

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 ПС 110 кВ «Автозапчасть» в Ульяновской области»

Студент

А.Э. Гомцял

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

д.т.н., профессор, А.А. Кувшинов

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

Консультант

к.п.н., доцент, А.В. Кириллова

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

Тольятти 2020

АННОТАЦИЯ

Тема выпускной квалификационной работы: «Реконструкция электрической части подстанции 110 кВ «Автозапчасть» в Ульяновской области». Работа состоит из пояснительной записки на 63 страниц, введения, 12 таблиц, 6 рисунков, девяти глав, списка из 32 источников литературы.

Ключевым вопросом выпускной работы является выбор электрооборудования реконструируемой подстанции 110 кВ Автозапчасть. Затронута проблема расчета уставок релейной защиты, молниезащиты электрооборудования, расчета защитного заземления.

Целью работы является разработка проекта реконструкции электрической части подстанции 110 кВ Автозапчасть в Ульяновской области.

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы проведены анализ действующего электрооборудования на остаточный ресурс и проверочный расчет режимов работы электрической части подстанции. Для выбора и проверки электрооборудования по допустимым параметрам произведен расчет токов короткого замыкания. Выбрано новое современное электрооборудование электрической части подстанции в соответствии с современными требованиями надежности, электробезопасности и энергоэффективности.

ABSTRACT

This thesis project is devoted to the reconstruction of the 110 kV electrical part of the Avtozapchast substation caused by the comprehensive modernization of the electrical power system of the Ulyanovsk region.

The final draft includes an explanatory note on 63 pages, an introduction, 12 tables, 6 figures, nine chapters, a list of 32 literature sources.

The key issue of the final work is the choice of electrical equipment of the reconstructed substation 110 kV Avtozapchast spare part. The problem of calculating the settings of relay protection, lightning protection of electrical equipment, calculation of protective grounding is touched.

The aim of the work is to develop a project for the reconstruction of the 110 kV electrical part of the Avtozapchast substation parts in the electrical power system Ulyanovsk region.

In the process of performing final qualification work, an analysis of the existing electrical equipment for the residual life and a check calculation of the operating modes of the electrical part of the substation were carried out. To select and check the electrical equipment for acceptable parameters, the calculation of short circuit currents is performed. New modern electrical equipment of the electrical part of the substation was selected in accordance with modern requirements of reliability, electrical safety and energy efficiency.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 Общие сведения об объекте реконструкции	7
1.1 Существующая электрическая часть подстанции 110 кВ.....	8
1.2 Технические условия на реконструкцию подстанции	9
1.3 Технические решения при реконструкции подстанции 110 кВ	10
2 Существующие и прогнозируемые электрические нагрузки подстанции ...	12
3 Выбор силовых трансформаторов	18
4 Расчет токов короткого замыкания	19
5 Выбор оборудования электрической части подстанции 110 кВ	28
6 Выбор системы оперативного тока подстанции 110 кВ	39
7 Расчет релейной защиты силовых трансформаторов.....	41
8 Защита от перенапряжения и ПУМ.....	52
9 Расчет заземления зданий и сооружений подстанции 110 кВ.....	55
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	59
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ И ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	60

ВВЕДЕНИЕ

Система электроснабжения является основополагающей отраслью экономики определяющая ее развитие. Современное общество значительно зависит от доступности к электрической энергии, а также от надежности системы электроснабжения.

В 21 веке наблюдается высокая степень урбанизации, которая связана с перемещением населения из сельских поселений и небольших городов в крупные города с хорошо развитой инфраструктурой, что приводит к увеличению электрических нагрузок на существующую электрическую сеть крупных городов. Необходимо отметить, что увеличение численности населения крупных городов подталкивает на развитие самих городов, так как требуется новые жилые здания и административные сооружения для обеспечения нормальных условий жизни в крупных городах, что приводит к строительству новых жилых комплексов, которые включают в себя полный комплекс инфраструктурных строений, направленных на обеспечение нормальных условий проживания большого количества людей на небольшой территории, это больницы, детские сады, школы, торговые центры, спортивные клубы и так далее.

Строительство подобных жилых комплексов непосредственно зависит от своевременного подключения к электрическим сетям с обеспечением соответствующей категории электроснабжения.

Тема данной выпускной квалификационной работы – «Реконструкция электрической части подстанции 110 кВ «Автозапчасть» в Ульяновской области».

Актуальность темы – в том, что электрическая часть подстанций, представляет собой сложную систему и должна соответствовать современным требованиям надежности, электробезопасности и энергоэффективности для обеспечений своевременного подключения новых потребителей. Особенно актуальными являются вопросы надежности и

безопасности. В данной работе наглядно показан пример расчета проекта реконструкции электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ Автозапчасть.

Техническая и практическая значимость работы заключаются в том, что согласно данному проекту возможно провести реальную реконструкцию электрической части подстанции 110 кВ. Замена изношенного и устаревшего оборудования приведет к снижению риска аварийности и амортизационных расходов.

Технико-экономическая целесообразность работы обусловлена тем, что после осуществления реконструкции снизится аварийность, производственный травматизм, недоотпуск электроэнергии и связанные с вышеперечисленным экономические убытки и издержки.

Для решения поставленной цели необходимо в ходе выполнения ВКР решить следующие задачи:

- 1) Провести анализ оборудования действующей электрической части на остаточный ресурс;
- 2) Определить максимальные нагрузки электрической части ПС и провести проверку силовых трансформаторов по допустимой загрузке;
- 3) Произвести расчет токов короткого замыкания;
- 4) Выбрать и проверить электрооборудование электрической части подстанции;
- 5) Выбрать устройства релейной защиты и автоматики, рассчитать уставки защит;
- 6) Разработать мероприятия по обеспечению безопасности эксплуатационного и ремонтного персонала.

1 Общие сведения об объекте реконструкции

В данной работе рассчитывается проект реконструкции электрической части подстанции (ПС) 110/10 кВ предприятия Автозапчасть в Ульяновской области. Данная ПС введена в эксплуатацию в 1976 году, установлено два силовых трансформатора марки ТДН –16000/110.

ОРУ-110 кВ выполнено по схеме – «Два блока с отделителями (ОД) и короткозамыкателями (КЗ) на 110 кВ в цепях по высокой стороне силовых трансформаторов и неавтоматической перемычкой со стороны линии ВЛ-110 кВ». Установлены разъединители РНДЗ-110/630, трансформаторы тока ТТ-110-200/5, трансформаторы напряжения вентильные разрядники РВС-110, отделители ОД-110. Часть действующего оборудования ОРУ-110 кВ установлена в 1995 году [10].

ЗРУ-10 кВ выполнено по схеме – «секционированная выключателем система шин». От каждой шины 10 кВ запитано по одному трансформатору собственных нужд. От шин ЗРУ 10 кВ отходят 8 питающих линий к потребителям первой, второй и третьей категории по обеспечению надежности электроснабжения [15].

В цепи линий установлены аппараты, необходимые для эксплуатационных включений и отключений линий, для их отключений при чрезмерных перегрузках и коротких замыканиях, а также для отсоединения аппаратов линий от сборных шин или от сети при их ремонтах.

Силовые выключатели предназначены для отключения рабочих токов и токов короткого замыкания [6]. На стороне 10 кВ установлены выключатели: ВМП – 10/630 (фидерные выключатели).

Разъединители применяются для снятия напряжения с цепи при отключенной нагрузке [6]. На стороне 10 кВ установлены разъединители РВ-10- 630 [14].

Трансформаторы тока относятся к измерительным трансформаторам и предназначены для расширения предела измерения измерительных приборов,

а в высоковольтных цепях, кроме того, для изолирования приборов и реле от высокого напряжения [6]. На стороне 10 кВ установлены трансформаторы тока ТПОЛ-10/1500 (шинные и секционные ЗРУ 10 кВ); ТПЛ-10/100..500 (на фидерах ЗРУ 10 кВ) [14].

Трансформаторы напряжения являются масштабными преобразователями и предназначены для питания напряжением 100 В электроизмерительных приборов, цепей защиты автоматики и сигнализации [11]. Трансформаторы напряжения изолируют цепи напряжением до 1000 В от цепей напряжением выше 1000 В. На стороне 10 кВ установлены трансформаторы тока ЗНОЛ-10 (на шинах ЗРУ 10 кВ) [14].

Разрядники предназначены для защиты электрического оборудования от внешних и внутренних перенапряжений [11]. На стороне 10 кВ установлены разрядники РВ-10 (на шинах ЗРУ 10 кВ) [14].

Токоведущие части электроустановок крепят и изолируют друг от друга и по отношению к земле при помощи изоляторов [15]. Трансформаторы собственных нужд предназначены для энергообеспечения потребителей собственных нужд подстанции [15]. На подстанции установлены два трансформатора собственных нужд марки ТМ – 100-10/0,4 [14].

1.1 Существующая электрическая часть подстанции 110 кВ

Проведя анализ действующей однолинейной схемы ПС 110/10 кВ, делаем вывод о том, что технологически устарело следующее оборудование электрической части: масляные выключатели 10 кВ, вентильные разрядники 110 и 10 кВ. На отходящих фидерах ЗРУ 10 кВ, для обеспечения надежной защиты от перенапряжений и безопасности выполнения работ по ремонту и обслуживанию, требуется установка дополнительных ОПН и заземляющих разъединителей; также требуется установка дополнительных трансформаторов тока для подключения микропроцессорной релейной

защиты отходящих линий 10 кВ. Возможна установка энергоэффективных силовых трансформаторов для питания собственных нужд подстанции [9].

1.2 Технические условия на реконструкцию подстанции

Остаточным ресурсом называют запас возможной наработки оборудования после момента контроля его технического состояния (или ремонта), в течение которого обеспечивается соответствие требованиям НТД всех его основных технико-эксплуатационных показателей и показателей безопасности.

Остаточный ресурс (в процентах) всего установленного оборудования электрической части определяем по формуле [16]:

$$T_{ост} = \frac{T_{ном} - T_{факт}}{T_{ном}} \cdot 100 \%, \quad (1.1)$$

где $T_{ном}$ – номинальный ресурс оборудования согласно паспорту, лет;

$T_{факт}$ – фактический ресурс оборудования на данный момент, лет.

Ведомость основного оборудования электрической части и его остаточный ресурс представлены в таблице 1.1. Например, для силовых трансформаторов 110/10 кВ остаточный ресурс составит:

$$T_{ост} = \frac{25 - 40}{25} \cdot 100 = -60 \%,$$

Так как расчетное значение отрицательно, то остаточный ресурс отсутствует. Анализ электрооборудования на остаточный ресурс сведем в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 – Анализ электрооборудования на остаточный ресурс

Диспетчерское наименование	Марка	Год ввода в работу	Срок службы, лет		Остаточный ресурс, Т ост %
			Т ном	Т факт	
ТДН-16000/110	ТДН-16000/110-У1	1980	25	40	отсутствует
РНДЗ-110	РНДЗ-110/630-У1	1980	25	40	отсутствует
ТТ-110	ТТ-110-200/5-У1	1992	25	28	отсутствует
НАМИ-110	НАМИ-110-200-У1	1980	25	40	отсутствует
РВС-110	РВС-35-У1	1980	25	40	отсутствует
УРЗН-35	УРЗН-35-200-У1	1980	25	40	отсутствует
ТМ-100/10	ТМ-100/6-У1	1980	25	40	отсутствует
ВМП- 10	ВМП-10-630-У1	1995	25	25	отсутствует
РВ-10	РВ-10-630-У1	1995	25	25	отсутствует
ТПОЛ-10	ТПОЛ-10/1500-У1	1995	25	25	отсутствует
ТПЛ-10	ТПЛ-10/100..500-У1	1995	25	25	отсутствует
ЗНОЛ-10	ЗНОЛ-10-У1	1995	30	25	16,7
ПКТ-10	ПКТ-10-50/50-2,5-У1	1995	30	25	16,7
РВС-10	РВС-10-У1	1995	25	25	отсутствует
ИОР-10	ИОР-10-У1	1995	30	25	16,7

Если остаточный ресурс меньше 30%, требуется замена оборудования вследствие износа [16]. Проанализировав оборудование электрической части на остаточный ресурс, можно сделать вывод, за время эксплуатации большая часть электротехнического оборудования ПС 110/10 кВ выработала свой ресурс и нуждается в замене на новое.

