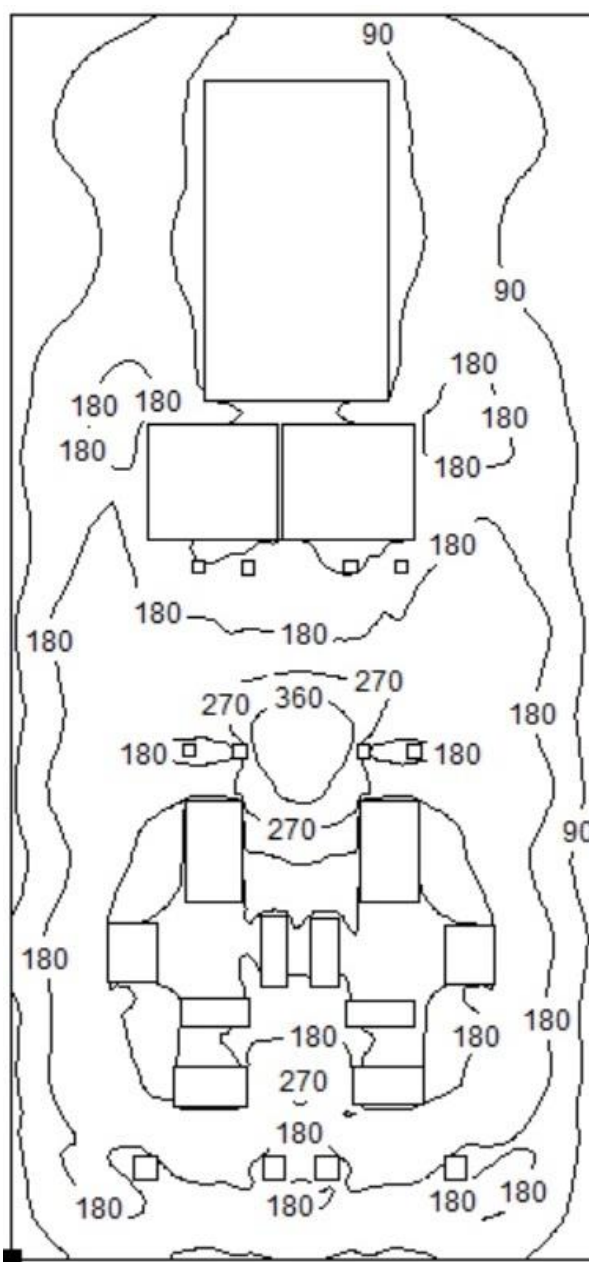


Рисунок 8.3 –Изолинии освещенности на ОРУ в люксах

Каждый светильник, установленный на отдельной матче будет иметь собственный выключатель и возможность управления в щитке собственных нужд (ЩСН) подстанции.

Рассчитаем суммарную нагрузку освещения площадки ОРУ по формуле (8.1), где мощность выбранного светильника 160 Вт:

$$P = N \cdot P_{\text{св}}, \quad (8.1)$$

$$P_{\text{ОРУ}} = 25 \cdot 160 = 4 \text{ кВт.}$$

Данное исполнение освещения ОРУ удовлетворяет требованиям к освещенности [15], имеет высокую энергоэффективность, высокую степень защиты от климатических воздействий и тем самым высокий срок службы.

8.2 Освещение здания ЗРУ и ОПУ

Так как ЗРУ 10 кВ и общеподстанционный пункт управления решено расположить в одном здании, которое эксплуатируется с начала ввода ПС в работу и является работоспособным, то произведем расчет освещения всего здания согласно требованиям [15].

В данном случае расположение светильников будет равномерным для равномерной освещенности помещения, с выполнением аварийного освещения в нештатных ситуациях.

Норма освещения ОПУ - 200 лк, ЗРУ – 150 лк. Примем норму 200 лк для всего здания с аварийным освещением 100 лк.

Проведем расчет в программе DIALux для здания размером 14x8м.

В качестве искусственного источника света примем к установке светодиодные потолочные светильники Navigator 61 444 DPO-03L-36-4K-IP20-LED производства NAVIGATOR [28].

Установка 3 рядов по 5 светильников дала изолинию освещенности, представленную на рисунке 8.4.

