

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки/ специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

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

Обучающийся

Н.М.Кенджаев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.А. Андреев

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2022

Аннотация

В выпускной квалификационной работе выполнена реконструкция и модернизация системы электроснабжения предприятия «Промсинтез» с реконструкцией подстанции 110/10 кВ, разработана схема подстанции, выбрано оборудование и коммутационная аппаратура для высоковольтной сети. Произведен выбор элементной базы релейной защиты элементов схемы с учетом надежности электроснабжения.

Рассчитаны токи короткого замыкания, рассчитана релейная защита трансформаторов подстанции 110/10 кВ и синхронного двигателя компрессора.

Рассмотрены вопросы экономики, организационных и технических мероприятий по охране труда и технике безопасности.

Данная выпускная квалификационная работа бакалавра включает в себя пояснительную записку, состоящую из 53 страниц, 6 рисунков, 10 таблиц, и 6 листов графического материала.

Содержание

Введение.....	3
1 Основная часть	6
1.1 Сведения об электрификации на момент обследования объекта	6
1.2 Расчет мощности подстанции.....	7
2 Замена силовых трансформаторов	11
2.1 Обоснование замены трансформаторов.....	11
2.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов подстанции.....	12
3 Выбор оборудования подстанции	17
3.1 Расчет токов короткого замыкания	17
3.2 Выбор оборудования.....	25
4 Разработка релейной защиты трансформатора	32
5 Безопасность жизнедеятельности и экологичность	40
5.1 Электробезопасность	40
5.1.1 Расчет молниезащиты ГПП.....	41
5.1.2 Расчет заземления ГПП	45
5.2 Пожаро- и взрывобезопасность	48
Заключение	49
Список используемых источников.....	51

Введение

Любое предприятие непрерывно развивается: вводятся новые производственные мощности, совершенствуются технологии. Повышаются требования к надежности систем электроснабжения. Приводятся данные по существующей нагрузке сети и ее увеличению, чем и обуславливается необходимость реконструкции подстанции. Непрерывная и длительная работа электрооборудования предприятия приводят к значительному физическому износу и приближению периода резкого увеличения отказов. В результате возникает необходимость ретрофита старого оборудования [26].

Структура системы электроснабжения должна быть гибкой, допускать постоянное развитие технологий, рост мощностей предприятия и изменение условий производства. Это приводит к появлению новых требований к надежности элементов энергосистемы и её эффективности [1,2].

Замена трансформатора на подстанции или другом объекте производится в случаях, когда используемое оборудование устарело и не способно полностью выполнять свои задачи. При скачках мощности велика вероятность поломки дорогостоящего оборудования, подключенного от данной сети. Замена устаревших электроустановок и оборудования распределительных сетей позволяет обеспечить бесперебойную работу предприятия и продлить срок службы подключенного к ней оборудования.

Объектом исследования является предприятие «Промсинтез».

Предметом исследования является электрическая часть ПС «Промсинтез».

Цель работы – разработка проекта реконструкции трансформаторов и оборудования подстанции 110/10 кВ предприятия «Промсинтез».

Основными задачами выпускной квалификационной работы являются:

- расчет электрических нагрузок подстанции;
- выбор силовых трансформаторов;
- разработка схемы электрических соединений;

- замена морально устаревшего и физически изношенного оборудования;
- замена электромеханических реле на микропроцессорные блоки защиты трансформатора подстанции;
- разработка вопросов по охране труда и энергосбережения.

Замена трансформатора подстанции требует значительных финансовых вложений, но затраты будут еще выше, если оборудование вдруг выйдет из строя, и придется срочно менять его с незапланированным отключением электроэнергии. Увеличение срока службы энергооборудования является важной задачей для повышения надежности инфраструктуры. Но если агрегат подвергся значительным угрозам - при его использовании были допущены ошибки, утечки масла, перегрузки и другие нарушения - срок его эксплуатации значительно сокращается.

1 Основная часть

1.1 Сведения об электрификации на момент обследования объекта

Акционерное общество «Промсинтез» создано в феврале 1997 года на базе ОАО «Полимер». Электроприемники предприятия «Промсинтез» относятся к потребителям I категории надежности.

Оборудование, относящееся к системе противопожарных защит пожаротушения, автоматизации и диспетчеризации промышленных электроустановок подключаются по I особой категории надежности.

Основная задача подстанции ПС 110/10/10 кВ является электроснабжение потребителей предприятия «Промсинтез». Рабочее напряжение 110/10 кВ. Количество силовых трансформаторов - 2. Установленная мощность трансформаторов 64 МВА.

Реконструируемая подстанция (рисунок 1) питается по двум линиям электропередачи от районной подстанции. Конструкция ОРУ-110 кВ ГПП-1 выполнена по типовой схеме 4Н.

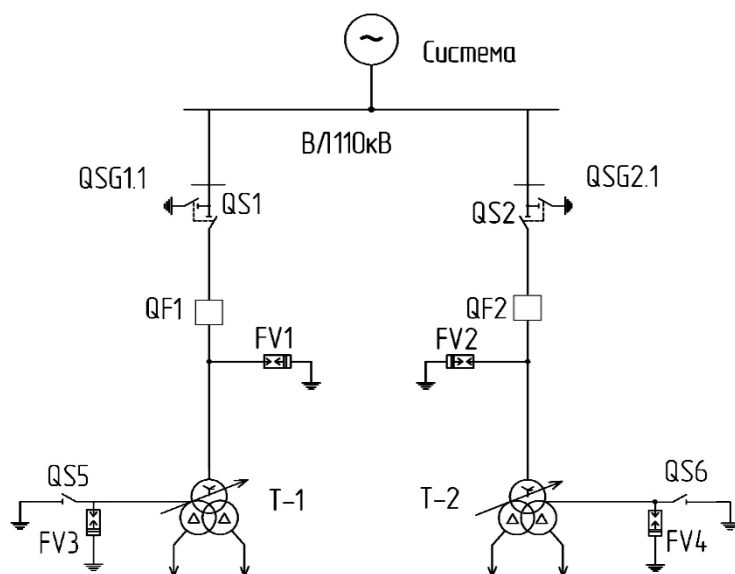


Рисунок 1 – Принципиальная схема проектируемой подстанции [19]

На ПС 110/10 кВ в ОРУ-110 кВ расположены:

- силовой трансформатор ТРДН-32000/100/10;
- разъединитель РНДЗ.2-110/630;
- выключатель ВМТ-110Б;
- заземлитель ЗОН-110У;
- разрядник РВС-110 М и РВС-35;
- трансформаторы напряжения ТТ НКФ-110-58;
- трансформаторы тока ТТ ТВМ-110;
- трансформаторы тока ТТ ТФЗМ-110 У1;
- трансформаторы тока ТТ ячеек К-61 ТЛШ-10 У3 [19];
- трансформаторы напряжения ячеек серии К-59 типа НАМИТ-10;
- трансформаторы напряжения ТН ячеек К-59, НОЛ.08-10 У2;
- вводные выключатели ячеек К-61 ВБЧЭ-10-20/3150 У3;
- трансформаторы тока ТТ ячеек К-59 серия ТЛШ-10 У3.

1.2 Расчет мощности подстанции

На подстанции желательно использовать не более двух трансформаторов одинаковой мощности.

Количество трансформаторов на ГПП определяется требованиями надежности электроснабжения. Как правило, устанавливается два трансформатора для обеспечения требуемой надежности. В данной работе предусматривается установка двухтрансформаторной ГПП.

Особая группа надежности электроснабжения на АО «Промсинтез» представлена следующими группами потребителей:

- объекты, используемые персоналом АО «Промсинтез» в аварийных и чрезвычайных режимах, при высоких рисках и нарушения безопасности;
- объекты энергоснабжения;

- объекты оперативного технологического контроля и управления на АО «Промсинтез», диспетчерские пункты и системы оперативной технологической связи;
- системы пожаротушения, водоснабжения;
- объекты систем оповещения и связи с руководством города, области;
- группы каналов электроснабжения системы управления, основного и вспомогательного технологического оборудования, внезапная остановка которого приводит к нарушению технологии, пожару, взрыву или другим опасным явлениям.

АО «Промсинтез» оснащен высоковольтными двигателями, установленная мощность которых составляет 50 МВт.

Синхронные двигатели высокого напряжения являются источниками реактивной мощности. Поэтому их следует учитывать как компенсирующие устройства [21].

Расчёт электрических нагрузок производится методом, созданным институтом «Гипротюменьнефтегаз» для предприятий с двигательной нагрузкой.

Расчетная активная мощность высоковольтных двигателей составит:

$$P_p = C \cdot \left(1 + \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{\frac{M}{C} - 1} \right), \text{ при } C < 0.75M \quad (1)$$

$$P_p = M \quad (2)$$

$$C = P_c = \sum_{i=1}^n K_b \cdot K_z \cdot P_{ном i} \quad (3)$$

$$C = 0,84 \cdot 0,84 \cdot 50 = 35,27 \text{ МВт.}$$

$$M = \sum_{i=1}^n P_{ном i} \quad (4)$$

где $K_b = 0,84$ - коэффициент включения;

$K_z = 0,84$ - коэффициент загрузки для данного типа электрооборудования.