1.3 Технические решения при реконструкции подстанции 110 кВ

1) Реконструкция электрической части ПС вызвана необходимостью замены устаревшего и изношенного оборудования новым и современным, удовлетворяющим актуальным требованиям электробезопасности и

энергоэффективности. Итого оборудование, подлежащее замене вследствие устаревания: масляные выключатели, вентильные разрядники, трансформаторы собственных нужд, разъединители, силовые трансформаторы;

2) Оборудование релейной защиты и автоматики выполнено на основе устаревших электромеханических реле с высокой степенью износа, отмечены ложные срабатывания защит;

3) Сопротивление контура заземления ПС составляет 0,557 Ом и превышает допустимые, согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ) 0,5 Ом для ПС с заземленной нейтралью силовых трансформаторов по стороне ВН [12];

4) На отходящих фидерах ЗРУ 10 кВ, для обеспечения надежной защиты от перенапряжений и безопасности выполнения работ по ремонту и обслуживанию, требуется установка дополнительных ОПН и заземляющих разъединителей. С целью исключения (уменьшения) явления самоиндукции при отключении вакуумными выключателями потребителей, на отходящих фидерах также требуется установка дополнительных ОПН. Требуется установка дополнительных трансформаторов тока для подключения микропроцессорной релейной защиты отходящих линий 10 кВ. Таким образом, необходимо выбрать современные КРУ для установки на фидерах 10 кВ с указанным выше дополнительным оборудованием.

Вывод по разделу: в данной работе необходимо рассчитать проект реконструкции электрической части подстанции 110/10 кВ, позволяющий устранить указанные недостатки действующей электрической части.

2 Существующие и прогнозируемые электрические нагрузки подстанции

Для выбора и проверки элементов электрической части ПС, а также уставок релейной защиты целесообразно рассмотреть режим максимальных нагрузок и режимы короткого замыкания. Исходными данными для определения нагрузок ПС являются данные часового электропотребления по секциям шин 10 кВ, согласно данным контрольных замеров зимних максимумов нагрузок ПС [14].

Проведем графический анализ суточных графиков нагрузок по данным зимнего контрольного замера ПС 110 кВ Автозапчасть.

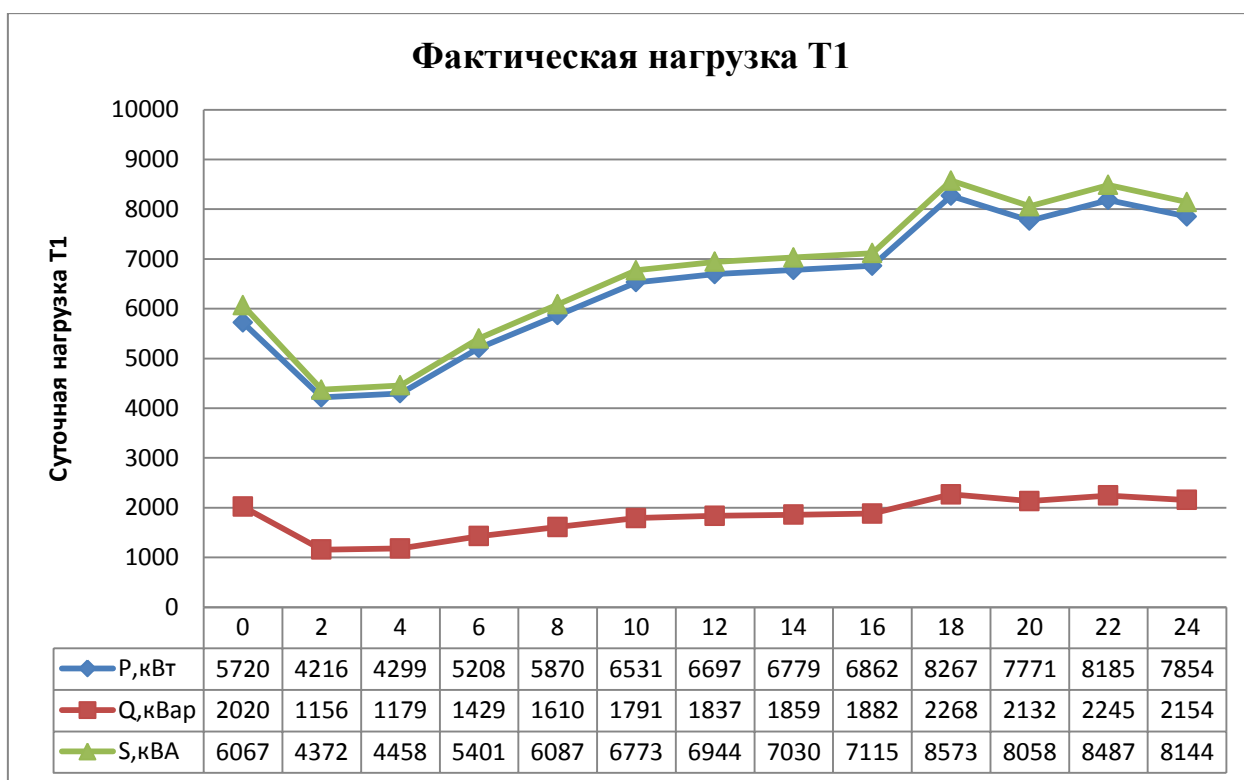


Рисунок 2.1 – Фактическая нагрузка на силовой трансформатор Т1 ПС 110 кВ



Рисунок 2.2 – Фактическая нагрузка на силовой трансформатор Т2 ПС 110 кВ

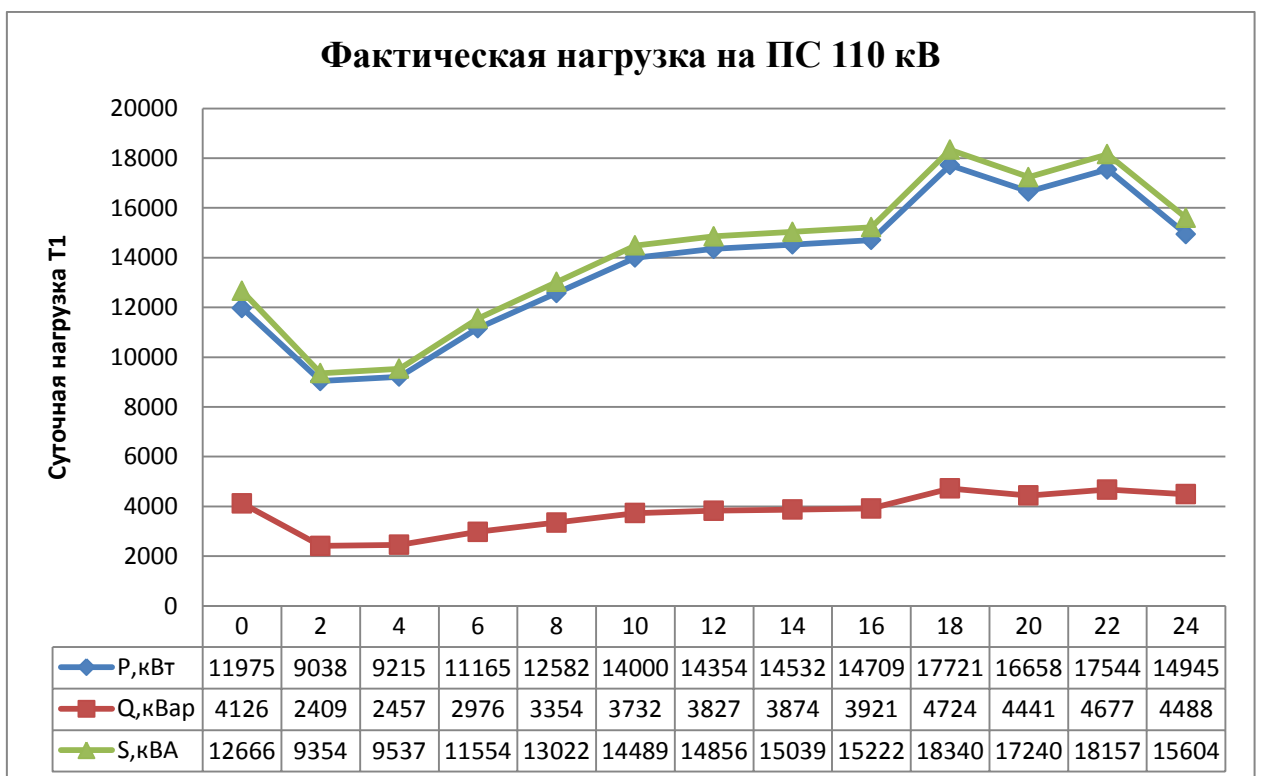


Рисунок 2.3 – Суммарная фактическая нагрузка на силовые трансформаторы ПС 110 кВ

Максимум нагрузки наблюдается в 18.00. Итого, расчетные мощности, согласно контрольным замерам:

$$P_{max}= 17721 \text{ кВт}; Q_{max}= 4724 \text{ квар}; S_{max}= 18340 \text{ кВА.}$$

Проведем проверку действующих силовых трансформаторов по допустимой нагрузке. Требуемая мощность силовых трансформаторов определяется по формуле:

$$S_m \geq K_{з.н.} \cdot S_{р.к.} \quad (2.1)$$

где $K_{з.н.}$ – нормативный коэффициент загрузки силовых трансформаторов для двухтрансформаторной подстанции, согласно ГОСТ 14209-85, $K_{з.н.} = 0,7$;

$S_{р.к.}$ – расчетная мощность потребителей с учетом компенсации реактивной мощности, кВА.

$$S_T \geq 0,7 \cdot 18340 = 12838 \text{ кВА};$$

$$S_T = 16000 \text{ кВА} \geq 12838 \text{ кВА.}$$

Таким образом, действующие силовые трансформаторы марки ТДН-16000/10 мощностью по 16000 кВА проходят проверку по допустимой нагрузке Т1 и Т2.

В 2022 году планируется подключение новых потребителей в соответствии в связи с развитием городского района примыкающего к ПС 110 Автозапчасть. В соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение к электрическим сетям 10 кВ увеличение нагрузки на ПС 110 кВ Автозапчасть составит около 8 МВт с возможным дальнейшим увеличением до 10 МВт. Исходя из имеющейся информации, проведем графический анализ ожидаемых нагрузок.