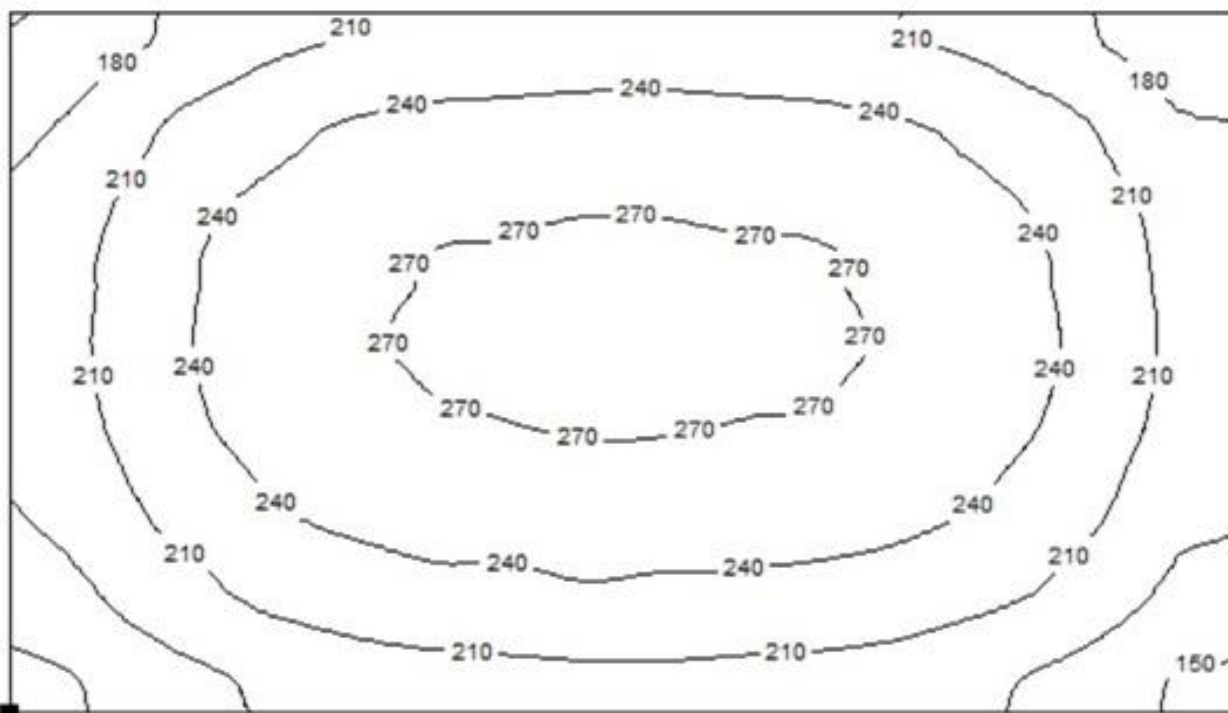


Рисунок 8.4 –Изолинии освещенности в здании ЗРУ в люксах

Подробное расположение светильников представлено на рисунке 8.5.