Определяется максимальная мощность рабочих двигателей:

$$M = P_{уст} = 50 \text{ МВт.}$$

Осуществляется проверка вычислением отношения С к М:

$$\frac{C}{M} = \frac{35,27}{50} = 0,7 < 0,75.$$

Условие выполняется. Тогда расчетная мощность составит:

$$P_p = 35,27 \cdot \left(1 + \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{\frac{50}{35,27} - 1} \right) = 48,44 \text{ МВт.}$$

Полную мощность рассчитывается по выражению [8]:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (5)$$

где P_p – расчетная активная мощность;

Q_p – расчетная реактивная мощность.

Синхронные двигатели полностью компенсирует реактивную мощность, поэтому расчетная реактивная мощность равна [8]:

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\phi,$$

где $\operatorname{tg}\phi$ - коэффициент реактивной мощности.

Рассчитывается полная мощность с учетом низковольтной нагрузки 10540,42 кВт:

$$S_p = \sqrt{(48,44 + 10,54042)^2} = 58,98 \text{ МВА}$$

Рассчитывается полная активная мощность подстанции 110/10 кВ с учетом коэффициента одновременности максимумов по формуле:

$$P_{\text{расч.}} = \sum P_{pi} \cdot K_{p,m}, \quad (6)$$

где $\sum P_{pi}$ - сумма активных мощностей, кВт;

$K_{p,m}$ - коэффициент разновременности максимумов нагрузок.

$$P_{\text{расч.}} = 58,98 \cdot 0,98 = 578 \text{ МВт}.$$

Выводы по разделу 1. Текущее состояние электрической части ГПП «Промсинтез» не соответствует современным требованиям надежности. Расчетная мощность больше мощности трансформаторов. Необходимо произвести реконструкцию электрической части ГПП «Промсинтез».

2 Замена трансформаторов подстанции

2.1 Обоснование замены трансформаторов

Трансформаторы подстанции относятся к маслonaполненному оборудованию (МНО). Через МНО электрическая энергия трансформируется потребителю. Если один из трансформаторов выйдет из строя, возникнет недоотпуск потребителям энергии. Бесперебойное электроснабжение является основной задачей, поэтому трансформаторы должны всегда находиться в рабочем состоянии.

Общей чертой для МНО является использование масла в качестве изоляционной среды. При длительной работе свойства масла изменяются и его качество, как изолятора, ухудшается [22]. Длительная эксплуатация электрооборудования приведет к плохим последствиям и даже к возгоранию. Появление примесей в изоляционной среде может привести к короткому замыканию внутри трансформатора.

Исследования показывают, что при использовании трансформаторов более 20 лет потери в них увеличиваются от паспортных значений на 1,75% в год [25].

Большинство технологических нарушений масляных трансформаторов вызваны старением их материалов. Распределение технологических нарушений в трансформаторах, в процентах следующее [17]:

- изменение свойств материала (износ) = 21,6 %;
- дефекты при изготовлении конструктива = 19,4 %;
- эксплуатационные недостатки = 16,8 %;
- посторонние влияния = 10,3 %;
- внеплановые режимы в электросети = 5,8 %;
- устранение дефектов = 4,2 %;
- климатические и внешние воздействия = 3,5 %;
- другие причины = 18,4 %.

При диагностике установленных на подстанции трансформаторов выявились превышения измеренных значений над паспортными на 70 процентов.

Нормативный срок службы силовых трансформаторов составляет около 25 лет. Год ввода в эксплуатацию силовых трансформаторов подстанции 1974 г.

Для преобразования электрической энергии на ГПП в настоящее время служат силовые трехфазные масляные трансформаторы ТРДН-32000/100/10.

Кроме того, в нынешнее время нет резерва мощности и, как следствие, возможности технологического присоединения новых потребителей.

При замене трансформаторов на новые повысятся амортизационные отчисления, что приведет к обновлению общей обстановки на предприятии.

2.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов подстанции

Номинальная мощность каждого из двух трансформаторов ГПП определяется из условия [11,27]:

$$S_{\text{ном.Г}} \geq \frac{S_{\text{расч.ГПП}}}{2 \cdot K_3}, \quad (7)$$

где $S_{\text{расч}}$ - расчетная мощность ГПП, кВА;

K_3 - коэффициент загрузки трансформаторов.

На ПС 110/10 кВ в настоящее время установлен силовой трансформатор ТРДН-32000/100/10. Коэффициент загрузки трансформатора при установке двух агрегатов мощностью 25 МВА каждый составит:

$$K_{\text{загр.Г}} = \frac{57801}{2 \cdot 32000} = 0,9.$$

С учетом того, что АО «Промсинтез» является предприятием непрерывного производства с равномерным графиком нагрузки, не допускается перегрузка трансформаторов. Принимается, что загрузка трансформатора не должна превышать 50%. Тогда при режиме аварии одного из трансформаторов, второй трансформатор будет загружен не более, чем на 100 % [6]. Рассчитываем мощность одного трансформатора:

$$S_{\text{ном.Т}} = \frac{57801}{2 \cdot 0,5} = 57,804 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Из ряда стандартных значений мощностей силовых трансформаторов выбираются 2 ближайших по мощности трансформатора. Выбраны два трансформатора типа ТРДН-63000/110/10. Коэффициент загрузки трансформаторов:

$$K_3 = \frac{S_{\text{расч.ГПП}}}{2 \cdot S_{\text{Т.НОМ}}} \quad (8)$$

где $S_{\text{расч}}$ - расчетная мощность ГПП, кВА;

$S_{\text{Т.НОМ}}$ - номинальную мощность трансформаторов, кВА.

При подстановке числовых значений в формулу (8) получается:

$$K_{31} = \frac{57801}{2 \cdot 63000} = 0,46,$$

Рассматриваются трансформаторы разных производителей марки ТРДН-63000/110:

- Тольяттинский Трансформатор;
- Московский «Электрозавод»;
- ООО «НОВОСИБИРСКИЙ ТРАНСФОРМАТОРНЫЙ ЗАВОД».

Сравнительная характеристика данных трансформаторов приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Сравнительная характеристика силовых трансформаторов

Тип трансформатора МВА	Потери, кВт		Ток холостого хода, I _{х.х.} , %	Напряжение короткого замыкания, U _к , %	Стоимость одного трансформатора, тыс. руб.
	холостого хода, ΔP _{хх}	короткого замыкания, ΔP _{к.з.}			
ТРДН-63000/110/10 Тольяттинский Трансформатор	35	245	0,25	10,5	31 080
ТРДН-63000/110/10 Московский «Электрозавод»	46	245	0,3	10,5	35 240
ТРДН-63000/110/10 НТЗ	50	245	0,5	10,5	30 000

Определяются капитальные затраты [6].

$$K_1 = 2 \cdot 31080 = 62160 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_2 = 2 \cdot 35240 = 70480 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_3 = 2 \cdot 30000 = 60000 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость потерь электроэнергии в год [9]:

$$C_n = C_0 \cdot n \cdot (\Delta P_{ХХ} + \frac{I_{ХХ} \cdot S_{НОМ.Т}}{100}) \cdot T + C_0 \cdot n \cdot K_{3Т}^2 \cdot (\Delta P_{К.З.} + \frac{u_K \cdot S_{НОМ}}{100}) \cdot \tau \quad (9)$$

где τ_{\max} - время потерь, определяемое по эмпирической формуле, час.

$$\tau = \frac{T_{н.мах}}{10^2}, \quad (10)$$

где $T_{н.мах} = 5800$ час - продолжительность максимальной нагрузки.

$$\tau = \frac{5800}{10^2}.$$

$$C_{n1} = 0,9 \cdot 2 \cdot \left(35 + \frac{0,25 \cdot 63000}{100}\right) \cdot 8760 + 0,9 \cdot 2 \cdot 0,46^2 \cdot \left(245 + \frac{10,5 \cdot 63000}{100}\right) \cdot 4033 = 13573 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{n2} = 0,9 \cdot 2 \cdot \left(46 + \frac{0,3 \cdot 63000}{100}\right) \cdot 8760 + 0,9 \cdot 2 \cdot 0,46^2 \cdot \left(245 + \frac{10,5 \cdot 63000}{100}\right) \cdot 4033 = 142430 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{n3} = 0,9 \cdot 2 \cdot \left(50 + \frac{0,5 \cdot 63000}{100}\right) \cdot 8760 + 0,9 \cdot 2 \cdot 0,46^2 \cdot \left(245 + \frac{10,5 \cdot 63000}{100}\right) \cdot 4033 = 143061 \text{ тыс. руб.}$$