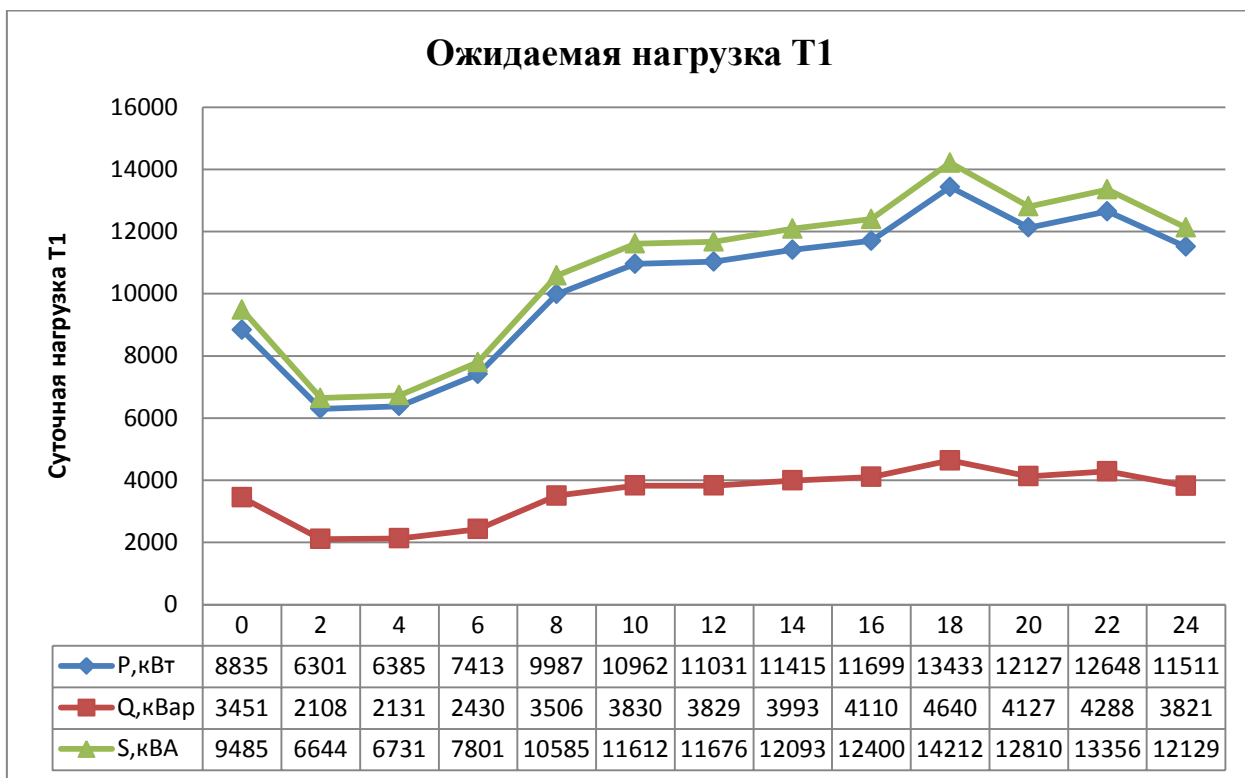


Рисунок 2.4 – Ожидаемая нагрузка на силовой трансформатор Т1 ПС 110 кВ

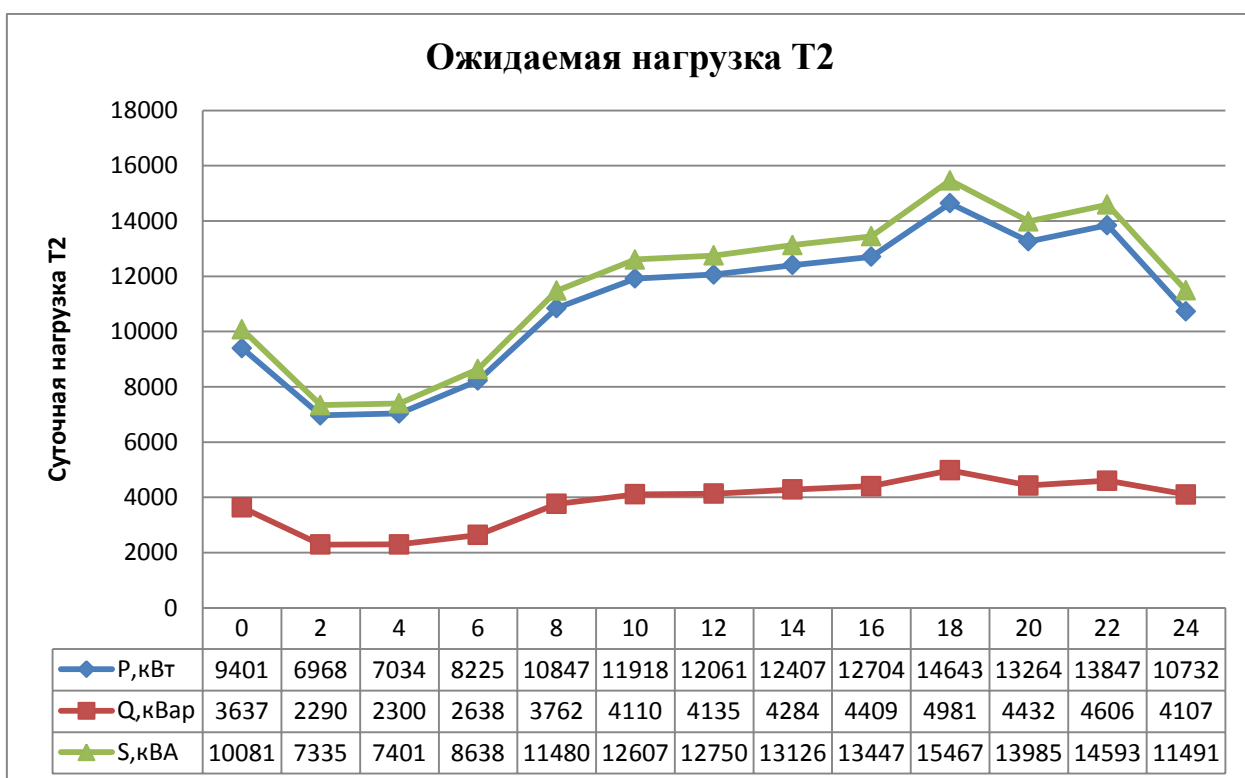


Рисунок 2.5 – Ожидаемая нагрузка на силовой трансформатор Т2 ПС 110 кВ

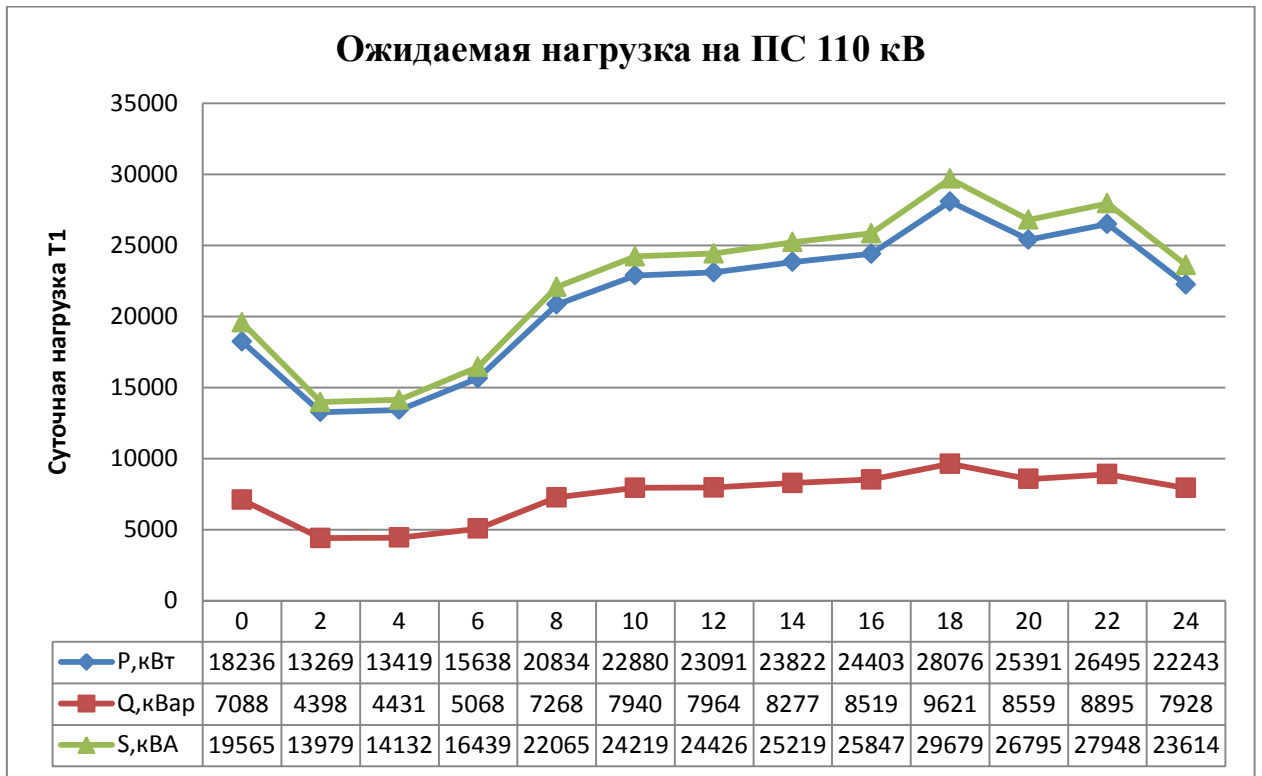


Рисунок 2.6 - Ожидаемая нагрузка на силовые трансформаторы ПС 110 кВ

Проведем анализ характера потребителей ПС 110 кВ, через определение максимального числа часов максимума нагрузки.

До реконструкции:

$$T_a = \frac{P_c}{P_m} \cdot 8760 = \frac{13,725}{17,721} \cdot 8760 = 6785 \text{ ч.}$$

После реконструкции с учетом новых потребителей

$$T_a = \frac{P_c}{P_m} \cdot 8760 = \frac{21,369}{28,076} \cdot 8760 = 6667 \text{ ч.}$$

Исходя из полученных результатов, можно сделать вывод, что при реализации технических условий на технологическое присоединение кардинальные изменения произойдут в части увеличения нагрузки, при этом характер потребителей смещается в сторону увеличения доли нагрузки в виде населения и приравненных к ним потребителей, что соответствует

планам по развитию прилегающего района ПС 110 кВ «Автозапчасть». Таким образом, основными потребителями ПС 110 кВ «Автозапчасть» будут потребители, относящиеся к населению, т.е. преимущественно потребители второй категории.

Проведем проверку загрузки существующих трансформаторов с учетом новых потребителей по формуле 2.1

$$S_T \geq 0,7 \cdot 29679 = 20775,3 \text{ кВА};$$

$$S_T = 16000 \text{ кВА} \leq 20775,3 \text{ кВА}.$$

Ввод по разделу: таким образом, существующие трансформаторы не проходят проверку по загрузке, в связи с этим необходима установка трансформаторов большей мощности.

3 Выбор силовых трансформаторов

Итого, максимальные расчетные нагрузки силовых трансформаторов ПС, согласно контрольным замерам зимних максимумов с учетом новых потребителей планируемых к подключению в 2022 году (определены ранее в разделе 2.1): $P_{max}= 28076$ кВт; $Q_{max}= 9621$ квар; $S_{max}= 29679$ кВА. Выбираем силовые трансформаторы серии ТДН-25000/10. Коэффициент аварийной перегрузки трансформатора определяется по формуле:

$$K_n = \frac{S_{max.}}{S_{н.м.}}, \quad (3.1)$$

где $S_{н.м.}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.

$$K_n = \frac{29679}{25000 \cdot 2} = 0,593$$

Коэффициент аварийной перегрузки меньше единицы, следовательно, в аварийном режиме трансформатор не будет перегружен [2].

При этом, при проведении ремонтной компании будет обеспечен необходимый резерв по мощности в случае вывода одного трансформатора в ремонт, что позволит

Вывод по разделу: выбранные силовые трансформаторы обеспечат нормальный режим работы электрической сети ПС 110 кВ Автозапчасть.

4 Расчет токов короткого замыкания

Расчет параметров цепи короткого замыкания необходим для дальнейшей проверки выбранных токоведущих частей и оборудования станции по режиму короткого замыкания на термическую и электродинамическую стойкость и для проверки чувствительности релейной защиты.

Принимаем базисное напряжение 110 кВ (напряжение ВН питающих силовых трансформаторов). Активным сопротивлением в сети 110 кВ пренебрегаем [13].

Периодическая составляющая тока КЗ определяется по формуле согласно РД 153-34.0-20.527-98 [13]:

$$I_K'' = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma K}}, \quad (4.1)$$

где E_c – напряжение короткого замыкания, кВ;

$X_{\Sigma K}$ – суммарное эквивалентное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Ударный коэффициент тока КЗ определяется по формуле согласно [13]:

$$K_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (4.2)$$

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ (для сети 110 кВ $T_a = 0,05$ с; для сети 10 кВ $T_a = 0,07$ с) [13].