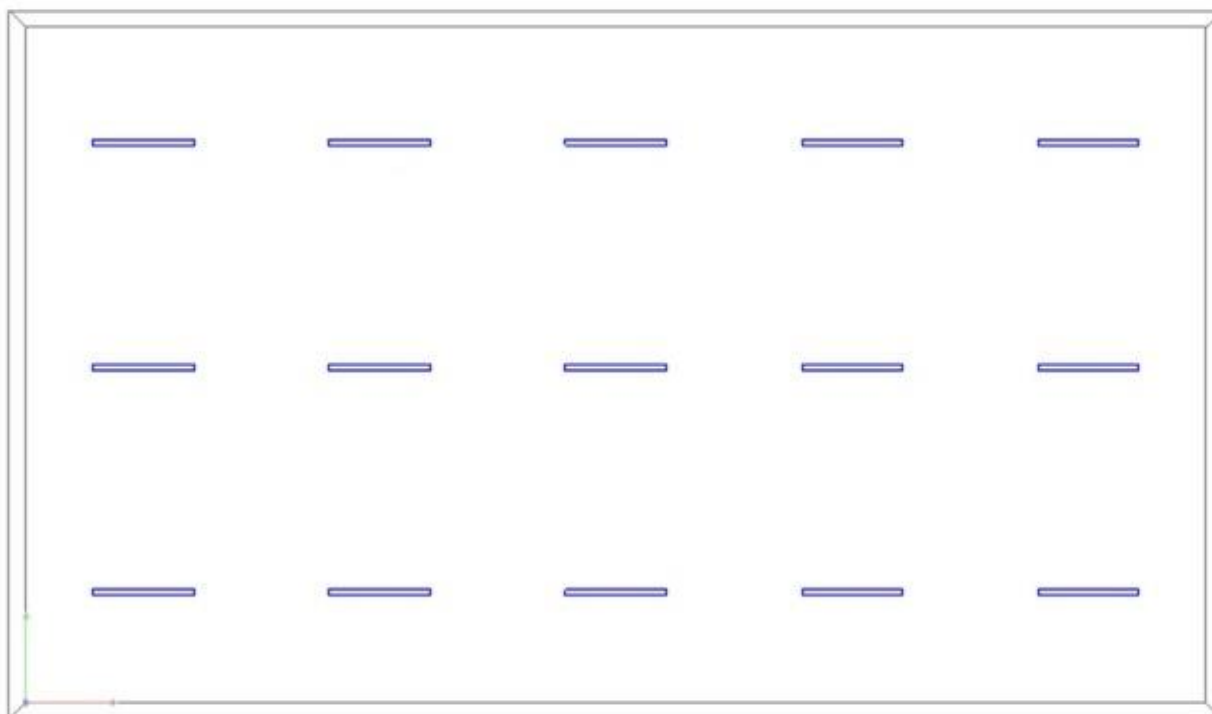


Рисунок 8.5 – Расположение светильников в здании ЗРУ

Для реализации аварийного освещения используем 8 светильников из 15 исключая их через один.

Наглядное расположение аварийного освещения представлено на рисунке 8.6.

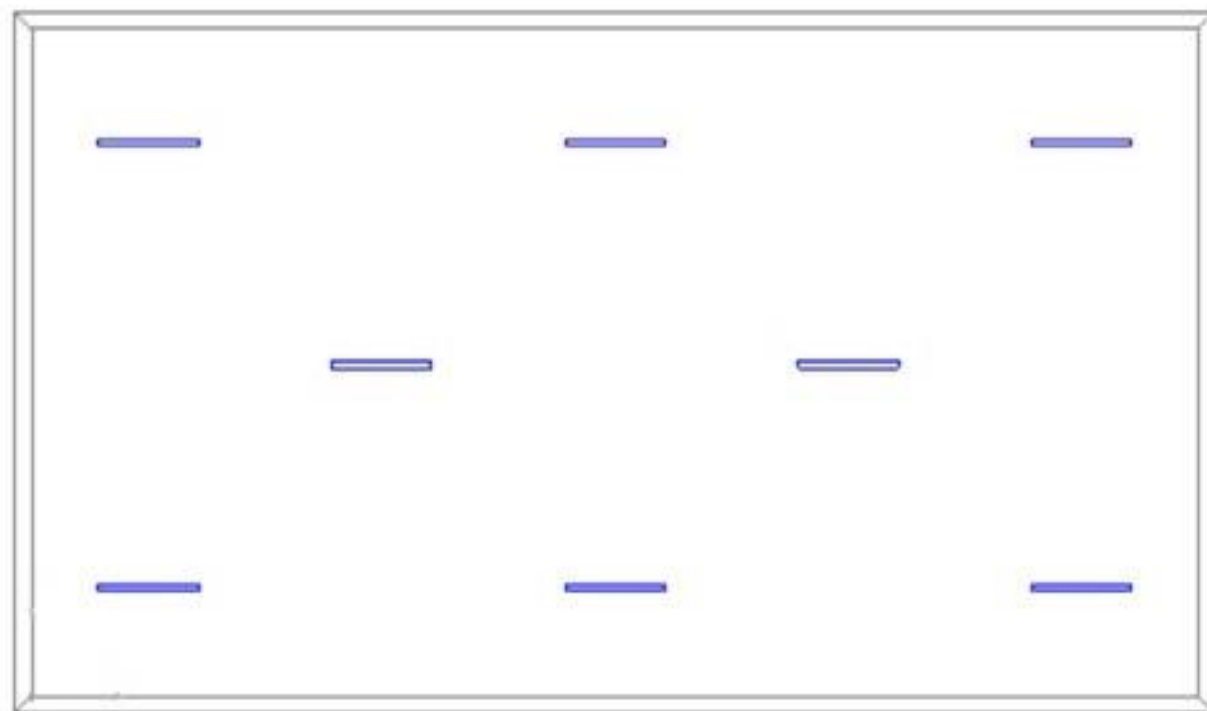


Рисунок 8.6 – Расположение аварийного освещения на основе рабочего в здании ЗРУ

Данное решение позволило получить изолинию освещенности, изображенную на рисунке 8.7.