Определяются амортизационные отчисления, при работе трансформаторов за год, тыс. руб. [9]:

$$C_a = \frac{C_{a0}\%}{100} \cdot K \cdot x, \quad (11)$$

где C_{a0} - амортизационные отчисления, для электрооборудования подстанции принимается равной 6,3%;

K - стоимость трансформаторов, тыс.руб.;

n – количество трансформаторов.

$$C_a = \frac{6,3}{100} \cdot 63160 = 3979 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_a = \frac{6,3}{100} \cdot 70485 = 4450 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_a = \frac{6,3}{100} \cdot 61000 = 3843 \text{ тыс. руб.}$$

Ежегодные текущие затраты:

$$C = C_n + C_a. \quad (12)$$

$$C_I = 13573 + 3979 = 17552 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_2 = 142430 + 440 = 146880 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_3 = 143061 + 3843 = 146904 \text{ тыс. руб.}$$

Критерием экономичности варианта трансформатора служат приведенные затраты (тыс.руб/год):

$$Z = E_n \cdot K + C, \quad (13)$$

где E_n – нормальный коэффициент эффективности капитальных вложений, равный 0,12;

K – единовременные капитальные вложения, (тыс.руб);

$$Z_1 = 0,12 \cdot 63160 + 17489 = 25068,2 \text{ тыс. руб.}$$

$$Z_2 = 0,12 \cdot 70485 + 146870 = 155328,2 \text{ тыс. руб.}$$

$$Z_3 = 0,12 \cdot 60000 + 146841 = 154051 \text{ тыс. руб.}$$

Из сравниваемых вариантов трансформаторов экономически наиболее целесообразен вариант 3 от производителя ООО «НТЗ», имеющий наименьшие приведенные затраты.

Вывод по разделу 2. Коэффициент загрузки трансформаторов выше допустимого, следовательно, необходимо предусмотреть установку трансформаторов более высокой мощности. Оптимальный вариант трансформатора установлен экономическими расчетами. Применены более экономичные трансформаторы. Все выбранное оборудование соответствует требованиям.

3 Выбор и проверка оборудования подстанции

3.1 Расчёт токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания необходим при выборе электрооборудования и аппаратов защиты [18,26].

Схема, необходимая для расчета токов КЗ представлена на рисунке 2.

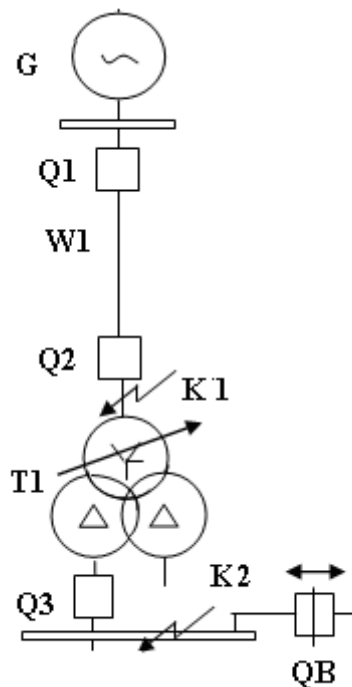


Рисунок 2 – Расчетная схема

На основании расчетной схемы составляется эквивалентная схема замещения для выбранного участка подстанции (рисунок 3).

Наличие в системе электроснабжения двигателей высокого напряжения приводит к увеличению тока КЗ. Поэтому при расчете токов КЗ требуется учитывать ток подпитки от двигателей [7].

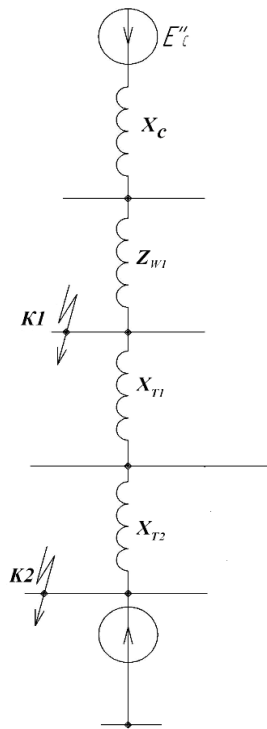


Рисунок 3 – Схема замещения

Сопротивление системы определяется по формуле [18]:

$$x_c = \frac{U_{CP}^2}{S_K}, \quad (14)$$

где U_{CP} – среднее напряжение [18].

Величина сопротивления воздушной линии электропередачи составляется по формуле:

$$x_{BL} = x_{уд} \cdot L, \quad (15)$$

где $x_{уд}$ - сопротивление одного километра линии;

L - длина линии.

Расчет сопротивления силового трансформатора ГПП с расщепленной обмоткой производится по выражению:

$$x_{T1} = \frac{u_{K,min\%}}{100 \left(1 - \frac{K_P}{4}\right) \frac{U_{min}^2}{S_{H,T}}}; \quad (16)$$

$$x_{T2} = \frac{u_{K,min\%}}{100 \frac{K_P U_{min}^2}{2 S_{H,T}}}, \quad (17)$$

где U_{min} - минимальное напряжение;

K_p - коэффициент расщепления обмоток НН [9].

Мощность системы в максимальном и минимальном режиме работы:
 $S_{сmax}=5000$ МВА, $S_{сmin}=1500$ МВА.

Сопротивление линии длиной 106 км:

$$X_{wl} = 0,4 \cdot 106 = 42,4 \text{ Ом.}$$

Сопротивление трансформатора:

$$x_{T1} = \frac{11,71}{100 \left(1 - \frac{3,25}{4}\right) \frac{126^2}{63}} = 48 \text{ Ом;}$$

$$x_{T1} = \frac{9,8}{100 \left(1 - \frac{3,25}{4}\right) \frac{96,58^2}{63}} = 23,6 \text{ Ом.}$$

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по следующей формуле [13]:

$$I^{(3)}_K = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot X_{экв}}, \quad (18)$$

где U_{cp} - среднее значение напряжения;

$X_{экв}$ - сопротивление сети от источника электросети до точки КЗ.

Рассчитывается ток трехфазного короткого замыкания в точке К1, в минимальном и максимальном режимах работы системы электроснабжения:

$$I_{K1max}^{(3)} = \frac{U_{CP}}{\sqrt{3} \cdot (X_{Cmax} + X_{W1})}, \quad (19)$$

где U_{CP} – среднее напряжение сети;

X_{Gmin} – минимальное значение сопротивления системы;

X_{W1} – сопротивление воздушной линии.

$$I_{K1max}^{(3)} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot (2,6 + 41,2)} = 1517 \text{ A.}$$

Максимальный ток КЗ в точке К2 определяется по выражению:

$$I_{K2max}^{(3)} = \frac{U_{CP}}{\sqrt{3} \cdot (X_{Cmax} + X_{W1} + X_{Tmin})}, \quad (20)$$

где $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение трансформатора;

X_{Fmin} – минимальное сопротивление питающей электросети;

X_{P1} – сопротивление воздушной линии электропередач;

X_{Tmin} – минимальное сопротивление трансформатора.

$$I_{K2max}^{(3)} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot (2,6 + 41,2 + 2,7 + 23,6)} = 948,5 \text{ A.}$$

Рассчитывается ток трехфазного КЗ протекающий по стороне 10 кВ трансформатора:

$$I_{к.мах.НН}^{(3)} = \frac{U_{ср.вн}(1 - \Delta U_{*рнн})}{U_{НН}} I_{к.мах.ВН}^{(3)}, \quad (21)$$

где $U_{ср.вн}$ – среднее значение напряжения [18].

Ток, приведенный к стороне 10,5 кВ, составит:

$$I_{K2max\ НН}^{(3)} = 948 \cdot \frac{115(1 - 0,16)}{10,5} = 8721,6 \text{ кА.}$$

Минимальный ток КЗ в точке К2 определяется по выражению:

$$I_{K2 \min. BH}^{(3)} = \frac{U_{max}}{\sqrt{3} \cdot (x_{cmin} + x_{W1} + x_{Tmax})}, \quad (22)$$

где x_{Cmin} – макс. величина сопротивления питающей электросети;

X_{W1} – значение сопротивления воздушной линии;

X_{Tmax} – максимальное значение сопротивления трансформатора.

$$I_{K2 \min. BH}^{(3)} = \frac{126000}{\sqrt{3} \cdot (8,8 + 41,2 + 5,5 + 48)} = 703,6 \text{ A.}$$

$$I_{K1 \min. HH}^{(3)} = 703,6 \cdot \frac{126}{10,5} = 8444 \text{ кА.}$$

Определяются токи подпитки от синхронных двигателей.