Ударный ток КЗ определяется по формуле согласно [13]:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_K'', \quad (4.3)$$

Действующее значение ударного тока КЗ определяется по формуле:

$$I_y = I_K'' \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2}, \quad (4.4)$$

Ток двухфазного КЗ определяется по формуле согласно [13]:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_K'', \quad (4.5)$$

Ток однофазного КЗ определяется по формуле согласно [13]:

$$I_K^{(1)} = 0,55 \cdot I_K'', \quad (4.6)$$

Максимальное значение апериодической составляющей тока КЗ определяется по формуле согласно [13]

$$i_{\alpha\tau} = \sqrt{2} \cdot I_K'' \cdot e^{\frac{\tau}{T_a}}, \quad (4.7)$$

где τ – минимальное время КЗ, с.

$$\tau = t_{z\min} + t_{CB}, \quad (4.8)$$

где $t_{z\min}$ – минимальное время действия защиты, 0,01 с;

t_{CB} – собственное время отключения выключателя 35 кВ, с.

Полный ток КЗ определяется по формуле:

$$I_n = i_{\alpha\tau} + I_K'', \quad (4.9)$$

Сопротивление двухобмоточных понизительных трансформаторов 110/10 кВ по стороне ВН определяется по формуле:

$$X_{ТРВН} = \frac{U_k \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{HT}^2}, \quad (4.10)$$

где U_k – напряжение короткого замыкания (паспортная величина), %;

U_H – напряжение обмотки ВН, кВ;

S_{HT} – номинальная мощность трансформатора, МВА.

$$X_{ТРВН} = \frac{8 \cdot 110^2}{100 \cdot 10^2} = 0,98 \text{ Ом}$$

Сопротивление двухобмоточных понизительных трансформаторов 35/6 кВ по стороне НН определяется по формуле:

$$X_{ТРНН} = X_{ТРВН} \cdot (U_{ном.НН} / U_{ном.ВН})^2 \quad (4.11)$$

$$X_{ТРНН} = 0,98 \cdot (10/110)^2 = 0,029 \text{ Ом}$$

Расчет сопротивления ЛЭП:

$$X_{ЛЭП} = x_o \cdot L \quad (4.12)$$

где $x_o = 0,432$ Ом/км – удельное сопротивление линии;

L – длина линии, км.

$$X_{ЛЭП} = 0,432 \cdot 6,08 = 2,627 \text{ Ом}$$

Сопротивление системы X_C , в именованных единицах определяется по формуле согласно [13]:

$$X_C = \frac{U_{\delta}^2}{S_K}, \quad (4.13)$$

Где S_K – максимальная мощность короткого замыкания в начале ЛЭП, равная 2190 МВА [14].

$$X_C = 110^2 / 2190 = 0,559 \text{ Ом}$$

Активное и индуктивное сопротивления кабеля ААБ-3х16 10 кВ до трансформаторов собственных нужд определяются по формулам:

$$R_{KL} = r_o \cdot L, \quad (4.14)$$

$$X_{KL} = x_o \cdot L, \quad (4.15)$$

где r_o и x_o – удельное активное и реактивное сопротивление кабеля, Ом/м;

L - длина кабеля, равная 39 м [14].

$$R_{KL} = 0,00194 \cdot 39 = 0,0757 \text{ Ом}$$

$$X_{KL} = 0,000113 \cdot 39 = 0,0044 \text{ Ом}$$

Полное сопротивление кабеля 10 кВ до ТСН:

$$Z_{KL} = \sqrt{R_{KL}^2 + X_{KL}^2}, \quad (4.16)$$

$$Z_{KL} = \sqrt{0,0757^2 + 0,0044^2} = 0,0758 \text{ Ом}$$

Активное сопротивление двухобмоточного трансформатора собственных нужд определяется по формуле:

$$R_{тсн} = \frac{P_{\kappa} \cdot U_{ВН}^2}{S_{HT}^2}, \quad (4.17)$$

где P_{κ} – потери короткого замыкания, кВт;

$U_{ВН}$ – напряжение обмотки ВН, кВ;

S_{HT} – номинальная мощность трансформатора, кВА.

$$R_{тсн} = \frac{1970 \cdot 6^2}{100^2} = 7,092 \text{ Ом}$$

Полное сопротивление ТСН определим по формуле:

$$Z_{тсн} = \frac{U_{\kappa} \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{HT}^2} \quad (4.18)$$

где U_{κ} – напряжение короткого замыкания (паспортная величина), %;

U_H – напряжение обмотки ВН, кВ;

S_{HT} – номинальная мощность трансформатора, МВА.

$$Z_{тсн} = \frac{4,5 \cdot 6^2}{100 \cdot 0,1^2} = 162,0 \text{ Ом}$$

Индуктивное сопротивление ТСН определим по формуле:

$$X_{тсн} = \sqrt{Z_{тсн}^2 - R_{тсн}^2}, \quad (4.19)$$
$$X_{тсн} = \sqrt{162^2 - 7,092^2} = 161,845 \text{ Ом}$$

В качестве примера приведем расчет токов КЗ для точки К1.

Периодическая составляющая тока КЗ определяется по формуле (4.1):

$$I_{K1}'' = 110 / (\sqrt{3} \cdot (0,559 + 2,627)) = 6,343 \text{ кА}$$

Ударный коэффициент тока КЗ определяется по формуле (4.2):

$$K_{y1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,05}} = 1,82,$$

Ударный ток КЗ определяется по формуле (4.3):

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 6,343 = 16,323 \text{ кА}$$

Действующее значение ударного тока КЗ определяется по формуле (4.4):

$$I_{y1} = 6,343 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,82 - 1)^2} = 9,711 \text{ кА}$$

Ток двухфазного КЗ определяется по формуле (4.5):

$$I_{K1}^{(2)} = \left(\sqrt{3} / 2 \right) \cdot 6,343 = 5,493 \text{ кА}$$

Ток однофазного КЗ определяется по формуле (4.6):

$$I_{K1}^{(1)} = 0,55 \cdot 6,343 = 3,489 \text{ кА}$$

Минимальное время КЗ, по формуле (4.7):

$$\tau_1 = 0,01 + 0,21 = 0,211 \text{ с}$$

Максимальное значение апериодической составляющей тока КЗ, по формуле (4.8):

$$i_{\alpha\tau 1} = \sqrt{2} \cdot 6,343 \cdot e^{\frac{-0,211}{0,05}} = 1,808 \text{ кА}$$

Полный ток КЗ определяется по формуле (4.9):

$$I_{n1} = 6,343 + 1,808 = 8,151 \text{ кА}$$

Для остальных точек расчет токов КЗ аналогичен, результаты сведены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Результаты расчетов токов КЗ на шинах подстанции

Точка КЗ	I'' , кА	i_y , кА	I_y , кА	$I^{(2)}$, кА	$I^{(1)}$, кА	$I_{\alpha\tau}$, кА	$I_{п}$, кА
К1	6,343	16,323	9,711	5,493	3,489	1,808	8,151
К2	4,531	11,659	6,936	3,924	2,492	1,291	5,822
К3	4,442	11,431	6,800	3,847	2,443	1,266	5,708
К4	0,740	1,905	1,133	0,641	0,407	0,211	0,951

«Также для расчета уставок релейной защиты на фидерах ЗРУ 10 кВ требуется определить периодические составляющие токов КЗ; двухфазные и однофазные токи КЗ в конце линий 10 кВ» [13].

Сведем данные по отходящим линиям 10 кВ (согласно проектной документации [14]) в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Расчетные характеристики отходящих линий 10 кВ

Линии 10 кВ	Число цепей	L, км	Марка кабеля	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	R, Ом	X, Ом	Z, Ом	I_p , А	$I_{макс}$, А
фидер 1-2	2	1,201	ААБ-3х240	0,129	0,075	0,155	0,090	0,179	177,6	355,2
фидер 3-4	2	1,024	ААБ-3х120	0,258	0,081	0,264	0,083	0,277	112,1	224,2
фидер 5-6	2	1,215	ААБ-3х95	0,326	0,083	0,396	0,101	0,409	103,2	206,4
фидер 7	1	1,344	ААБ-3х70	0,443	0,086	0,595	0,116	0,607	91,2	91,2
фидер 8-9	2	1,201	ААБ-3х240	0,129	0,075	0,155	0,090	0,179	177,6	355,2
фидер 10-11	2	1,024	ААБ-3х120	0,258	0,081	0,264	0,083	0,277	112,1	224,2
фидер 12-13	2	1,215	ААБ-3х95	0,326	0,083	0,396	0,101	0,409	103,2	206,4
фидер 14-15	1	1,831	ААБ-3х70	0,443	0,086	0,811	0,157	0,826	95,7	95,7
фидер 16-17	2	1,215	ААБ-3х95	0,326	0,083	0,396	0,101	0,409	103,2	206,4
фидер 18-19	2	1,024	ААБ-3х120	0,258	0,081	0,264	0,083	0,277	112,1	224,2
фидер 20	1	1,344	ААБ-3х70	0,443	0,086	0,595	0,116	0,607	91,2	91,2
фидер 21	1	1,831	ААБ-3х70	0,443	0,086	0,811	0,157	0,826	95,7	95,7
фидер 23	1	1,344	ААБ-3х70	0,443	0,086	0,595	0,116	0,607	91,2	91,2
фидер 22	1	1,544	ААБ-3х70	0,443	0,086	0,595	0,116	0,607	91,2	91,2
фидер 24	1	1,831	ААБ-3х70	0,443	0,086	0,811	0,157	0,826	95,7	95,7
фидер 25	1	1,744	ААБ-3х70	0,443	0,086	0,595	0,116	0,607	91,2	91,2
фидер 26	1	1,644	ААБ-3х70	0,443	0,086	0,595	0,116	0,607	91,2	91,2
фидер 27	1	1,231	ААБ-3х70	0,443	0,086	0,811	0,157	0,826	95,7	95,7

Расчет токов КЗ в конце отходящих линий 10 кВ проводится аналогично, результаты сведены в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Расчет токов КЗ в конце отходящих линий 10 кВ

Фидер 10 кВ	I'' , кА	$I^{(2)}$, кА	$I^{(1)}$, кА
фидер 1-2	4,331	3,751	2,382
фидер 3-4	4,273	3,700	2,350
фидер 5-6	4,197	3,634	2,308
фидер 7	4,088	3,540	2,248
фидер 1-2	4,331	3,751	2,382
фидер 2-2	4,273	3,700	2,350
фидер 3-2	4,197	3,634	2,308
фидер 5	3,973	3,440	2,185

Продолжение таблицы 4.3

фидер 8-9	4,197	3,634	2,308
фидер 10-11	4,088	3,540	2,248
фидер 12-13	4,331	3,751	2,382
фидер 14-27	4,273	3,700	2,350

Далее с учетом рассчитанных токов КЗ необходимо провести выбор и проверку основного электрооборудования.

Вывод по разделу: на основании полученных результатов расчетов токов короткого замыкания выберем электрооборудование ПС 110 кВ Автозапчасть и рассчитаем уставки РЗ.

5 Выбор оборудования электрической части подстанции 110 кВ

Первоначально проведем выбор электрооборудования на стороне 110 кВ.

Выбор высоковольтных выключателей производится [12]:

- по конструктивному исполнению и месту установки;

- по номинальному напряжению: $U_{ном} \geq U_{раб}$, кВ;

- по номинальному току: $I_{ном} \geq I_{раб}$, кА.

- по отключающей способности: $I_{ном.откл} \geq I_k$, кА

$I_{ном.откл}$ – номинальный ток отключения выключателя по каталогу, кА;

I_k – ток трехфазного КЗ, кА.

- по ударному току КЗ $i_{пр.с} \geq i_y$, кА

$i_{пр.с}$ – амплитудное значение предельного сквозного тока КЗ по каталогу, кА;

i_y – ударный ток КЗ, кА;

- на термическую стойкость $I_m^2 t_m \geq B_k$, кА²·с

I_m – предельный ток термической стойкости по каталогу, кА;

t_m – время протекания тока термической стойкости по каталогу, с;

B_k – тепловой импульс тока КЗ, определяемый по формуле:

$$B_k = I_k^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (5.1)$$

где $t_{откл}$ – время отключения КЗ, с.

$$t_{откл} = t_{р.з.} + t_{откл.в}, \text{ с} \quad (5.2)$$

где $t_{р.з.}$ – время срабатывания релейной защиты, с;

$t_{откл.в}$ – собственное время отключения выключателя;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ; $T_a = 0,05$ с.