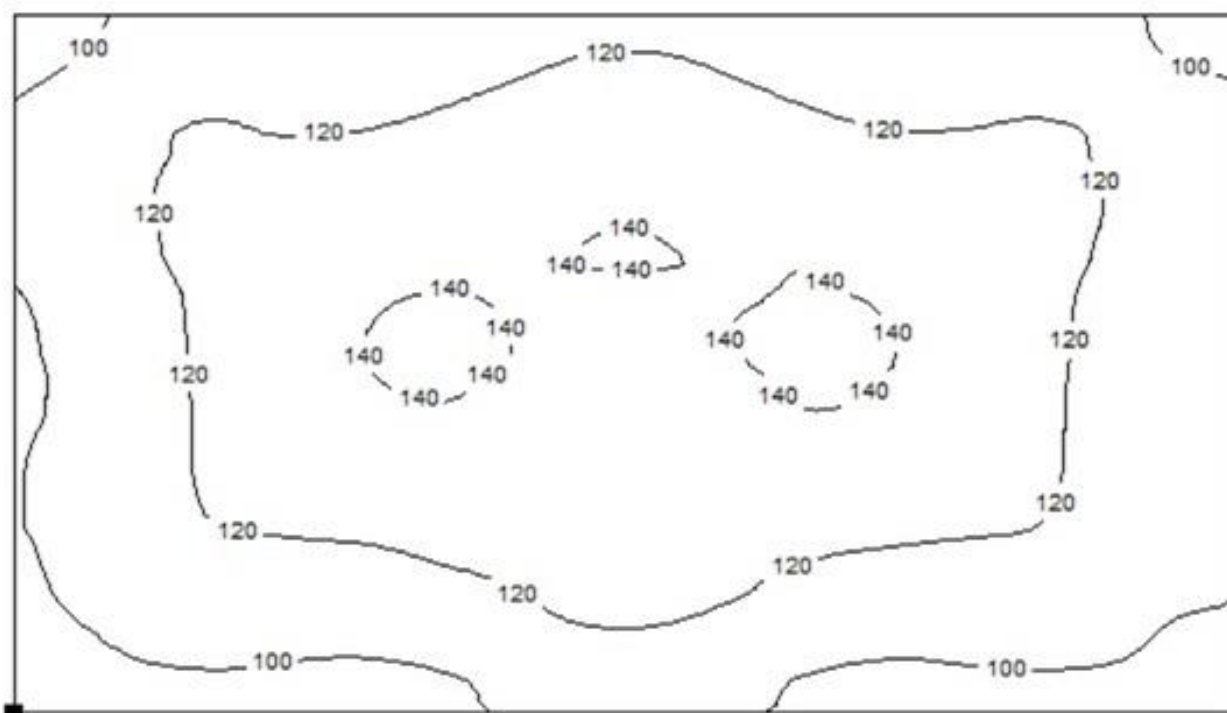


Рисунок 8.7 –Изолинии освещенности при аварийном освещении в здании ЗРУ в люксах

Установка 15 светильников Navigator 61 444 DPO-03L-36-4K-IP20-LED с мощностью каждого 36 Вт удовлетворяют условию освещенности для данного объекта. При подключении данных светильников, 8 светильников подключаются с возможностью питания от резервного источника энергии.

Рассчитаем потребляемую мощность освещения здания ЗРУ и ОПУ по формуле (8.1):

$$P_{\text{ЗРУ и ОПУ}} = 15 \cdot 36 = 0,54 \text{ кВт.}$$

Посчитаем суммарную мощность освещения подстанции по формуле 8.2:

$$P_{\Sigma \text{ освещ}} = P_{\text{ОРУ}} + P_{\text{ЗРУ и ОПУ}} = 4 + 0,54 = 4,54 \text{ кВт.}$$

Вывод: проведен расчет освещения согласно нормам СНиП и представлен вариант исполнения на открытой площадке, в здании ЗРУ и ОПУ с использованием энергоэффективных ламп производства NAVIGATOR.

9 Собственные нужды подстанции

Питание собственных нужд подстанции осуществляют трансформаторы собственных нужд (ТСН). Под собственными нуждами понимают освещение подстанции, охлаждение силовых трансформаторов, подогрев коммутационного оборудования, вентиляция ЗРУ, отопление здания ОПУ и ЗРУ, приводы выключателей и другие приемники, установленные на ПС для обеспечения её нормальной работы.

Ранее был выбран к установке КРУ-СЭЩ 10 кВ. Данное комплектное распределительно устройство предлагает к установке ТСН в одной из ячеек.

Для выбора мощности ТСН к установке рассчитаем суммарную мощность собственных нужд подстанции в таблице 9.1.

Таблица 9.1 - Расчет мощности потребителей ТСН приведены

Потребитель	Мощность, кВт
Система охлаждения силовых трансформаторов	2,3
Приводы систем РПН силовых трансформаторов	1,5
Обогрев приводов силовых выключателей на стороне 35 кВ	8,6
Обогрев шкафов КРУ	15
Отопление ЗРУ и ОПУ	11
Освещение (ОРУ+ЗРУ+ОПУ)	4,54
Зарядно-подзарядный агрегат АБ	19
Эксплуатационные нагрузки	25
Итого	86,3
Итого с учетом коэффициента загрузки $K_3=0,7$	61,1

В комплектации выбранного КРУ к установке предлагается ТСН типа ТЛС-СЭЩ, с мощностью 25;40;63 ВА. Примем к установке 2 трансформатора ТЛС-СЭЩ-63/10 У2.

Вывод: рассчитана мощность потребления оборудования обеспечивающее должное функционирование подстанции по которой выбрано два трансформатора собственных нужд типа ТЛС-СЭЩ-63/10 У2.