Номинальная полная мощность синхронного двигателя [15]:

$$S_{HD} = \frac{P_{эд}}{\cos \phi \cdot \eta}, \quad (23)$$

где $P_{эд}$ - номинальная активная мощность на валу двигателя;

η - коэффициент полезного действия (КПД);

$\cos \phi$ - коэффициент мощности.

$$S_{HD} = \frac{2500}{0,9 \cdot 0,96} = 2893,5 \text{ кВА.}$$

Сопротивление [15]:

$$x_{cd}'' = x_d'' \frac{U_H^2}{S_{HD}}, \quad (24)$$

где x_d – сверхпереходное сопротивление СД;

U_H – номинальное напряжение;

S_{HD} - номинальная полная мощность синхронного двигателя.

$$x_{cd}'' = 0,2 \cdot \frac{10^2 \cdot 10^3}{2893,5} = 6,9 \text{ Ом.}$$

Определение ЭДС двигателя. Обмотки статора двигателя соединены в звезду. Ток статора [15]:

$$I_{ном\Phi} = \frac{P_{эд}}{\sqrt{3} \cdot \cos \phi \cdot U_{ном} \cdot \eta}, \quad (25)$$

где $P_{эд}$ - номинальная активная мощность на валу двигателя;

η - коэффициент полезного действия;

U_H – номинальное напряжение;

$\cos \phi$ - коэффициент мощности.

$$I_{ном\Phi} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 0,9 \cdot 10 \cdot 0,96} = 167,2 \text{ А.}$$

Фазное напряжение на обмотках статора [15]:

$$U_{ном\Phi} \frac{10}{\sqrt{3}} = 5,780 \text{ кВ.}$$

Проводимость одного двигателя:

$$Y_i = \frac{1}{X_{cd}''} \quad (26)$$

$$Y_i = \frac{1}{6,9} = 0,145 \text{ См.}$$

Суммарная проводимость всех двигателей:

$$Y_{\Sigma} = 20 \cdot Y_i. \quad (27)$$

$$Y_{\Sigma} = 20 \cdot 0,145 = 2,9 \text{ См.}$$

Суммарное сопротивление группы двигателей:

$$X_{\Sigma} = \frac{1}{Y_{\Sigma}} \quad (28)$$

$$X_{\Sigma} = \frac{1}{2,9} = 0,345 \text{ Ом.}$$

ЭДС одного двигателя:

$$E_i = 6,29 \text{ кВ.}$$

ЭДС эквивалентного двигателя [15,24]:

$$E_{\mathcal{E}} = \frac{\sum Y_i \cdot E_i}{Y_{\Sigma}} \quad (29)$$

$$E_{\mathcal{E}} = 3,36 \text{ кВ.}$$

Ток подпитки от двигателей в точке К1 [15]:

$$I_{П(0)Д_{К3}} = \frac{E_{\mathcal{E}}}{x_{\Sigma}} \quad (30)$$

$$I_{П(0)Д_{К3}} = \frac{3,36}{0,345} = 9,739 \text{ кА.}$$

Тогда с учетом тока подпитки от двигателей для точки К1, получается [15]:

$$I_{П(0)_{К1\Sigma}} = I_{П(0)_{К2,10}} + I_{П(0)_{Д_{К2}}} \quad (31)$$

$$I_{П(0)_{К1\Sigma}} = 8,7216 + 9,739 = 18,46 \text{ кА.}$$

Полученный ток приводится к стороне 110 кВ:

$$I_{\Pi(0)_{K1\Sigma110}} = I_{\Pi(0)_{K1,10}}/n_T \quad (32)$$

$$I_{\Pi(0)_{K1\Sigma110}} = 18,46 \cdot 10,5/96,58 = 2,007 \text{ кА.}$$

Расчитанные значения токов КЗ сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Значения токов КЗ

Активная мощность Тр (МВА)	Точки КЗ	Максимальный ток КЗ $I^{(3)}_{КЗ \text{ MAX}}$, А		Минимальный ток КЗ $I^{(3)}_{КЗ \text{ MIN}}$, А	
		Напряжение	Величина, Ампер	Напряжение	Величина, Ампер
$S_T = 63 \text{ МВА}$, $U_{ВН} = 115 \text{ кВ}$, $U_{НН} = 10,5 \text{ кВ}$.	К1	115 кВ	1517	-	-
	К2	115 кВ	С подпиткой 2007	115 кВ	703,6
		10,5 кВ	С подпиткой 18460	10,5 кВ	8444

Ударный ток короткого замыкания для соответствующих точек [9]:

$$i_{y_{K1}} = K_{y1} \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{K1} \quad (33)$$

$$i_{y_{K1}} = 1,65 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,517 = 3,4 \text{ кА};$$

$$i_{y2} = K_{y2} \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{K2 \text{ max НН}} \quad (34)$$

$$i_{y2} = 1,65 \cdot \sqrt{2} \cdot 18,46 = 47 \text{ кА.}$$

где $k_{уд1}$ и $k_{уд2}$ – ударные коэффициенты [18].

Значения теплового импульса тока КЗ:

$$B_{K1} = I_1''^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (35)$$

где $t_{отк}$ – время отключения КЗ [9];

T_a – время затухания тока КЗ.

Численное значение теплового импульса для соответствующих точек:

$$B_{K1} = 1,517^2 \cdot (1,32 + 0,02) = 3,1 \text{кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{K2} = 18,46^2 \cdot (1,32 + 0,01) = 453 \text{кА}^2 \cdot \text{с}.$$

3.2 Выбор оборудования

Длительная эксплуатация электрического оборудования приводит к его физическому износу. Последствием этого может быть повышение числа отказов оборудования [3].

То же самое относится к устройствам релейной защиты (РЗ). Согласно [3,17,24], процент неправильной работы РЗ с каждым годом увеличивается. Принятые в проекте технические решения для $t = 0,5$ с обоснованы и учитывают масляные коммутационные аппараты, имеющие длительное время срабатывания. На это время ещё накладывается задержка реле времени и инерционные задержки возврата реле тока. Поэтому необходимо сократить время отключения возникающих технологических отказов.

Этому критерию соответствуют выключатели с элегазовой и вакуумной изоляцией.

Коммутационный ресурс вводных и отходящих выключателей имеет важное значение. Чем ресурс больше, тем проще использовать БАВР, которое можно реализовать, при наличии резерва, либо при успешном АПВ.

Выбор аппаратов производится:

- по номинальному напряжению [11]:

$$U_{НОМ,Т.Т} \geq U_{НОМ,У}, \quad (36)$$

где $U_{НОМ,Т.Т}$ – номинальное напряжение аппарата, кВ;

$U_{НОМ,У}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

-по номинальному току:

$$I_{НОМ.Т.Т.} \geq I_{НОМ.У.}, \quad (37)$$

где $I_{НОМ.Т.Т.}$ – номинальный ток аппарата, А[12];

$I_{НОМ.У.}$ – номинальный ток сети, А[10,12].

- по вторичной нагрузке:

$$S_{2,НОМ} \leq S_2, \quad (38)$$

где S_2 - нагрузка, подключаемая к ТТ, ВА;

$S_{2,НОМ}$ - паспортная мощность.

- по динамической стойкости [27]:

$$i_y \leq K_{ЭД} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1НОМ}, \quad (39)$$

$$i_y \leq i_{ДИН}, \quad (40)$$

где i_y – ударный ток КЗ, кА;

$K_{ЭД}$ – кратность по паспорту;

$I_{1НОМ.}$ – ток трансформатора тока по паспорту, А;

$i_{ДИН.}$ – ток электродинамической стойкости, кА.

- по термической стойкости:

$$B_K \leq (K_T \cdot I_{1НОМ})^2 \cdot t_{ТЕР}, \quad (41)$$

$$B_K \leq I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}, \quad (42)$$

где B_K – тепловой импульс, кА²с;

K_T – кратность термической стойкости по каталогу;

$t_{ТЕР.}$ – время термической стойкости;

$I_{ТЕР.}$ – ток термической стойкости, кА.

Коммутационные аппараты проверяются:

- по электродинамической стойкости [28]:

$$i_{НОМ,ДИН.} \geq i_{У,Р}, \quad (43)$$

где $i_{НОМ,ДИН.}$ – номинальный ток динамической стойкости, кА;

$i_{У,Р}$ – расчетный ударный ток для трехфазного КЗ, кА.

- по термической стойкости:

$$I_{НОМ.Т.С.} \geq I_{\infty} \cdot \sqrt{\frac{t_{П}}{t_{НОМ.Т.С.}}}, \quad (44)$$

где $I_{НОМ.Т.С.}$ – ток термической стойкости выключателя, кА;

$t_{П}$ – время короткого замыкания, с;

$t_{НОМ.Т.С.}$ – время, к которому отнесен номинальный ток термической стойкости, с.