На стороне 110 кВ наиболее мощным присоединением является присоединение непосредственно вводов силовых трансформаторов и линий 110 кВ. Максимальный возможный рабочий ток силовых трансформаторов по стороне 110 кВ (и аппаратов ОРУ 110 кВ), с учетом допустимой, согласно ПУЭ перегрузки 40 % определяется по формуле:

$$I_{\max}^{(ВН)} = 1,4 \cdot \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \times U_{ВН}}, \text{ А}, \quad (5.3)$$

где S_{\max} – номинальная мощность силовых трансформаторов, кВА;

$U_{ВН}$ – напряжение на участке, кВ.

$$I_{\max}^{(ВН)} = 1,4 \cdot \frac{25,0}{\sqrt{3} \times 110} \cdot 10^3 = 183,9 \text{ А},$$

На стороне низкого напряжения ПС 110/10 кВ

$$I_{\max}^{(НН)} = 1,4 \cdot \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \times U_{НН}}, \text{ А}, \quad (5.4)$$

В таблице 5.1 представлены сравнительные технические характеристики выключателей 110 кВ.

Таблица 5.1 – Сравнительные технические характеристики выключателей 10 кВ

Сравнительные величины	ВГТ-110-40/ 1600	ВГБ-УЭТМ- 110-20/160
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	121	121
Номинальный ток, А	1600	1600
Номинальный ток отключения, кА	40	40
Сквозной ток КЗ, кА:		
– наибольший пик	52	40
– начальное действующее значение периодической составляющей, кА	31,5	27,5
Время отключения полное, с	0,07	0,09
Время отключения собственное, с	0,05	0,08
Время включения полное, с	0,06	0,09
Коммутационный ресурс	10000	9000
Масса, кг	1530	1950
Срок службы до списания, лет	25	25

Следует отдать предпочтение выключателям серии ВГТ-110 ввиду лучших технико-эксплуатационных характеристик. Проверку выбранных выключателей сведем в таблицу 5.1.

Таблица 5.2 – Проверка выключателей ВГТ-110

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{р.макс} = 183,9 \text{ А}$
$I_{н.откл.} = 20 \text{ кА}$	$I_{н(0)} = 6,343 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 6,343^2 \cdot 3 = 120,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_y = 16,323 \text{ кА}$

Выбранные выключатели ВГТ-110 проходят проверку по всем параметрам.

Выбор и проверка выключателей 10 кВ.

На стороне 10 кВ наиболее мощным присоединением является присоединение непосредственно шин 10 кВ.

Максимальный возможный рабочий ток силовых трансформаторов по стороне 10 кВ (и аппаратов ЗРУ 10 кВ), с учетом допустимой, согласно ПУЭ перегрузки 40 % определяется по формуле (5.4):

$$I_{\max}^{(НН)} = 1,4 \cdot \frac{25,0}{\sqrt{3} \times 10} \cdot 10^3 = 2023 \text{ А.}$$

В таблице 5.8 представлена сравнительная техническая характеристика вакуумного выключателя ВВУ-СЭЦ-10; элегазового выключателя LF-1 фирмы Schneider Electric и вакуумного выключателя ВВ/TEL–10.

Таблица 5.3 – Сравнительная техническая характеристика выключателя ВВУ-СЭЦ-10; LF-1 и выключателя ВВ/TEL – 10

Сравнительные величины	ВВУ-СЭЦ-10	LF-1	ВВ/TEL – 10
Номинальное напряжение, В	10000	10000	10000
Наибольшее рабочее напряжение, В	12000	12000	12000
Номинальный ток, А	2500	2500	3000
Номинальный ток отключения, кА	31,5	25	20
Сквозной ток КЗ, кА:			
– наибольший пик	51	52	51
– начальное действующее значение периодической составляющей, кА	20	20	20
Время отключения полное, с	0,035	0,080	0,025
Время отключения собственное, с	0,025	0,070	0,015
Время включения полное, с	0,080	0,065	0,070
Коммутационный ресурс	100000	50000	200000
Удельная отключающая способность	11	6,2	11
Масса, кг	85	124	35
Срок службы до списания, лет	25	25	25

Следует отдать предпочтение вакуумным выключателям серии ВВУ-СЭЩ-10 ввиду лучших технико-эксплуатационных характеристик. Проверку выбранных выключателей ВВУ-СЭЩ-10-10/1600 (ввод РУ 10 кВ, секционный выключатель) сведем в таблицу 5.4.

Таблица 5.4 – Проверка выключателей ВВ/TEL-10/1000

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{р.макс}} = 2023 \text{ А}$
$I_{\text{н.откл.}} = 20,0 \text{ кА}$	$I_{\text{н(0)}} = 4,531 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 20,0^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{К}} = 4,531^2 \cdot 3 = 61,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{\text{дин}} = 20,0 \text{ кА}$	$i_{\text{в}} = 11,659 \text{ кА}$

Выбранные выключатели ВВУ-СЭЩ-10 (ввод ЗРУ 10 кВ, секционный выключатель) проходят проверку по всем параметрам.

Проверку выбранных выключателей ВВУ-СЭЩ-10/1600 (фидера ЗРУ 10 кВ) сведем в таблицу 5.5.

Таблица 5.5 – Проверка выключателей ВВУ-СЭЩ-10/1600

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ}} = 1600 \text{ А}$	$I_{\text{р.макс}} = 91,2 \dots 355,2 \text{ А}$
$I_{\text{н.откл.}} = 20,0 \text{ кА}$	$I_{\text{н(0)}} = 4,531 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 20,0^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{К}} = 4,531^2 \cdot 3 = 61,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{\text{дин}} = 20,0 \text{ кА}$	$i_{\text{в}} = 11,659 \text{ кА}$

Выбранные выключатели ВВУ-СЭЩ-10/1600 (фидера ЗРУ 10 кВ) проходят проверку по всем параметрам.

Далее выберем разъединители для ПС 110/10 кВ.

Разъединители должны отвечать следующим требованиям [15]:

- по номинальному напряжению установки $U_{\text{н.ант.}} \geq U_{\text{н.уст.}}$;
- по максимальному рабочему току $I_{\text{н.ант.}} \geq I_{\text{раб.мах.}}$

- проверка на термическую стойкость $I_{тер.}^2 \cdot t_{тер.} \geq B_k$;

- проверка на динамическую стойкость $i_{дин} \geq i_y$.

Выбор и проверка разъединителей 110 кВ.

Выбираем разъединители серии РГПН-110. Технические характеристики разъединителей РГПН-110 сведены в таблице 2.11.

Таблица 5.6 – Технические характеристики разъединителей РВ-10

Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	121
Номинальный ток, А	400,630,1000,1600
Ток термической стойкости, кА (3 с)	16; 20; 31,5
Ток электродинамической стойкости, кА	40; 50; 80
Механический ресурс, циклов ВО	не менее 2 000

В качестве секционного разъединителя выбираем разъединитель серии РГПН-110/1000. Проверку сведем в таблицу 5.7.

Таблица 5.7 – Проверка разъединителя РГПН-110/1000

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{уст} = 110$ кВ
$I_{ном} = 1000$ А	$I_{р.макс} = 183,9$ А
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20,0^2 \cdot 3 = 1200$ кА ² ·с	$I_{н(0)} = 6,343$ кА
$i_{дин} = 40$ кА	$B_k = 6,343^2 \cdot 3 = 120,7$ кА ² ·с

Выбранный разъединитель проходит проверку по всем параметрам.

По стороне 110 кВ проведем выбор трансформаторов тока.

Трансформаторы тока должны отвечать следующим требованиям [17]:

- по номинальному напряжению установки $U_{н.ант.} \geq U_{н.уст.}$

- по максимальному рабочему току $I_{1н.} \geq I_{раб.макс.}$

- по классу точности;

- по вторичной нагрузке $Z_n \geq Z_{2\Sigma}$
- расчетная проверка по кривым предельной кратности (полная погрешность $\leq 10\%$) проверка на термическую стойкость согласно выражению:

$$(\kappa_{тер.} \cdot I_{1н.})^2 \cdot t_{тер.} \geq B_k \quad (5.5)$$

где $\kappa_{тер.}$ – кратность термической стойкости,

$I_{1н.}$ – номинальный ток первичной обмотки, кА.

Проверка на динамическую стойкость:

$$i_{дин.} = \kappa_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н.} \geq i_y \quad (5.6)$$

где $\kappa_{эд}$ – кратность динамической стойкости.

Выбор и проверка трансформаторов тока 110 кВ.

Сравним три возможных варианта исполнения трансформаторов тока 110 кВ (таблица 5.8).

Таблица 5.8 – Сравнительная техническая характеристика трансформаторов тока 110 кВ

Сравнительные величины	ТОГФ-110	ТВТ-110
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Кратность трехсекундного тока термической стойкости, А	175	150
Кратность тока электродинамической стойкости, А	215	250
Класс точности вторичной обмотки для измерений	0,5	0,5
Масса, кг	770	110

Следует отдать предпочтение трансформаторам тока серии ТОГФ-110 ввиду лучших технико-эксплуатационных характеристик.

Проверка по номинальному напряжению:

$$U_{н.апп.} = 110 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 110 \text{ кВ.}$$

Проверка по максимальному рабочему току

$$I_{1н.} = 300 \text{ А} \geq I_{раб.мах.} = 183,9 \text{ А.}$$

Производим проверку на термическую стойкость по формуле (5.5):

$$(265 \cdot 0,25)^2 \cdot 3 = 13167 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 120,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Производим проверку на динамическую стойкость по формуле (5.6):

$$350 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,25 = 23,7 \text{ кА} > 11,659 \text{ кА}$$

Производим проверку по сопротивлению вторичной нагрузке, которая определяется из следующего выражения (для схемы полной звезды):

$$Z_{2\Sigma} = Z_{приб.} + Z_{пров.} + Z_{конт.} \quad (5.7)$$

где $Z_{приб.}$ – суммарное сопротивление последовательно включенных

приборов вторичной нагрузки, Ом;

$Z_{пров.}$ – сопротивление соединительных проводов, Ом;

$$Z_{пров.} = \frac{l_{пров.} \cdot \rho}{s_{пров.}}, \quad (5.8)$$

где $l_{\text{пров.}}$ – длина соединительных проводов, м;

ρ – удельное сопротивление соединительных проводов, для медных проводов $0,0175 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$;

$s_{\text{пров.}}$ – сечение соединительных проводов, мм^2

$Z_{\text{конт.}}$ – суммарное сопротивление контактных соединений, которое можно принять равным $0,1 \text{ Ом}$.

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{S_{\text{приб.}}}{I_{\text{н,приб.}}^2}, \quad (5.9)$$

где $S_{\text{приб.}}$, $I_{\text{н,приб.}}$ – соответственно потребляемая мощность, В·А, и номинальный ток прибора, А, соответственно.

Вторичная обмотка ТТ, с классом точности 10Р, задействована в схеме многофункционального устройства РЗА мощностью 1 ВА. Вычисляем сопротивление устройства по формуле (5.9):

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом.}$$

Принимаем длину соединительных проводов $17,5 \text{ м}$ [14]. Выбираем контрольный кабель КВВГнг с жилами сечением 4 мм^2 . Рассчитываем сопротивление соединительных проводов по формуле (5.8):

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{17,5 \cdot 0,0175}{4} = 0,077 \text{ Ом}$$

Итого суммарное сопротивление вторичной нагрузки по формуле (5.7):

$$Z_{2\Sigma} = 0,04 + 0,077 + 0,1 = 0,127 \text{ Ом.}$$

Производим проверку по кривым предельной кратности из [4]. Кратность первичного тока по отношению к номинальному не должна превышать 21,5 при $Z_{2\Sigma} = 0,127 \text{ Ом}$. Полная погрешность ТТ будет до 10%.

Проведем выбор и проверку трансформаторов тока 10 кВ.

Сравним три возможных варианта исполнения трансформаторов тока 10 кВ (таблица 5.9).