10 Молниезащита подстанции

Обеспечение защиты подстанции от грозовых воздействий является одним из основных требований ПУЭ [1].

Существует три категории надежности молниезащиты: 0,9; 0,99; 0,999.

В зависимости от частоты грозовых явлений местности, выбираем категорию.

Самарская область, в которой находится реконструируемая ПС, имеет активность грозовых явлений от 40 до 60 часов в год, что является умеренным показателем.

Категорию молниезащиты примем 0,9.

Рассмотрим молниезащиту на основе двух молниеотводов, установленных на портале и вблизи силовых трансформаторов. Приблизительное расстояние между стержнями 35 метров. Расположение по середине ширины ПС.

Высота защищаемых объектов достигает 5 метров по периметру подстанции. Размер ПС 26х55м.

Согласно рисунку 10.1 рассчитаем все данные и внесем их в таблицу 10.1.

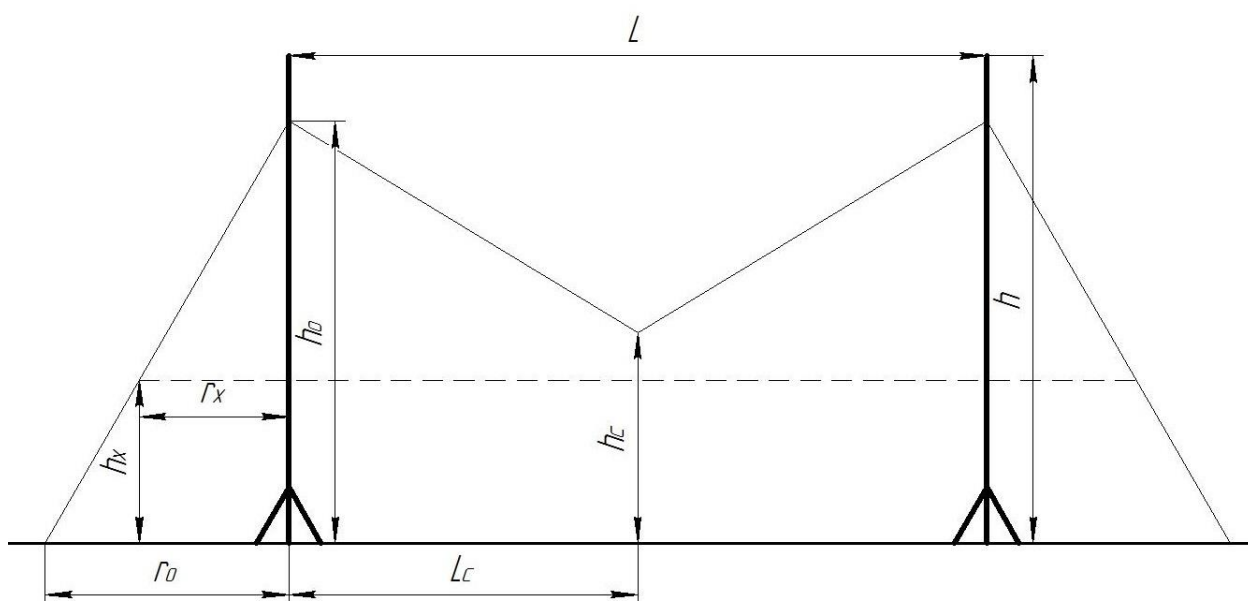


Рисунок 10.1 – Зона защиты двойного стержневого молниеотвода

- r_x - радиус на высоте защищаемого сооружения, м;
 r_0 - радиус защиты на уровне земли, м;
 h_0 - высота вершины конуса стержневого молниеотвода, м;
 h_c - высота провиса двух молниеотводов, м;
 h_x - высота защищаемого сооружения, м;
 h - полная высота стержневого молниеотвода, м;
 L - расстояние между двумя стержневыми молниеотводами, м;
 L_c - расстояние между провисом и стержнем, м.

Таблица 10.1 – Расчётные данные для молниезащиты

Надежность защиты	r_x	r_0	h_0	h_x	h_c	h	L	L_c
0,9	≥ 13	$r_0 = 1,2h$	$h_0 = 0,85h$	≥ 5	≥ 5	$h = L_{max}/5,75$	35	$L_c = 2,5h$

Примем $r_0 = 20$ м, тогда высота стержня $h = \frac{r_0}{1,2} = 17$ м.