Проверяются трансформаторы напряжения [11]:

- по номинальной мощности:

$$S_{2,\Sigma} \leq S_{НОМ}, \quad (45)$$

где $S_{НОМ}$ – номинальная мощность ТН, ВА;

$S_{2,\Sigma}$ – нагрузка, подключаемая к трансформатору напряжения, ВА.

$$S_{2,\Sigma} = \sqrt{P_{ПРИБ.}^2 + Q_{ПРИБ.}^2} \quad (46)$$

- по номинальному току:

$$I_H = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (47)$$

$$I_H = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 547,8 \text{ А.}$$

К установке принимается баковый элегазовый выключатель марки 100SFMT40SE производства Mitsubishi Electric. Основные характеристики: $U_{ном.} = 110$ кВ, $U_p = 123$ кВ, $i_{ном} = 1200$ А, $I_{т.с} = 25$ кА. Совместно с элегазовым выключателем выбраны трансформаторы тока марки LPCT CLP1. Характеристики данного оборудования приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Характеристики выключателя и трансформаторов тока 110 кВ

Выключатель типа 100SFMT40SE			
Паспортные данные		Расчетные данные	
$U_{ном}$	110 кВ	$U_{уст}$	110 кВ
$I_{ном}$	1200А	I_p	547,8 А
$i_{ном.дин.}$	64 кА	i_y	3,4 кА
B_k	2500 кА ² с	B_k	3,1 кА ² с
Трансформаторы тока типа LPCT CLP1			
$U_{ном}$	110кВ	$U_{уст}$	110 кВ
$I_{ном}$	600А	I_p	547,8 А
$i_{ном.дин.}$	64 кА	i_y	3,4 кА
B_k	1875кА ² с	B_k	3,1 кА ² с

Сопоставляя расчетные данные с паспортными можно сделать вывод согласно которому выбранные выключатели и трансформаторы тока 110 кВ соответствуют приведенным характеристикам

Для обеспечения видимого разрыва при переключениях и сопутствующих ремонтных работах выбран высоковольтный разъединитель марки РНД3.2-110. Паспортные и расчетные данные выбранного разъединителя представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные характеристики разъединителя марки РНДЗ.2-110

Разъединители типа РНДЗ.2-110/1000			
Паспортные данные		Расчетные данные	
$U_{ном}$	110 кВ	$U_{уст}$	35 кВ
$I_{ном}$	1000А	I_p	547,8 А
$i_{ном.дин.}$	80 кА	i_y	3,4 кА
B_k	2977 кА ² с	B_k	3,1 кА ² с

Расчетные данные соответствует выбранному оборудованию, следовательно, разъединитель удовлетворяет паспортным данным.

Для защиты оборудования от перенапряжений принимается к установке ограничители перенапряжения марки ОПНп-110 УХЛ1 по стороне 110 кВ и ОПН-РВ-10 по стороне 10 кВ [20].

Значение расчетного тока по стороне 10 кВ в послеаварийном режиме:

$$I_p = \frac{63000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 1734 \text{ А.}$$

В ходе реконструкции следует установить на секционные выключатели быстродействующий ввод резерва (БАВР 10 кВ). Устройства БАВР 10 кВ должны быть оснащены выявлением синхронизма. При использовании БАВР на секциях с синхронными двигателями предусматриваем реагирование на снижение напряжения и частоты, что обеспечивает радикальное снижение задержки на пуск БАВР при выбеге синхронных двигателей.

При установке БАВР в сети 10 кВ необходима замена выключателей МГГ-1, ВМП-10 на элегазовые. С учетом расчетного тока выбраны элегазовые выключатели 10 кВ марки LF2. Характеристики выбранного выключателя приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристики выключателя 10 кВ марки LF2-10-2000

Выключатель типа LF2-10-2000			
Паспортные данные		Расчетные данные	
$U_{ном}$	10кВ	$U_{уст}$	10кВ
$I_{ном}$	2000А	I_p	1734А
$i_{ном.дин.}$	64 кА	i_y	47 кА
B_k	2500 кА ² с	B_k	453 кА

Сопоставляя расчетные данные удовлетворяют паспортным, следовательно, выключатели 10 кВ выбраны верно.

Трансформаторы напряжения, подключаемые к секции шин 10 кВ должны соответствовать классу напряжения, числу обмоток и мощности подключаемой нагрузки. Нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ приведена в таблице 6.

Таблица 6 - Нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Cos φ	tg φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, ВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вольтметр	Д-5063	3	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Ц-42308	1,5	2	1	0	1	1,5	-
Счетчик активной мощности, счетчик реактивной мощности	ЕАО5RL-Р1В-3	4,5	2	0,38	2,43	10	34,2	83,25

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Варметр	Ц-42308	2	2	0	0	1	2	-
Итого	-	-	-	-	-	-	39,7	83,25

К установке приняты трансформаторы напряжения марки VRQ3n имеющие номинальную мощность равную 120 ВА. Эта величина ниже расчетной мощности и тем самым удовлетворяет требованиям подключенной нагрузки. К установке приняты трансформаторы тока марки ARJP. Характеристики данных трансформаторов приведены в таблице 7

Таблица 7 – Характеристики трансформаторов тока 10 кВ

Трансформаторы тока ARJP			
Паспортные данные		Расчетные данные	
$U_{ном}$	10кВ	$U_{уст}$	10кВ
$I_{ном}$	2000А	I_p	1734А
$i_{ном.дин}$	64 кА	i_y	47 кА
$I_{тер}^2 t_{тер} = 25^2 \cdot 3$	1875кА ² с	B_K	453 кА

Расчетные данные удовлетворяют паспортным, следовательно, трансформаторы тока выбраны верно.

Выводы по разделу 3. Выбранное оборудование прошло проверку на устойчивость к токам короткого замыкания. Принятые к установке выключатели являются быстродействующими, что обеспечит устойчивость двигательной нагрузки.

4 Разработка релейной защиты трансформатора

На силовых трансформаторах ГПП устанавливаются защиты [20]:

- дифференциальная токовая;
- газовая;
- максимальные токовые МТЗ с пуском по напряжению;
- от перегрузки;
- реле тока автоматики охлаждения трансформатора.

Рассчитывается ток срабатывания МТЗ секционного выключателя 10 кВ.

Максимальный рабочий ток $I_{\text{раб.мах}}$ при АВР должен быть не более $0,7I_{\text{нт}}$.

Ток срабатывания МТЗ на секционном выключателе:

$$I_{\text{с.з}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{сзн}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}}, \quad (48)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата;

$k_{\text{сзн}}$ – коэффициент самозапуска электродвигателей нагрузки.

Рабочий ток секционного выключателя 10 кВ:

$$I_{\text{раб}Q5} = 0,5 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1734 \text{ A.}$$

Ток самозапуска нагрузки трансформатора ГПП определяется как ток трехфазного КЗ за обобщенной нагрузкой:

$$I_{\text{СЗП}} = \frac{U_{\text{ср}}/\sqrt{3}}{\sqrt{R_{\text{К1}}^2 + (X_{\text{К1}} + X_{\text{ОБ.НАГР.}})^2}}, \quad (49)$$

где $X_{\text{ОБ.НАГР.}}$ - сопротивление обобщенной нагрузки.

Определяется сопротивление обобщенной нагрузки:

$$X_{ОБ.НАГР} = \frac{0,35 \cdot U_{CP}}{\sqrt{3} \cdot I_{QB}} = \frac{0,35 \cdot 10500}{\sqrt{3} \cdot 1734} = 1,22 \text{ Ом.}$$

Полученное значение приводится к напряжению 110 кВ, так как все сопротивления приведены к 110 кВ:

$$I_{C3П} = \frac{10500/\sqrt{3}}{(70,1+54,3)/n^2_T} = 4555 \text{ А.}$$

Ток самозапуска нагрузки определяется по формуле (49):

$$I_{C3П} = \frac{10500/\sqrt{3}}{(70,1+54,3)/n^2_T} = 4555 \text{ А}$$

$$I_{C3.QB} = \frac{1,1}{0,95} \cdot 4555 = 5274 \text{ А.}$$

Рассчитывается коэффициент самозапуска нагрузки:

$$k_{C3П} = \frac{I_{C3П}}{I_{QB}} \quad (50)$$

$$k_{C3П} = \frac{4555}{1734} = 2,6.$$

Рассчитывается ток срабатывания защиты секционного выключателя:

$$I_{C3.QB} = \frac{1,1}{0,95} \cdot 4555 = 5274 \text{ А.}$$

Определяется коэффициент чувствительности защиты на секционном выключателе:

$$K_{\text{Ч}} = \frac{I^{(2)}_{K2\min}}{I_{MT3QB} \frac{0,87 \cdot 8444}{5274}} \quad (51)$$

где $I^{(2)}_{K2\min}$ - минимальный ток двухфазного РР в точке К2;

$I_{MTЗQB}$ - ток срабатывания защиты секционного выключателя.

Выполняется пуск по напряжению [17], тогда ток срабатывания защиты:

$$I_{CЗ.} = \frac{k_{отс} \cdot k_{сзн}}{k_B} I_{раб}, \quad (52)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки;

k_B - коэффициент возврата;

$k_{сзн}$ – коэффициент самозапуска нагрузки, отражающий увеличение рабочего тока $I_{раб.макс}$.