Таблица 5.9 – Сравнительная техническая характеристика трансформаторов тока

Сравнительные величины	ТОЛ-СЭЩ-10	ТПЛ-10
Номинальное напряжение, кВ	10	10
Кратность трехсекундного тока термической стойкости, А	45	45
Кратность тока электродинамической стойкости, А	110	150
Класс точности вторичной обмотки для измерений	0,5	0,5
Масса, кг	17,0	14,0

Принимаем трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10. Это модернизированные трансформаторы серии ТОЛ-10, имеют улучшенные показатели и более высокий класс точности. В КРУ устанавливаем трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10/3000 (на вводах Т1, Т2); ТОЛ-СЭЩ-10/400..600 (на фидерах).

Проведем выбор трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения должны отвечать следующим требованиям [17]:

- по номинальному напряжению установки $U_{ном} \geq U_{уст}$
- по конструкции и соединению обмоток.

- по классу точности.
- по вторичной нагрузке $S_{ном} \geq S_{2\Sigma}$.

Принимаем ТН типа НАМИ-10-2 УХЛ1. Проверка по номинальному напряжению:

$$U_{н.апп.} = 10 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 10 \text{ кВ.}$$

Производим проверку по вторичной нагрузке ТН, для чего составляем таблицу 5.10.

Таблица 5.10 – Нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Приборы	Тип	Кол-во, шт.	Число катушек	$S_{кат.}$, ВА	Общая мощность S_{Σ} , ВА
Вольтметр	Ц33-М1	4	1	1	4
Ваттметр	Ц301-1	2	2	0,5	2
Варметр	Ц301-1	2	2	0,5	2
Реле напряжения	РН-54	3	1	1	3
Счетчик	ЕвроАльфа	8	2	2	32
Итого:					43

Номинальная мощность ТН типа НАМИ-10-2 УХЛ1 в классе точности 0,5 равна 200 ВА, что больше суммарной мощности всех приборов.

Так как основное оборудование по стороне 10 кВ выбрано производства «Электрощит», то в качестве КРУ 10 кВ реконструируемой подстанции выбираем серии СЭЩ производства Электрощит.

Вывод по разделу: электрическая часть подстанций, представляет собой сложную систему и выбранное электрооборудование соответствует современным требованиям надежности, электробезопасности и энергоэффективности, что обеспечит своевременное подключения новых потребителей.

6 Выбор системы оперативного тока подстанции 110 кВ

Оперативный ток на подстанции необходим для создания управляющих сигналов в цепях управления коммутационным оборудованием и обеспечение питания микропроцессорной релейной защиты [10].

Для ПС 110 кВ выбираем оперативный постоянный ток. При этом, на ПС установи аккумуляторные батареи, которые через выпрямительную установку получают питание от трансформатора собственных нужд.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузке собственных нужд ПС. Расчётная нагрузка потребителей собственных нужд приведена в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Нагрузка собственных нужд ПС

Потребитель	Установленная мощность			cosφ	tgφ	Нагрузка	
	На единицу	Число приёмников	Всего, кВт			P, кВт	Q, квар
Устройство РПН	3,3	2	6,6	0,95	0,33	6,6	2,17
Обогрев оборудования ОРУ- 110 кВ	0,6	19	11,4	1	0,00	11,4	0,00
Отопление, освещение, вентиляция ЗРУ- 10 кВ	7	-	7	0,97	0,25	7	1,75
Освещение ОРУ- 100 кВ	10	-	10	0,75	0,88	10	8,82
Аппаратура связи и телемеханики	8,7	-	8,7	0,85	0,62	8,7	5,39
Маслохозяйство	25	-	25	1	0,00	25	0,00
Итого						68,7	18,13

Суммарная расчётная нагрузка потребителей собственных нужд для двух трансформаторов:

$$S_{РАСЧ} = \sqrt{P_{РАСЧ}^2 + Q_{РАСЧ}^2} / 2 \quad (6.1)$$

$$S_{РАСЧ} = \sqrt{68,7^2 + 18,13^2} / 2 = 35,53 \text{ кВА}$$

В ЗРУ установлены два трансформатора собственных нужд на системе шин 10 кВ. Сравним варианты исполнения ТСН (таблица 6.2).

Таблица 6.2 – Сравнительная техническая характеристика ТСН

Сравнительные величины	ТМГ-100/10
Номинальное напряжение ВН, кВ	10
Номинальное напряжение НН, кВ	0,4
Напряжение к.з.,%	4,5
Потери холостого хода, кВт	0,21
Потери к.з., кВт	1,75
Ток холостого хода, %	1,4
Масса, кг	705
Полный срок службы, лет	30

В аварийном режиме нагрузка трансформатора СН составит:

$$Kз = \frac{2 \cdot 35,53}{100} = 0,71 < 1,4$$

что соответствует норме.

Вывод по разделу: по результатам расчета принимаем к установке энергоэффективные трансформаторы ТМГ -100/10, мощности трансформатора будет достаточно и при работе в аварийном режиме.

7 Расчет релейной защиты силовых трансформаторов

Релейную защиту силовых трансформаторов реализуем на базе микропроцессорных терминалов серии «БМРЗ-ТР-10-40-25» производства ООО «НТЦ «Механотроника». Микропроцессорная часть позволяет задать токи срабатывания программно.

Номинальные расчетные данные трансформаторов ПС показаны в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Номинальные расчетные данные трансформаторов ПС

Величина	Обозначение	Результаты
Номинальная мощность защищаемого трансформатора, кВА	S_n	25000
Номинальное напряжение трансформатора, кВ	$U_{вн}$	110
	$U_{нн}$	10
Первичные номинальные токи трансформатора, А	$I_{вн}$	131,7
	$I_{нн}$	1445,1
Первичные номинальные токи ТТ, А	$n_{вн}$	300
	$n_{нн}$	3000

На первоначальном этапе проведем расчет уставок дифференциальной защиты

«Дифференциальная защита применяется в качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов. При параллельной работе трансформаторов дифференциальная защита обеспечивает не только быстрое, но и селективное отключение поврежденного трансформатора.

Расчет уставок дифференциальной защиты» [19].

1) Определение пригодности установленных трансформаторов тока (ТТ).

1. По условию выравнивания вторичных токов по величине:

$$0,1 \cdot I_{НОМ.Т} < I_{НОМ.ТТ} < 2,5 \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (7.1)$$

где $I_{НОМ.Т}$ – первичный номинальный ток обмотки трансформатора, А;

$I_{НОМ.ТТ}$ – номинальный ток первичной обмотки ТТ, А.

Трансформаторы ТДН-25000/110.

Номинальный ток трансформатора $I_{ВН} = 131,7$ А

Для ТТ со стороны 35 кВ, проведем расчет по формуле (7.1):

$$0,1 \cdot 131,7 < 300 < 2,5 \cdot 164,962 = 412,4 \text{ А}$$

Номинальный ток трансформатора $I_{НН} = 1445,1$ А

Для ТТ со стороны 10 кВ, проведем расчет по формуле (7.1):

$$0,1 \cdot 1445,1 < 3000 < 2,5 \cdot 1445,1 = 3612,75 \text{ А}$$

Условие выполняется.

2. По условию отстройки от броска тока намагничивания

Сопротивление трансформатора при полном насыщении определяется по формуле:

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot U_K}{100}, \quad (7.2)$$

Проведем расчет по формуле (7.2):

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot 8,0}{100} = 0,153 \text{ о.е.}$$

Базисное сопротивление определяется по формуле:

$$X_{\sigma} = \frac{U_{ВН}^2}{S_{н.м.}}, \quad (7.3)$$

Проведем расчет по формуле (7.4):

$$X_6 = \frac{115^2}{25} = 148,2 \text{ Ом}$$

Сопротивление ВЛ 110 кВ, пренебрегая активным сопротивлением, определяется по формуле:

$$X_L = x_0 \cdot L, \quad (7.5)$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление линии, Ом/км.

Проведем расчет по формуле (7.5):

$$X_L = 0,432 \cdot 6,08 = 2,627 \text{ Ом}$$

Сопротивление линии, приведенное к базисным условиям, будет равно

$$X_{*L} = 2,627 / 148,2 = 0,0177 \text{ о.е.}$$

Сопротивление контура включения определяется по формуле:

$$X_* = X_{*L} + K_1 \cdot X_{*B}^{(1)}, \quad (7.6)$$

где $K_1 = 1,1..1,15$ – коэффициент, учитывающий увеличение индуктивного сопротивления ввиду неполного насыщения магнитопровода.

Проведем расчет по формуле (7.6):

$$X_* = 0,0177 + 1,1 \cdot 0,153 = 0,1862 \text{ о.е.}$$

Или в именованных единицах:

$$X = 0,1862 \cdot 148,2 = 27,605 \text{ Ом}$$

Амплитудное значение броска тока намагничивания определяется по формуле:

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{лин} \cdot (1 + A)}{\sqrt{3} \cdot X}, \quad (7.7)$$

где A – смещение оси синусоиды потокосцепления, для трансформаторов с горячекатаной сталью, принимается равным 0,39 [1].

Проведем расчет по формуле (7.7):

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot 38,5 \cdot (1 + 0,39)}{\sqrt{3} \cdot 27,605} = 1582,641 \text{ А}$$

Кратность тока по отношению к амплитудному значению номинального тока ТТ определяется по формуле:

$$K_{ТТ} = \frac{I_{ампл}}{\sqrt{2} \cdot I_{ВН.ТТ}}, \quad (7.8)$$

где $I_{ВН.ТТ}$ – номинальный ток первичной обмотки ТТ, А.

Проведем расчет по формуле (2.38):

$$K_{ТТ} = \frac{1582,641}{\sqrt{2} \cdot 250} = 4,477 < 6,7$$

По условию отстройки от броска тока намагничивания предельная кратность ТТ стороны 110 кВ должна быть: $K_{10} \geq 20$ [6]. Определяем предельную кратность ТТ при заданной нагрузке ТТ со стороны 110 кВ. Сопротивление нагрузки определяется по формуле:

$$R_{нагр} = R_{к} + R_{пер} + R_{вх.терм}, \quad (7.9)$$

где $R_{к}$ – сопротивление контрольного кабеля, Ом;

$R_{пер}$ – переходное сопротивление соединительных контактов в токовых цепях, равно 0,05 Ом [1];

$R_{вх.терм}$ – входное сопротивление терминала, равно 0,01 Ом [1].

Сопротивление контрольного кабеля определяется по формуле:

$$R_{к} = \rho \cdot L / S_{к}, \quad (7.10)$$

где ρ – удельное сопротивление материала жил кабеля, для медного кабеля 0,029 Ом мм²/м [18];

$S_{к}$ – сечение жил кабеля, мм².

Проведем расчет по формуле (2.40):

$$R_{к} = 0,029 \cdot 50 / 2,5 = 0,58 \text{ Ом}$$

Сопротивление нагрузки ТТ, по формуле (7.10):

$$R_{нагр} = 0,58 + 0,05 + 0,01 = 0,64 \text{ Ом}$$

Для ТТ типа ТОГФ-110 для $R_{нагр} = 0,64$ Ом: $K_{10} = 25,5 \geq 20$ [1].

Следовательно, требование выполняется.

3. По условию отстройки от переходных режимов.

Приведенная предельная кратность для данного ТТ определяется по формуле:

$$K' = K_{10} \cdot I_{НОМ.ТТ} / I_{НОМ.Т} > 20, \quad (7.11)$$

или по формуле

$$K_{10} = K' \cdot I_{НОМ.Т} / I_{НОМ.ТТ} < 24, \quad (7.12)$$

Проведем расчет по формуле (7.12):

$$K_{10} = 20 \cdot 131,7/300 = 8,78 < 24$$

Условию отстройки от переходных режимов выполняется.

2) Проверка возможности использования самоадаптирующегося торможения.

Самоадаптирующееся торможение обеспечивается при условии, что амплитудное значение броска тока намагничивания не превышает 8-кратного первичного тока обмотки ВН трансформатора. В данном случае:

$$I_{амп}/I_{НОМ} = 1445,1/131,7 = 10,97 > 8$$

Следовательно применяется традиционное торможение.