Высота конуса:

$$h_0 = 0,85 \cdot 17 = 14 \text{ м.}$$

Рассчитаем максимальное расстояние стержней, расстояние провиса:

$$L_{max} = h \cdot 5,75 = 17 \cdot 5,75 = 98 \text{ м,}$$

$$L_c = 2,5h = 2,5 \cdot 17 = 42,5 \text{ м.}$$

Проверим, достаточна ли высота стержня по всем необходимым данным:

Высота провиса по формуле (10.1):

$$h_c = \frac{L_{max} - L}{L_{max} - L_c} \cdot h_0, \quad (10.1)$$

$$h_c = \frac{98 - 35}{98 - 42,5} \cdot 14 = 17 \text{ м.}$$

Высота стержня на основе формулы (10.2):

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (10,2)$$

$$r_x = \frac{20 \cdot (14 - 5)}{14} = 13.$$

Необходимый радиус на высоте защищаемого сооружения оказался равным требуемому радиусу для ПС.

Примем к установке два молниеотвода ВГН-20 [26], высотой 20 метров вблизи здания ЗРУ И ОПУ и на портале ввода.

Таким образом, в данном разделе были рассчитаны параметры молниезащиты, предназначенной для защиты подстанции от воздействия грозовых разрядов молнии. Выбранные конструктивные элементы обеспечивают надежную работу электрооборудования во время гроз.

Вывод: проведен анализ категории молниезащиты, на основе полученных результатов рассчитана молниезащита на базе двух молниеотводов. По полученным данным примем к установке два молниеотвода ВГН -20

11 Расчет системы заземления подстанции

Заземление подстанции, как других электроустановок, служит для безопасной эксплуатации электроустановок.

Под заземлением понимают соединение всех металлических частей корпусов электроустановок в один контур и соединение его с землей посредством заземлителей.

В случае нештатных ситуаций, при которых изоляция электроустановки пробита и начала пропускать ток на корпус, прикосновение человека к корпусу электроустановки будет менее рискованно для жизни, т.к. правильное заземление большую часть тока передаст в землю, а не через тело человека.

В связи с безопасностью жизни рабочего персонала наличие и расчёт заземления является обязательной частью подстанции.

Система заземления будет строиться на вертикальных металлических уголках 60х60х4мм, закопанных на 0,5 м в землю и сваренных между собой стальной полосой 60х4мм в земле.

Проведем расчет заземления согласно методике [16].

Допустимое сопротивление заземляющего устройства рассчитаем по формуле (11.1):

$$R_{\text{доп}} = \frac{R_{\text{грунт}}}{100} \cdot R_3, \quad (11.1)$$

где сопротивление заземлителя $R_3 = 4 \text{ Ом}$, сопротивление грунта для нашей местности $R_{\text{грунт}} = 30 \text{ Ом}$.

$$R_{\text{доп}} = \frac{30}{100} \cdot 4 = 1,2 \text{ Ом}$$

Рассчитаем удельное сопротивление вертикального заземлителя по формуле (11.2):

$$\rho_{\text{в}} = k_c \cdot R_{\text{грунт}}, \quad (11.2)$$

где $k_c = 1,5$, - коэффициент сезонности для вертикального заземлителя в климатической зоне III и глубиной заложения заземлителя 0,5 м.

$$\rho_{\text{в}} = 1,5 \cdot 30 = 45 \text{ Ом.}$$

По формуле (11.3) найдем сопротивление растекания вертикального заземлителя:

$$R_{\text{в}} = 0,298 \cdot \rho_{\text{в}} \cdot k_c, \quad (11.3)$$

$$R_{\text{в}} = 0,298 \cdot 45 \cdot 1,5 = 20,12 \text{ Ом.}$$

Определим количество вертикальных заземлителей, используя формулу (11.4):

$$n_{\text{в}} = \frac{R_{\text{в}}}{\eta_{\text{в}} \cdot R_{\text{доп}}}, \quad (11.4)$$

где $\eta_{\text{в}} = 0,61$ - коэффициент использования вертикальных заземлителей:

$$n_{\text{в}} = \frac{20,12}{0,61 \cdot 1,2} = 38,11 \text{ шт.}$$

Предварительно берем 38 штук вертикальных заземлителей.

Рассчитаем получившуюся длину горизонтального заземления с расстоянием между вертикальным заземлением $a = 3$ м по формуле (11.5):

$$l_{\text{г}} = a \cdot n_{\text{в}} = 3 \cdot 38 = 114 \text{ м.} \quad (11.5)$$

Удельное сопротивление горизонтального проводника рассчитаем аналогично вертикальному с $k_c = 2,5$, 11.2:

$$\rho_{\text{г}} = 2,5 \cdot 30 = 75 \text{ Ом.}$$

Сопротивления растекания горизонтального заземлителя определим по (11.6):

$$R_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\Gamma}}{l_{\Gamma}} \cdot \lg \frac{2l_{\Gamma}^2}{b \cdot t_o}, \quad (11.6)$$

где $b = 0,06$ м - ширина полосы горизонтального заземлителя, м;
 $t_o = 0,5$ м – глубина заложение вертикального заземлителя, м.