Время срабатывания МТЗ на секционном выключателе:

$$t_{CЗQB} = t_{CЗприсоед} + \Delta t \quad (53)$$

$$t_{CЗQB} = 0,3 + 0,3 = 0,6 \text{ с.}$$

Рассчитывается ток срабатывания МТЗ стороны НН трансформатора с пуском по напряжению [19].

Определяется ток срабатывания МТЗ стороны НН трансформатора:

$$I_{с.з} = \frac{1,1}{0,95} \cdot 1735 = 2007,7 \text{ A.}$$

Коэффициент чувствительности в основной зоне защиты (точка К2):

$$K_{\psi} = \frac{0,87 \cdot 8444}{2007,7} = 3,6 \geq 1,5.$$

Время срабатывания МТЗ трансформатора выбирается по формуле (53):

$$t_{CЗТЛ} = 0,6 + 0,3 = 0,9 \text{ с.}$$

Определяется ток срабатывания МТЗ стороны ВН трансформатора:

$$I_{с.з} = \frac{1,1}{0,95} \cdot 316,6 = 366,5A.$$

Коэффициент чувствительности в основной зоне защиты (точка К2):

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot 703,6}{366,5} = 1,66 \geq 1,5.$$

Определяется время срабатывания МТЗ трансформатора стороны ВН.

Время срабатывания МТЗ трансформатора выбирается на ступень селективности больше, чем время срабатывания МТЗ стороны НН [5]:

$$t'_{\text{сзТТ}} = 0,9 + 0,3 = 1,2 \text{ с.}$$

Далее производится выбор уставок для дифференциальной отсечки (ДЗТ-1). Производится отстройка от броска тока намагничивания (БНТ) по формуле (54):

$$I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}} \geq 6 \quad (54)$$

Расчет вторичных токов, протекающих по трансформаторам тока высокой стороны 110 кВ и низкой стороны 10 кВ, производится на основе номинальных токов трансформаторов, схемах соединения трансформаторов, коэффициентов схемы, а также коэффициентов трансформации [4]. Расчет данных величин сведен в таблицу 8.

Таблица 8 – Нагрузочные характеристики выбранных трансформаторов тока

Наименование величин	Численное значение для сторон	
	$U_{ВН}$	$U_{НН}$
Номинальный ток трансформатора, $I_H = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H}$, А	$\frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316,6$ А	$\frac{63000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 1734$ А
Схема соединения трансформаторов тока	звезда	звезда
Коэффициент схемы k_{cx}	1	1
Коэффициент трансформации трансформаторов тока k_I	400/5	2000/5
Вторичные токи в плечах защиты, А $\frac{I_H \cdot k_{cx}}{k_I}$	$\frac{316,6 \cdot 1}{400/5} = 3,95$ А	$\frac{1734 \cdot 1}{2000/5} = 4,3$ А
Принятые значения уставок (округление до двух знаков после запятой) «Iбаз ВН», «Iбаз НН» диапазон уставок: (0,15—30,00) А	3,95	4,3

Величина тока срабатывания внешнего КЗ на стороне 110 кВ:

$$I_{КЗ.внешн*} = \frac{I_{К2}^{(3)}}{I_{ВН.НОМ}} \quad (55)$$

$$I_{КЗ.внешн*} = \frac{2007}{316,6} = 6,34.$$

Производится расчет уставки дифференциальной отсечки короткого замыкания на НН [20]:

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} \geq k_{отс} \cdot K_{НБ1} \cdot I_{КЗ.внешн*}, \quad (56)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,5.

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} \geq 1,5 \cdot 0,5 \cdot 6,34 = 4,75 \text{ о. е.}$$

Принимается уставка $I_{диф}/I_{ном} = 6$. В таблице 9 приведен расчет уставок защиты ДЗТ-1.

Таблица 9 – Расчет уставок ДЗТ-1

Расчетные величины	Обозначение и формула	Расчетное значение
Максимальный ток внешнего КЗ А[20]	$I_{КЗ\ ВНЕШ. МАКС}$	2007
Относительная величина тока максимального внешнего КЗ [20]	$\frac{I_{К2}^{(3)}}{I_{ВН.НОМ}}$	$\frac{2007}{316,6} = 6,34 \text{ о.е.}$
Относительный ток небаланса при внешнем КЗ	$I_{НБ*} = K_{ОТС}(K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБАВ})$	$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} \geq 1,5 \cdot 0,5 \cdot 6,35 = 4,75 \text{ о.е.,}$
Относительная уставка [20]	$I_{ДИФ}/I_{БАЗ} \geq I_{НБ}$	$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} \geq 6 \text{ о.е.,}$
Принятое значение относительной уставки [20]	« $I_{ДИФ}/I_{БАЗ}$ » диапазон уставки: (4,0—30,0) $I_{БАЗ}$	$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} \geq 6 \text{ о.е.,}$

Далее производится расчет уставок ДЗТ-2 с торможением.

Выбору подлежат:

- базовая уставка ступени = 0,5;
- коэффициент торможения = 65%;
- наклон тормозной характеристики на втором ее участке.

$$tg\phi = \frac{K_{торм}}{100} = \frac{65}{100} = 0,65 \Rightarrow \phi = 33^\circ$$

Расчет уставок ДЗТ-2 приведен в таблице 10.

Таблица 10 – Расчет уставок ДЗТ-2 с торможением

Наименование	Обозначение и формулы	Значение в числах
1	2	3
Относительная величина тока при протекании тока	$I_{НБ*} = K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБАВ}$	$0,2+0,16+0,04=0,4$

Продолжение таблицы 10

1	2	3
Относительная уставка	Должно выполняться условие: $\frac{I_{Д1}}{I_{НОМ}} \geq K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ}$	$1,2 \cdot 0,4 = 0,48$
Принятое значение относительной уставки [20]	«Iд1/Iбаз» диапазон уставки: (0,3—1,0) ИБАЗ	$K_{СН.Т} = 1 - 0,5 \cdot 0,4 = 0,8$
Коэффициент снижения тормозного тока [20]	$K_{СН.Т\%} = 100 \frac{I_{Д1}}{I_{НОМ}} \geq 100 K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ} / K_{СНТ}$	$100 \cdot 1,3 \cdot 0,4 / 0,8 = 65\%$
Расчетный коэффициент	$K_{СН.Т\%} = 100 \frac{I_{Д1}}{I_{НОМ}} \geq 100 K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ} / K_{СНТ}$	$100 \cdot 1,3 \cdot 0,4 / 0,8 = 65\%$
Уставка коэффициента торможения	«КТОРМ, %» диапазон уставки: (10—100) %	65%
Уставка второй точки излома	«Iт2/Iном» рекомендуемый диапазон уставки: (1,0—2,0) ИНОМ	2
Уставка блокировки по второй гармонике	Iдг2/Iдг1 диапазон уставки: (0,06—0,20)	0,15

На рисунке 4 представлена тормозная характеристика ступени ДЗТ-2.

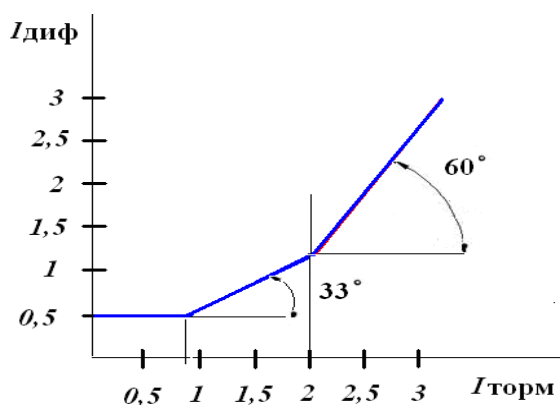


Рисунок 4 - Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2

Далее производится расчет защиты от перегрузки трансформатора:

$$I_{с.з} = \frac{k_{отс}}{k_{\epsilon}} I_H, \quad (57)$$

где $k_{отс}=1,05$.

Ток срабатывания защиты для стороны 10 кВ :

$$I_{с.з} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 1734 = 1916A.$$

Время срабатывания защиты составляет 10 с.

Выводы по разделу 4. Устройства «Сириус-ТЗ» являются современными терминалами, применение которых повышает надежность и эффективность систем релейной защиты и автоматики силовых трансформаторов.

5 Безопасность жизнедеятельности и экологичность

5.1 Электробезопасность

Электробезопасность — это система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества [14,28].

При эксплуатации электрооборудования и электроприемников безопасность труда имеет важное значение.

Техника безопасности труда в мире и в нашей стране становится все более важной с каждым днем. Сектор электроснабжения представляет серьезный риск для охраны труда и безопасности [16,23]. Особенно в результате воздействия электричества в электроэнергетике. Для рабочего персонала существуют риски, которые могут привести к смерти [28].