3) Определение минимального тока срабатывания производится по формуле:

$$I_{сз} > 1,1 \left(K_{пер} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рег}}{1 - \Delta U_{рег}} + 0,02 \right), \quad (7.13)$$

где ε – погрешность ТТ, принимается равной 0,1 [1];

$K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим, принимается равным 1,0 [6];

$\Delta U_{рег}$ – диапазон регулирования устройства РПН.

Проведем расчет по формуле (7.13):

$$I_{C3} > 1,1 \left(1,0 \cdot 0,1 + \frac{0,16}{1 - 0,16} + 0,02 \right) = 0,34$$

Принимаем к установке $I_{C3} = 35 \%$.

4) Определение крутизны первого наклонного участка тормозной характеристики.

Крутизна первого наклонного участка тормозной характеристики определяется по формуле:

$$\frac{I_d}{I_t} = 1,1 \left(K_{неп} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{pez}}{1 - \Delta U_{pez}} + 0,02 \right), \quad (7.14)$$

Проведем расчет по формуле (7.15):

$$\frac{I_d}{I_t} = 1,1 \left(2,0 \cdot 0,1 + \frac{0,16}{1 - 0,16} + 0,02 \right) = 0,45$$

Принимаем $\frac{I_d}{I_t} = 45 \%$

5) Точка изменения крутизны тормозной характеристики определяется по формуле:

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot \frac{I_d}{I_t} \sqrt[3]{\left(\min(I_{БР.НАМ.1*}, I_{БР.НАМ.2*}, I_{БР.НАМ.3*}) \right)^4}, \quad (7.15)$$

где $I_{БР.НАМ.i}$ – значение броска тока намагничивания силового трансформатора.

Минимальное значение броска тока намагничивания определяется по формуле:

$$I_{БР.НАМ.min} = K_{омс} \cdot I_{НОМ.Т.} \cdot K_{бр}, \quad (7.16)$$

где $K_{омс}$ – коэффициент отстройки, равен 1,1 для МУ РЗА [1];

$K_{бр}$ – коэффициент броска тока намагничивания, равен 5 для МУ РЗА [1].

Проведем расчет по формуле (7.17):

$$I_{БР.НАМ.min} = 1,1 \cdot 131,7 \cdot 5 = 724,35 \text{ А}$$

Проведем расчет по формуле (7.15):

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot 0,45 \sqrt[3]{724,35^4} = 57,79$$

Принимаем к установке $SLP = 57,7$.

6) Определение крутизны второго наклонного участка тормозной характеристики $\left(\frac{I_d}{I_{t2}}\right)$. Значение $\left(\frac{I_d}{I_{t2}}\right)$ по рекомендации производителя

принимается равным 60-70%. Принимаем к установке $\frac{I_d}{I_{t2}} = 65\%$

7) Определение тока срабатывания дифференциальной отсечки.

1. Отстройка от броска намагничивания.

Отстройка от броска намагничивания производится по формуле:

$$I_{d \max} \geq K_{омс} \cdot K_{ТТ}, \quad (7.17)$$

где $K_{омс}$ – коэффициент отстройки, равен 1,4 для МУ РЗА [1].

Проведем расчет по формуле (7.17):

$$I_{d\max} \geq 1,4 \cdot 4,477 = 6,268 \text{ A}$$

2. Отстройка от максимального значения внешнего короткого замыкания.

Максимальное значение внешнего КЗ будет при 3-х фазном повреждении на стороне 6 кВ, значение определяется по формуле:

$$I_{d\max} \geq K_{отс} \cdot K_{НБ} \cdot I_{кз.макс}, \quad (7.18)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2 для МУ РЗА;

$K_{НБ}$ – коэффициент небаланса, принимается равным 0.7 для МУ РЗА;

$I_{кз.макс}$ – максимальное значение периодической составляющей тока внешнего к.з., кА.

Проведем расчет по формуле (7.19):

$$I_{d\max} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 4,531 = 3,806 \text{ кА}$$

8) Уставки блокировок по второй и пятой гармоникам.

Уставки принимаются согласно рекомендациям производителя МУ РЗА:

$$\frac{I_{2f}}{I_{1f}} = 15\% \text{ с поперечной блокировкой.}$$

$$\frac{I_{5f}}{I_{1f}} = 35\% \text{ с пофазной блокировкой.}$$

Далее определим уставки максимальной токовой защиты.

Ток срабатывания защиты отстраивается от максимального рабочего тока силового трансформатора по формуле:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H \cdot K_{C3}}{K_B} \cdot I_{НОМ.Т} , \quad (7.19)$$

где K_H – коэффициент надежности принимаемый равным 1,1 для МУ РЗА [10];

K_B – коэффициент возврата принимаем 0,935 для МУ РЗА [1];

K_{C3} – коэффициент самозапуска нагрузки, определяется по паспорту для МУ РЗА.

Кратность тока самозапуска рассчитывается по формуле

$$K_{I.C3} = \frac{I_{НОМ.Т}}{I_{К.МАХ}^3}, \quad (7.20)$$

Проведем расчет по формуле (7.20):

$$K_{I.C3} = \frac{131,7}{4531} = 0,0364$$

По кривой зависимости находим $K_{C3} = 1,18$ [1].

Расчетный ток срабатывания защиты определим по формуле (7.20):

$$I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,18}{0,935} \cdot 164,962 = 229,006 \text{ А}$$

Принимаем ток срабатывания защиты 229,1 А.

Токовая защита от перегрузок выполнена с помощью МТЗ, установленной со стороны питания. Ток срабатывания защиты определяется по формуле:

$$I_{CЗ} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (7.21)$$

Проведем расчет по формуле (7.21):

$$I_{CЗ} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 131,7 = 154,9 \text{ А}$$

Принимаем ток срабатывания защиты 154,9 А.

Одна из основных защит трансформатора помимо дифференциальной защиты является газовая защита. Действие защиты основано на том, что всякие, даже незначительные, повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора вызывают разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа [6]. Защита выполняется на основе реле ВФ-80/Q.

Вывод по разделу: рассчитанные уставки релейной защиты в данном разделе, обеспечат селективную работу РЗА, что повысит надежность системы электроснабжения потребителей ПС 110 кВ «Автозапчасть», и обеспечат сохранение электрооборудования ПС 110 кВ, за счет своевременного и мгновенного срабатывания при возникновении коротких замыканий на шинах ВН и НН

8 Защита от перенапряжения и ПУМ

Перенапряжения по своему виду разделяются на атмосферные (внешние по отношению к электроустановке) и коммутационные (внутренние, связанные с изменением режима работы).

Возникновение атмосферных перенапряжений связано с погодными условиями, при которых происходит удар молнии в электроустановку или наведение перенапряжения в линиях при ударе молнии вблизи подстанции.

Атмосферные перенапряжения по большей части являются случайной величиной, вероятность возникновения которой определяется по статистическим метеорологическим данным наблюдения за природой.

Внутренние перенапряжения связаны с коммутацией силового оборудования или резким изменением режима работы электроустановки в результате отключения ненагруженных линий, однофазных замыканий на землю в сети с изолированной нейтралью, возникновения резонансных явлений и др.

Для защиты трансформатора от внутренних перенапряжений, связанных с коммутацией выключателя, перед трансформатором устанавливается ограничитель перенапряжения в соответствии с принятой схемой ОРУ высшего напряжения подстанции.

Основными защитными средствами от внешних перенапряжений для открытых распределительных устройств электроустановок являются стержневые или тросовые молниеотводы, соединенные с заземлителем электроустановки для обеспечения стекания заряда молнии в землю.

Для защиты оборудования, установленного на ОРУ подстанции устанавливаются стержневые молниеотводы. Допускается установка стержневого молниеотвода на конструкции линейного портала ОРУ, так как в этом случае требуется меньше металла на изготовление молниеотвода.

Для выполнения молниезащиты проектируемой подстанции применяется двойной стержневой молниеотвод, радиус зоны защиты которого определяется по расчетной формуле:

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_a}{1 + \frac{h_x}{h}} \cdot p, \quad (8.1)$$

где h – высота молниеотвода,

h_x – высота защищаемого объекта,

h_a – активная высота защищаемого объекта,

$p = 1$ – коэффициент для разных высот молниеотводов.

В качестве стержневых молниеотводов принимаются молниеотвод на портале ввода ВЛ, высотой 20 метров и устанавливаемая на территории ОРУ подстанции прожекторная мачта ПМС-24 высотой 24 метра.

Определим активную высоту молниеотвода по формуле:

$$h_a = h - h_x \quad (8.2)$$
$$h_{a1} = 24 - 8 = 16 \text{ м.}$$
$$h_{a2} = 20 - 8 = 12 \text{ м.}$$

Подставляя значения в формулу 8.1, получим:

$$r_{x1} = \frac{1,6 \cdot 16}{1 + \frac{8}{24}} \cdot 1 = 19,2 \text{ м.}$$
$$r_{x2} = \frac{1,6 \cdot 12}{1 + \frac{8}{20}} \cdot 1 = 13,71 \text{ м.}$$

Расстояние между молниеотводами, определенное по плану подстанции, составляет 30 метров.

В качестве высоты защищаемого объекта принимаем максимальную высоту блока опорных изоляторов Б110-77/2-П, равную 6,7 метра с небольшим запасом для ошиновки ОРУ.

Вывод по разделу: установленные молниеотводы обеспечат защиту от попадания прямых ударов молнии вновь установленное на ПС 110 кВ Автозапчасть электрооборудование.

Необходимо отметить, что Ульяновская область в соответствии с ПУЭ к районам, где количество гроз составляет от 40 до 60 часов в год. В связи, с этим плотность грозовых явлений районе расположения подстанции находится на среднем уровне.

Таким образом, реализация мероприятий защиты от ПУМ и от грозовых и коммутационных перенапряжений по расчетным параметрам в данном разделе, обеспечит максимальную защиту электрооборудования от вышеперечисленных метеофакторов.

9 Расчет заземления зданий и сооружений подстанции 110 кВ

Заземляющее устройство подстанции проектируется по норме на допустимое сопротивление растеканию.

Сопротивление заземляющего устройства электроустановок выше 1 кВ в сетях с глухозаземленной нейтралью в любое время года должно быть не более 0,5 Ом с учетом сопротивления естественных и искусственных заземлителей (14, п.1.7.90).

Заземляющее устройство проектируемой подстанции предусматривается вертикальными электродами из трубы диаметром 40 мм и горизонтальными заземлителями сечением 4x40 мм, объединенными между собой в заземляющую сетку.

Конструктивные параметры искусственного заземлителя, при которых заземляющее устройство удовлетворяет указанным требованиям электробезопасности, определяются расчетом.

В качестве исходных данных для расчета принимаются:

- удельное сопротивление грунта $\rho = 50 \text{ Ом} \cdot \text{м}$,
- длина вертикальных электродов $l = 3 \text{ м}$,
- глубина заложения горизонтальных заземлителей $t = 0,7 \text{ м}$.

Перед выполнением расчета необходимо вычислить расчетное удельное сопротивление грунта, с учетом повышающих коэффициентов для горизонтальных и вертикальных электродов.

Для третьей климатической зоны получим:

$$\rho_{\text{в}} = \rho_{\text{уд}} \cdot K_{\text{в}} = 50 \cdot 1,4 = 70 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$\rho_{\text{г}} = \rho_{\text{уд}} \cdot K_{\text{г}} = 50 \cdot 2 = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Сопротивление растеканию зарядов одного вертикального электрода определяется формулой:

$$r_B = \frac{0,366 \cdot \rho_B}{l} \cdot \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t' + l}{4t' - l} \right) \quad (45)$$

где ρ_B – расчетная удельная величина сопротивления грунта для вертикальных электродов,

l – длина вертикального электрода,

d – диаметр электрода,

t' – расстояние от поверхности земли до середины электрода.

$$t' = t + \frac{l}{2} = 0,7 + \frac{3}{2} = 2,2 \text{ м.}$$

$$r_B = \frac{0,366 \cdot 70}{3} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 3}{0,04} + 0,5 \lg \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) = 19,88 \text{ Ом}$$

Пренебрегая в первом приближении взаимным экранированием вертикальных стержней, определяем их ориентировочное число:

$$n' = \frac{r_B}{R_3} = \frac{19,88}{0,5} \approx 40 \text{ шт.}$$

Принимаем расположение вертикальных электродов по контуру трансформаторной подстанции.