$$R_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot 75}{114} \cdot \lg \frac{2 \cdot 114^2}{0,06 \cdot 0,5} = 1,43 \text{ Ом.}$$

Сопротивление растеканию горизонтального заземлителя с учетом коэффициента использования $n_{\Gamma} = 0,24$ рассчитаем по формуле (11.7):

$$R_{\Gamma n} = \frac{R_{\Gamma}}{n_{\Gamma}} = \frac{1,43}{0,24} = 5,96 \text{ Ом.} \quad (11.7)$$

Сопротивление растеканию вертикального заземлителя с учетом горизонтальной полосы (11.8):

$$R_{\text{в,}\Gamma} = \frac{R_{\Gamma n} \cdot R_{\text{доп}}}{R_{\Gamma n} - R_{\text{доп}}} = \frac{5,96 \cdot 1,2}{5,96 - 1,2} = 1,5. \quad (11.8)$$

Уточним количество вертикальных заземлителей, используя $\eta_{\text{в}} = 0,44$, по формуле (11.9):

$$n_{\text{в}} = \frac{R_{\text{в}}}{\eta_{\text{в}} \cdot R_{\text{в,}\Gamma}} = \frac{20,12}{0,44 \cdot 1,5} = 30,5 \text{ шт} \quad (11.9)$$

Вывод: К установке принимается 31 вертикальный заземлитель, соединённый между собой горизонтальной полосой в земле на глубине 0,5 м. Расположение заземление – равномерное по всей территории ПС с интервалом между уголками 3 метра.

Заключение

Темой выпускной квалификационной работы была реконструкция действующей подстанции 35 кВ «Русские Выселки». Целью работы было проанализировать состояние подстанции и создать проект реконструкции, который будет удовлетворять всем требованиям к электроснабжению с соблюдением всех норм соответствующих документаций.

Проанализировав текущее состояние подстанции, выявили ряд проблем, которые требовали серьезной модернизации и тем самым высоких капитальных вложений. Главной проблемой ПС было старое оборудование и дефицит мощности. Поэтому было решено комплексно заменить оборудование ПС как на высокой, так и на низкой стороне.

Данный план реконструкции предлагает к установке 2 новых силовых трансформатора ТДНС-16000/35-У1, УХЛ1 тольяттинского производителя «Тольятти трансформатор». Высокую сторону РУ было решено исполнить открытого вида, низкую сторону закрытого, ЗРУ и ОПУ расположить в одном здании. Распределительные устройства 10 кВ выполнены в комплектных ячейках и шкафах (КРУ) с расчётом и выбором соответствующий аппаратуры. ОРУ исполнены блочным типом электроустановок с расчётом необходимых характеристик и выбором электроустановок согласно условиям.

Для обеспечения защиты подстанции от аварийных ситуаций и тем самым для удовлетворения условий надежности и бесперебойности произведен расчет необходимой релейной защиты и автоматики. РЗА решено выполнить на основе микропроцессорных технологий на базе блоков БМРЗ.

Для случая отключения питания собственных нужд от основного источника рассчитан оперативный ток с установкой аккумуляторных батарей. Смоделировано освещение всех площадок ПС, отвечающее всем требованиям к освещенности. Освещение основано на работе

энергоэффективных светильников производства NAVIGATOR. Рассчитаны нагрузки вторичных цепей и выбраны силовые трансформаторы собственных нужд для бесперебойного питания электрооборудования подстанции.

Заключительным этапом реконструкции был расчет молниезащиты подстанции, а также заземляющих устройств. Были выбраны конструктивные элементы молниезащиты и заземления; рассчитаны их параметры, необходимые для обеспечения надежной и безопасной работы электрооборудования и обслуживающего персонала.

Результатом ВКР является анализ текущих проблем подстанции и предложенный план реконструкции для их решения с удовлетворением требований надежности, бесперебойности, удобству и безопасности эксплуатации, качеству электроэнергии с возможностью дальнейшего развития.