Для защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции должна быть применена по крайней мере, одна из следующих защитных мер:

- зануление в электроустановках напряжением до 1000 В, которое является преднамеренным соединением частей электроустановки, не находящихся под напряжением с глухозаземленной нейтралью трансформатора;
- защитное заземление, являющееся преднамеренным электрическим соединением какой-либо части электроустановки с заземляющим устройством;
- защитное отключение [29] в электроустановках до 1000 В, которое является автоматическим отключением фаз участка сети при замыкании на корпус;
- разделительный трансформатор, предназначенный для отделения сети от первичной сети и от сети заземления;

- низкое напряжение, номинальное значение которого не превышает 42 В;
- двойная изоляция;
- выравнивание потенциалов.

5.1.1 Расчет молниезащиты ГПП

Молниезащита ГПП выполняется многократным молниеотводом стержневого типа. Число электродов принимаем равным четырем. Зона защиты определяется зоной попарно взятых соседних молниеотводов [29].

Зона защиты одножильного громоотвода высотой менее 150 м выполнена в виде конуса (рисунок 4), вершина которого находится на высоте h_0 . Горизонтальные участки зон защиты от перенапряжений на высоте охраняемого объекта (h_x) и на поверхности являются отображением круглого сечения радиусами r_0 и r_x соответственно.

Размер защищаемой территории в плане – 44x50 м. Максимальная высота защищаемых конструкций ЗРУ составляет 11 м. Грунт на месте расположения подстанции – суглинок, а удельное сопротивление грунта $\rho = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

Принимается к установке 4 металлических отдельно стоящих стержневых молниеотвода, расположенных по углам подстанции. Предварительно принимается высота молниеотводов равная 27 м.

Таким образом, молниеотводы расположены по вершинам прямоугольника со сторонами $l_1 = 50 \text{ м}$ и $l_2 = 50 \text{ м}$. Тогда диагональ этого прямоугольника определится по выражению:

$$D = \sqrt{\lambda_1^2 + \lambda_2^2} \quad (58)$$

$$D = \sqrt{50^2 + 50^2} = 50 \text{ м}.$$

Определяется минимальная высота стержневых молниеотводов по формуле:

$$h_{MIN} = h_x + \frac{D}{8} \cdot \frac{1}{\rho} = 11 + \frac{50}{8} \cdot \frac{1}{1} = 17,25 \text{ м.} \quad (59)$$

Коэффициент $\rho = 1$ для молниеотводов высотой менее 30 м ($27 \text{ м} < 30 \text{ м}$). Так как $h_{MIN} = 17,25 \text{ м} < 30 \text{ м}$, то пересчета высоты стержневых молниеотводов не требуется.

Расчетная высота громоотводов принимается несколько выше h_{MIN} :

$$h = h_{MIN} + (1..3) \quad (60)$$

$$h = 17,25 + 3 = 20,25 \text{ м} \approx 21 \text{ м.}$$

Зона защиты одиночного громоотвода показана на рисунке 5.

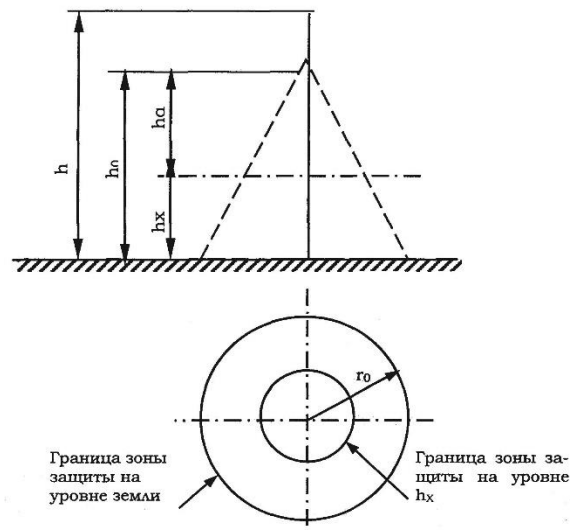


Рисунок 5 – Зона защиты одиночного громоотвода

Производится подсчет параметров зоны защиты. Активная высота молниеприемника:

$$h\alpha = h - h_x \quad (61)$$

$$h\alpha = 21 - 11 = 10 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты одиночного громоотвода определяется по выражению:

$$r_x = h_\alpha \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{h_\alpha}{h}} \cdot \rho \quad (62)$$

$$r_x = 10 \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{11}{21}} \cdot 1 = 10,5 \text{ м.}$$

Определяется минимальная высота зоны защиты по формулам. Между молниеотводами 1 и 2, 3 и 4:

$$h_0 = 4h - \sqrt{9 - h^2 + 0,25\lambda_1^2} \quad (63)$$

$$h_0 = 4 \cdot 21 - \sqrt{9 \cdot 21^2 + 0,25 \cdot 44^2} = 17,3 \text{ м.}$$

Между молниеотводами 2 и 3, 1 и 4:

$$h_0 = 4h - \sqrt{9 - h^2 + 0,25\lambda_2^2} \quad (64)$$

$$h_0 = 4 \cdot 21 - \sqrt{9 \cdot 21^2 + 0,25 \cdot 50^2} = 16,22 \text{ м.}$$

Зона защиты для четырех одиночных стержневых молниеотводов приведена на рисунке 6.

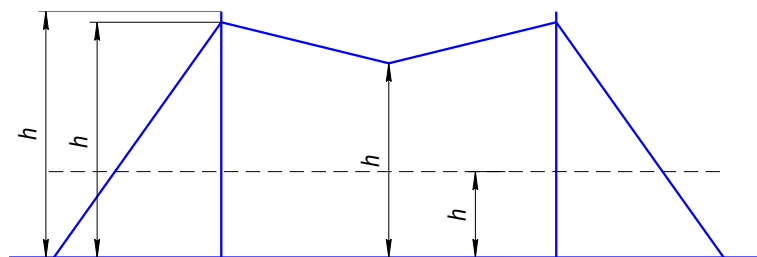


Рисунок 6 – Зона защиты четырех одиночных стержневых металлических молниеотводов высотой $h=21$ м

Соответственно, принимается $r_x=10$ м, $b_{1x}=6$ м, $b_{2x}=5$ м. Определяется ширина зоны молниезащиты для пар молниеотводов 1 и 2, 3 и 4:

$$b_{1x} = h_\alpha \frac{1,6}{1+\frac{x}{h_0}} \rho \quad (65)$$

$$b_{1x} = 6,3 \cdot \frac{1,6}{1+\frac{11}{17,3}} \cdot 1 = 6,16 \text{ м.}$$

$$h_\alpha = h_0 - h_x \quad (66)$$

$$h_\alpha = 17,3 - 11 = 6,3 \text{ м.}$$

Определяется ширина зоны молниезащиты для пары молниеотводов 1 и 4 [6]:

$$b_{2x} = h_\alpha \frac{1,6}{1+\frac{x}{h_0}} \rho \quad (67)$$

$$b_{2x} = 5,22 \cdot \frac{1,6}{1+\frac{11}{16,22}} = 4,98 \text{ м.}$$

$$h_\alpha = h_0 - h_x \quad (68)$$

$$h_\alpha = 16,22 - 11 = 5,22 \text{ м.}$$

Исходя из расчетов видно, что, проектируемая зона защиты полностью покрывает защищаемую территорию ГПП 110/10 кВ.

5.1.2 Расчет заземления ГПП

Исходя из расчетов, самый большой ток замыкания на землю на высокой стороне, равный 3,2 кА. Кроме того, в качестве заземления используется кабельно-опорная система с сопротивлением заземления 1,2 Ом. Грунт на площадке строительства подстанции - суглинок [20]. Климатическая зона - вторая.

Для электроустановок с эффективно заземленной нейтралью напряжением 110 кВ и выше, заземляющий проводник может быть рассчитан как по допустимому сопротивлению, так и по допустимым напряжениям касания [20].

Определение допустимого сопротивления заземляющего устройства. Суммарная протяженность кабельных линий, электрически связанных между собой, составляет 41,4 км, а длина воздушной линии составляет 20 км.

Рассчитывается емкостной ток замыкания на землю:

$$I_3 = \frac{U(35l_K + l_B)}{350} \quad (69)$$

$$I_3 = \frac{10(35 \cdot 41,4 + 20)}{350} = 42 \text{ А.}$$

$$r_3 = \frac{U_{РАСЧ}}{I_{РАСЧ}} \quad (70)$$

$$r_3 = \frac{125}{42} = 3 \text{ Ом,}$$

где $U_{расч}$ - номинальное напряжение на заземлителе, принято равным 125 В.

Для электроустановок 110 кВ с глухозаземленной нейтралью с большими токами замыкания на землю [15] сопротивление заземляющего устройства, согласно п.1.7.90 [15], должно быть не более 0,5 Ом.

Окончательно выбирается в качестве расчетного сопротивления величина $r_3 = 0,5$ Ом.