Для отношения расстояния между электродами 6 метров к длине электрода 3 метра и количестве электродов, равном 40 штук, находим значение коэффициента использования вертикальных заземлителей:

$$\eta_B = 0,58$$

Тогда уточненное число вертикальных электродов:

$$n = \frac{n'}{\eta_B} = \frac{40}{0,58} = 69 \text{ шт}$$

Длина соединительной полосы горизонтального заземлителя:

$$l_{\Gamma} = 1,05 \cdot a \cdot n = 1,05 \cdot 6 \cdot 69 = 435 \text{ м.}$$

Сопротивление растеканию тока для горизонтального проводника:

$$r_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\Gamma}}{l} \cdot \lg \frac{2l^2}{b \cdot t} \quad (46)$$

$$r_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot 100}{435} \cdot \lg \frac{2 \cdot 435^2}{0,04 \cdot 0,7} = 0,6 \text{ Ом}$$

Результирующее сопротивление растеканию тока заземлителя с учетом коэффициентов использования:

$$R'_3 = \frac{1}{\frac{\eta_{\Gamma}}{r_{\Gamma}} + \frac{n \cdot \eta_B}{r_B}} \quad (47)$$

$$R'_3 = \frac{1}{\frac{0,26}{0,6} + \frac{69 \cdot 0,58}{19,88}} = \frac{1}{2,45} = 0,4 \text{ Ом}$$

Полученное значение соответствует условию $R_3 < 0,5 \text{ Ом}$.

Вывод по разделу: на основании проведенных расчетов система заземления будет выполнен следующим образом:

- в модульном здании распределительного устройства 10 кВ подстанции предусматривается внутренний контур заземляющего устройства и обеспечивается его подключение к рассматриваемому внешнему заземляющему устройству подстанции. Заземляющее устройство здания КРУ

10 кВ будет закрепляться к стене на пластины, и выводиться к внешнему контуру не менее, чем в двух местах, исходя из конфигурации здания;

- заземлители отдельно стоящего молниеотвода выполняются комбинированными, состоящими из двух вертикальных электродов (сталь круглая диаметром 18 мм и длиной 5 м), соединенных горизонтальным заземляющим устройством (полоса стальная 5x40) на глубине 0,7м от поверхности земли;

- молниеприемник будет соединен с заземляющим устройством так, чтобы обеспечивать растекание тока молнии в двух направлениях;

- заземляющий контур самой подстанции будет выполнен в виде сетки состоящей из вертикальных электродов и горизонтальными соединительной полосой сечением 4x40 мм.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе проведен анализ существующего электрооборудования подстанции 110 кВ «Автозапчасть» в Ульяновской области. После проведенного анализа существующей схемы электроснабжения, а также проведенного расчета остаточного ресурса электрооборудования, было установлено, что необходимо проведение глубокой реконструкции данной подстанции.

В работе был проведен анализ загрузки существующего трансформаторного парка с учетом подключения новых потребителей к данной подстанции в объеме 10 МВт, в связи с развитием прилегающего района к ПС 110 кВ. На основании проведенного анализа было установлено, что при подключении новых потребителей трансформаторы будут перегружены, что не допустимо, так как к данной подстанции подключены потребители 1 и 2 категории, а недопустимая перегрузка трансформаторов в случаи выхода из строя одного из установленных трансформаторов, существенно снижает надежность системы электроснабжения.

Так как существующая схема по стороне ВН не отвечает современным требованиям, в работе был рассмотрен вопрос реконструкции ПС 110 кВ, с учетом изменения электрической принципиальной схемы ОРУ -110 кВ. В связи с этим, был рассмотрен вопрос установки на стороне 110 кВ высоковольтных элегазовых выключателей типа ВГТ. Данное техническое решение существенно увеличит надежность функционирования, как самой подстанции, а также позволит повысить надежность системы электроснабжения потребителей ПС 110 кВ Автозапчасть, без кардинальных изменений в электрической сети по стороне 110 кВ.

С учетом установки новых силовых трансформаторов 25 МВА в замен существующих 16 МВА, выбрано электрооборудование 110 кВ и 10 кВ.

С учетом изменений рассчитаны необходимые параметры КЗ и рассчитаны уставки РЗиА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ И ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений [Электронный ресурс] : учебник / Т. В. Анчарова [и др.] - 2-е изд., перераб. и доп. - Москва : Форум : ИНФРА-М, 2018. - 414 с. : ил. - (Высшее образование. Бакалавриат). - ISBN 978-5-00091-500-4 <https://new.znaniyum.com/catalog/document?id=345168>

2. Афонин В. В. Электрические станции и подстанции [Электронный ресурс]: учеб. пособие. В 3 ч. Ч. 1 / В. В. Афонин, К. А. Набатов ; Тамбовский гос. техн. ун-т. - Тамбов : ТГТУ : ЭБС АСВ, 2015. - 90 с. : ил. - ISBN 978-5-8265-1387-3. <http://www.iprbookshop.ru/64621.html>

3. Богданов, А. В. Микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматизации в электроэнергетических системах [Электронный ресурс] : учебное пособие / А. В. Богданов, А. В. Бондарев. - Электрон. текстовые данные. - Оренбург : Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016. - 82 с.- 8-987-903550-43-2. <http://www.iprbookshop.ru/69913.html>

4. Вахнина, В. В. Проектирование систем электроснабжения [Электронный ресурс] : электрон. учеб.-метод. пособие / В. В. Вахнина [и др.]; ТГУ ; Ин-т энергетики и электротехники ; каф. "Электроснабжение и электротехника". - ТГУ. - Тольятти : ТГУ, 2016. - 78 с. : ил. - Библиогр.: с. 76-78. - ISBN 978-5-8259-0929-5. <https://dspace.tltsu.ru/handle/123456789/2976>

5. Вахнина, В. В. Системы электроснабжения [Электронный ресурс]: электрон. учеб.-метод. пособие / В. В. Вахнина [и др.] ; ТГУ ; Ин-т энергетики и электротехники ; каф. "Электроснабжение и электротехника". - Тольятти : ТГУ, 2015. - 46 с. : ил. - Библиогр.: с. 35. - Прил.: с. 36-46. - ISBN 978-5-8259-0915-8. <https://dspace.tltsu.ru/handle/123456789/2943>

6. Вахнина, В. В. Электроэнергетика и электротехника. Выполнение бакалаврской работы: учебно-методическое пособие для студентов направления 13.03.02 / В.В. Вахнина, О.В. Самолина, А.Н. Черненко. –

Тольятти: ТГУ, 2019. – 35 с.

7. Вахнина, В.В. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий : учеб. пособие для вузов / В.В. Вахнина. – 2-е изд., стер. – Тольятти : ТГУ, 2011. – 68 с.

8. Кокин С.Е. Схемы электрических соединений подстанций: Учебное пособие / Кокин С.Е., Дмитриев С.А., Хальясмаа А.И., - 2-е изд., стер. - М.:Флинта, Изд-во Урал. ун-та, 2017. - 100 с. ISBN 978-5-9765-3134-5. <https://new.znaniium.com/catalog/document?id=303848>

9. Конюхова, Е.А. Электроснабжение [Электронный ресурс] : учебник / Е.А. Конюхова. — Электрон. дан. — Москва : Издательский дом МЭИ, 2014. — 510 с. <https://e.lanbook.com/book/72338>

10. Кулеева Л.И. Проектирование подстанции [Электронный ресурс]: учебное пособие / Л.И. Кулеева, С.В. Митрофанов, Л.А. Семенова. - Электрон. текстовые данные. - Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016. - 111 с. ISBN 978-5-7410-1542-1. <http://www.iprbookshop.ru/69935.html>

11. Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий: Учебное пособие / Э.А. Киреева. - М.: КноРус, 2013. - 368 с.

12. Немировский, А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций [Электронный ресурс]: учебное пособие / А.Е. Немировский, И.Ю. Сергиевская, Л.Ю. Крепышева. - М: "Инфра-Инженерия", 2018. - 148 с.- ISBN 978-5-9729-0207-1. <https://new.znaniium.com/catalog/document?id=326355>

13. Ополева, Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Г. Н. Ополева. - Москва : Форум : ИНФРА-М, 2018. - 416 с. - ISBN 978-5-8199-0769-6. <https://new.znaniium.com/catalog/document?id=345761>

14. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. - М.: ИНФРА-М, 2018. - 262 с. ISBN 978-5-16-009744-

2 <https://new.znaniium.com/catalog/document?id=304269>

15. Правила устройства электроустановок [Электронный ресурс]. - 7-е изд. - Электрон. текстовые данные. - М.: ЭНАС, 2013. - 104 с. ISBN 978-5-4248-0036-8. <http://www.iprbookshop.ru/76191.html>

16. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования; дата введ. 23.03.1998. – М.: Издательство МЭИ, 2013. – 131 с.

17. РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок; дата введ. 01.01.1993. – М.: ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 2007. – 27 с.

18. Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ [Электронный ресурс]. - Электрон. текстовые данные. - М. : ЭНАС, 2017. - 80 с. ISBN 978-5-4248-0135-8. <http://www.iprbookshop.ru/76194.html>

19. Релейная защита электроэнергетических систем / Андреев М.В., Рубан Н.Ю., Суворов А.А., Гусев А.С., Сулайманов А.О. - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. - 167 с. - ISBN 978-5-4387-0796-7. <https://new.znaniium.com/catalog/document?id=344694>.

20. Соловьев, А. Л. Релейная защита городских электрических сетей 6 и 10 кВ [Электронный ресурс] : учебное пособие / А. Л. Соловьев, М. А. Шабад ; под ред. А. В. Беляев. - Электрон. текстовые данные. - СПб. : Политехника, 2016. - 176 с. - 978-5-7325-1100-0. <http://www.iprbookshop.ru/59516.html>

21. Хромченко, Г. Е. Проектирование кабельных сетей и проводок / Г. Е. Хромченко, П.И.Анастасиев, Е.З.Бранзбург, А.В.Коляда. - М.: Энергия, 2010.–397 с.

22. Шеховцов, В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования. – М.: ФОРУМ: ИНФРА–М, 2010. – 214 с.

23. Электроэнергетика. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Ю. А. Ершов, О. П. Халезина, А. В. Малеев и др. - Красноярск: Сиб. Федер. ун-т,

24. Электротехнический справочник: в 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 12-е изд., стер. – М.: Издательство МЭИ, 2012. – 966 с.

25. Электротехнический справочник : в 4 т. Т. 4. Использование электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. (гл. ред. А. И. Попов). – 11-е изд., стер. – М. : Издательство МЭИ, 2014. – 704 с.

26. Электротехнический справочник: в 3-х т. Т. 2. Электротехнические устройства/Под. общ. ред. Проф. МЭИ В. Г. Герасимова, П. Г. Грудинского, Л. А. Жукова и др. – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Энергоиздат, 2011. – 658 с.

27. Электротехнический справочник: в 4 т. Т. 2. Электротехнические устройства и изделия / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – 10-е изд. – М.: Издательство МЭИ, 2012. – 988 с.

28. Bhalja V., Maheshwari R. P., Chothani N. Protection and Switchgear (Oxford Higher Education). - 1 изд. - Oxford: Oxford University Press, 2016. - 576 с.

29. Croft T., Hartwell F.P., Summers W.I. American Electricians' Handbook. - 16 изд. - New York City: McGraw-Hill Education, 2013. - 1712 с.

30. Gönen T. Electric Power Distribution Engineering. - 3 изд. - Boca Raton: CRC Press, 2014. - 1061 с.

31. McPartland J.F., McPartland B.J., McPartland S.P. McGraw-Hill's Handbook of Electric Construction Calculations. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2013. - 320 с.

32. Ram B. Power System Protection and Switchgear. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2011. - 684 с