Список используемых источников

1. Амперметр СА3020-S. Электроцит Самара. [Электронный ресурс]. URL: http://pribory-spb.ru/pribor_SA3020-ampermetr-tsifrovoy-shitovoy (дата обращения 14.04.2020).
2. Блок микропроцессорной релейной защиты БМРЗ-153-УЗТ-01. НТЦ «Механотроника». [Электронный ресурс]. URL: <http://www.mtrele.ru/files/filedoc/releynaya-zashita/bmrz-150/bmrz-153-uzt01.pdf> (дата обращения 13.04.2020).
3. Вакуумные выключатели. Электроцит Самара. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/vakuumnie-vykluchateli/vvn-seshch-35-27-5-kv/> (дата обращения 14.04.2020).
4. Жесткая ошиновка ОЖК. Т-Энергия. [Электронный ресурс]. URL: <http://t-energy.info/жесткая-ошиновка> (дата обращения 17.04.2020).
5. Комплектные распределительные устройства. Электроцит Самара. [Электронный ресурс]. URL: <https://electroshield.ru/catalog/komplektnyeraspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-63-6-10-kv/> (дата обращения 16.04.2018).
6. Молниеотводы на базе высокомачтовой опоры освещения с мобильной короной (ВГМ). Группа компаний «AMIRA». [Электронный ресурс]. URL: <http://www.amira.ru/products/molnieotvody-na-bazevysokomachtovyh-opor-osveshcheniya-vgm-vgn/> (дата обращения 16.04.2020).
7. Номенклатурный каталог. Тольяттинский трансформатор [Электронный ресурс]. URL: http://toltrans.ntrt.ru/images/showcase/catalogue_toltrans.pdf (дата обращения 13.04.2020)
8. Ограничители перенапряжений. Завод энергозащитных устройств. [Электронный ресурс]. URL: <http://opnzeu.ru/produkcziya.html> (дата обращения 20.01.2019).

9. Опорный изолятор ИОСК и ОСК. Изолятор. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.izolyator.ru/opor/iosk-3-35> (дата обращения 17.04.2020).
10. Правила устройства электроустановок. М: Энергоатомиздат, 2015. 330 с.
11. Промышленные аккумуляторы Classic GroE [Электронный ресурс]. URL: http://www.pea.ru/fileadmin/images/acb/pdf/Classic_GroE.pdf (дата обращения 15.04.2020).
12. Проходной изолятор ИП. БЭСТЭР комплект. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.bester54.ru/goods/index.php?section=7&subSection=52&type=goods> (дата обращения 17.04.2020).
13. Разъединитель РГП – 35 кВ. Электрощит Самара. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/razyediniteli-i-vla/razediniteli-paruzhnoy-ustanovki-35-kv/> (дата обращения 14.04.2020).
14. РД 34.20.178 Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения. М.: ЦНИИПромзданий, 2015. 108 с.
15. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. ЦПТИ ОРГРЭС, 2017. 69 с.
16. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* ОАО НИИСФ РААСН 2011. 124 с.
17. Степкина, Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учеб. -метод. пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования / Ю.В. Степкина, В.М. Салтыков. – Тольятти.: ТГУ, 2007.

18. СТО 56947007- 29.240.10.028-2009 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ ОАО ФСК ЕЭС, 2009. 96 с.
19. СТО 56947007-29.060.10.163-2014 Жёсткая ошиновка на номинальные напряжения 35-750 кВ. Типовые технические требования ОАО ФСК ЕЭС, 2014. 128 с.
20. СТО 56947007-29.240.10.248-2017 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ ОАО ФСК ЕЭС, 2017. 135 с.
21. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-1150 кВ. Типовые решения. ОАО ФСК ЕЭС, 2007. 131 с.
22. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-1150 кВ. Типовые решения. ОАО ФСК ЕЭС, 2007. 131 с.
23. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. ОАО ФСК ЕЭС, 2010. 128 с.
24. СТО ДИВГ 055-2013. Стандарт организации НТЦ «Механотроника». Трансформаторы и автотрансформаторы 35-220 кВ. Дифференциальная защита. НТЦ «Механотроника», 2013.
25. ТИ 109-2016. Техническая Информация. Применение схем с микропроцессорными терминалами БМРЗ-150(120); SEPAM 1000+; «СИРИУС»; TOP-200; БЭ2502 на постоянном оперативном токе для шкафов КРУ 10 (6) кВ серий СЭЩ-63 и СЭЩ-61М. Электрощит Самара. 2016.
26. Трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ. Электрощит Самара. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/tol-seshch-10-20-35/> (дата обращения 15.04.2020).
27. Федеральная служба государственной статистики [Электронный ресурс]. URL: <https://www.gks.ru> (дата обращения 02.04.2020).

28. B. Bhalja, R. P. Maheshwar, N. Chothani. Protection and Switchgear, 1st Edition. Oxford: Oxford University Press, 2016. 576 p.
29. Colin Bayliss, Brian Hardy. Transmission and Distribution Electrical Engineering. Elsevier Science, 2011. 915 p.
30. L. Ulf and G. Philbin. General relativity in electrical engineering New J. Phys., 2006. 247 p.
31. NAVIGATOR. Каталог продукции [Электронный ресурс]. URL: <http://www.navigator-light.ru/svetilniki/> (дата обращения 16.04.2020).
32. S.A. Daza. Electric Power System Fundamentals. London: Artech House, 2016. 388 p.
33. Wai- Kai Chen. The Electrical Engineering Handbook. Academic Press, 2004. 1018 p.