Сопротивление искусственного наземного электрода вычислено, приняв во внимание использование системы тросы - опоры по формуле:

$$R_{II} = \frac{R_e R_3}{R_e - R_3} \quad (71)$$

$$R_{II} = \frac{1,2 \cdot 0,5}{1,2 - 0,5} = 0,86 \text{ Ом.}$$

Далее производится расчет сопротивлений:

- для горизонтальных электродов $\rho_{расч.г.} = 4,5 \cdot 100 = 450 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;
- для вертикальных электродов $\rho_{расч.в.} = 1,8 \cdot 100 = 180 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

При расчете вертикальных заземлителей принимается угол длиной 2,5 м при погружении в почву на 0,7 м. Сопротивление распространению одного вертикального электрода определяется по формуле:

$$R_{BO} = \frac{\rho_{PACЧ.B.}}{2\pi\ell} \left(\ln \frac{2\ell}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+\ell}{4t-\ell} \right) \quad (72)$$

$$R_{BO} = \frac{180}{2 \cdot 3,14 \cdot 2,5} \left(\ln \frac{2 \cdot 2,5}{0,0475} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 1,95 + 2,5}{4 \cdot 1,95 - 2,5} \right) = 57,2 \text{ Ом},$$

где $d=d_{y.э.} = 0,95b = 0,0475$ м.

Приблизительное количество вертикальных проводников основания определено с ранее принятым коэффициентом использования K_{IV} . Значение этого коэффициента принято равным 0,6 [20]. Количество вертикальных проводников:

$$N = \frac{R_{ОВЭ}}{K_{IV} R_{II}} \quad (73)$$

$$N = \frac{57,2}{0,6 \cdot 0,86} = 111.$$

Текущее сопротивление распространения определено в области горизонтальных электродов - полоса 40×4 мм², сваренная к верхним концам углов. Коэффициент использования соединяющейся полосы в схеме с количеством углов равным 100.

Сопротивление растеканию полосы вдоль периметра контура составит:

$$R_{\Gamma} = \frac{1}{\eta_{\Gamma}} \cdot \frac{\rho_{PACЧ.}}{2\pi \cdot \lambda} \cdot \ln \frac{2\lambda^2}{b \cdot t} \quad (74)$$

$$R_{\Gamma} = \frac{1}{0,24} \cdot \frac{450}{2 \cdot \pi \cdot 226} \cdot \lg \frac{2 \cdot 226^2}{0,04 \cdot 0,7} = 19,036 \text{ Ом}.$$

Усовершенствованное сопротивление вертикальных электродов определяется как:

$$R_{\phi} = \frac{R_z \cdot R_u}{R_z - R_u} \quad (75)$$

$$R_{\phi} = \frac{19,036 \cdot 0,86}{19,036 - 0,86} = 0,897 \text{ Ом.}$$

Для определения конкретного числа вертикальных проводников значение коэффициента η_B принимается равным 0,53, в соответствии со справочными данными [20]. Конкретное количество вертикальных проводников основания:

$$n = \frac{R_{BO}}{\eta_B \cdot R_{\phi}} \quad (76)$$

$$n = \frac{57,2}{0,53 \cdot 0,86} = 122.$$

В качестве дополнительной меры к схеме заземления подстанции положена сетка, состоящая из продольных полос, расположенных на расстоянии одного метра от оборудования со взаимными связями. Также устанавливается система уравнивания потенциалов вдоль зданий, а также у входов и выходов. Эти неучтенные горизонтальные электроды уменьшают общее сопротивление заземления, а их проводимость идет в запас надежности.

Далее следует проанализировать термоустойчивость стальной полосы 40x4 мм². Минимальное поперечное сечение основания в момент максимального значения тока КЗ определяется по формуле:

$$S_{T.C.} = \frac{I_{\infty} \cdot t_H}{C} \quad (77)$$

$$s_T = 3200 \cdot \sqrt{0,58/74} = 32,9 \text{ мм}^2.$$

На основе вышеупомянутого вычисления полоса заземления 40x4 мм² удовлетворяет условию термической стойкости.

5.2 Пожаро- и взрывобезопасность

Очевидно, что электрические сети безопасны для эксплуатации, когда они проектируются по нормам и обслуживание оборудования и конструкций идет строго по регламенту.

Любой из вышеперечисленных факторов может вызвать образование дуги или нагрев электрооборудования и проводов, которые в большинстве случаев сопровождаются возгораниями.

Электрическая дуга — это внезапная вспышка электричества между двумя точками соприкосновения электропроводок. Это вид искрового разряда. Образовавшая электрическая дуга имеет очень высокую температуру (примерно 3300°C).

Причина повреждения кабельных линий обычно связывается с коротким замыканием или прерыванием тока в точках подключения или свободных терминалах в электрических группах. Электрическая дуга может зажечь горючий материал или газы в непосредственной близости от электрооборудования, включая кабельную изоляцию линии.

Перегрузка электрических кабельных линий и двигателей - причина большинства пожаров, вызванных перегревом в электрических сетях.

Наибольшая опасность представляется, когда величина электрического тока превышает способность кабельных линий его выдерживать. Предельные значения тока КЗ разработаны заводом-изготовителем. Взрывобезопасность обеспечивается за счет использования взрывозащищенного оборудования.

Выводы по разделу 5. Рассчитана молниезащита реконструируемой ГПП. Рассчитано заземление для подстанции и оборудования. Описаны и приняты меры безопасности по ограничению пожароопасных ситуаций на объекте. Проект полностью соответствует требованиям Приказа Минэнерго России от 13.01.2003 №6 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей».

Заключение

Выполненная выпускная квалификационная работа является результатом комплексного и системного проектирования системы электроснабжения предприятия «Промсинтез».

ВКР полностью соответствует действующим стандартам, инструкциям, руководствам. Разработанные конструкторские решения соответствуют прогрессивным тенденциям в практике проектирования систем электроснабжения промышленных предприятий.

В данной выпускной квалификационной работе были произведены:

- расчет электрических нагрузок подстанции;
- расчет токов короткого замыкания в именованных единицах;
- выбор оборудования подстанции;
- разработана схема электроснабжения;
- расчет защит элементов схемы.

Все выполненные расчеты были проведены согласно требованиям ПУЭ.

Проведен анализ возможных состояний схемы электроснабжения и аварийных ситуаций. Рассчитаны токи коротких замыканий. Рассмотрены переходные режимы мощных синхронных двигателей при коротких замыканиях и перерывах электропитания на секциях сборных шин главной понизительной подстанции. Определены условия, при которых возникают режимы, предельные по динамической устойчивости электродвигателей.

Проанализировав микропроцессорные терминалы, выбран терминал «Сириус-Т».

Выполнен проект системы электроснабжения завода «Промсинтез».

Выбрано номинальное напряжение для питающей и распределительной сетей. Проведен выбор числа и мощности силовых трансформаторов ГПП и цеховых ТП с проверкой их на перегрузочную способность.

Определены сечения и выбраны марки и тип кабельной продукции во внешнем и внутривзаводском электроснабжении.

Выбраны коммутационные и защитные аппараты на стороне ВН и НН ГПП с проверкой их на термическую и электродинамическую стойкость к токам КЗ.

Для проверки соответствия установленной коммутационной аппаратуры ожидаемым токам короткого замыкания были выполнены расчеты токов трехфазных и однофазных коротких замыканий. Расчеты однофазных КЗ необходимы, так как в сети 110 кВ возможно превышение токов однофазного КЗ над токами трехфазного КЗ.

Выполнен технико-экономический расчет схемы электроснабжения предприятия.

Спроектированная схема электроснабжения предприятия отвечает требованиям ПУЭ, СП и соответствующих ГОСТов.

Список используемых источников

1. Анчарова Т.В., Рашевская М.А., Стебунова Е.Д. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник. М.: Форум, 2018. 192 с.
2. ГОСТ 32144–2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Стандартинформ, 2014. 16 с.
3. Жеребцов А. Л., Крюков О. В., Зюзёв А. М. Повышение энергоэффективности синхронного электропривода газоперекачивающих станций Издательство: Инфра-Инженерия., 2022. 346 с
4. Задкова Е.А, Арцишевский Я.Л., Кузнецов Ю.П. Монография «Техпереворужение релейной защиты и автоматики систем электроснабжения предприятий непрерывного производства» Приложение к журналу «Энергетик», № 7, Москва, 2011.
5. ЗАО «РАДИУС Автоматика» Рекомендации по выбору уставок устройства защиты двухобмоточного трансформатора «Сириус-Т», 2010.
6. Иванов С. Н., Скрипилев А. А. Надежность электроснабжения. Учебное пособие. Издательство: Инфра-Инженерия, 2022. 352 с.
7. Киреева Э.А. Электроснабжение и электрооборудование организаций и учреждений (для бакалавров). Учебное пособие. М.: КноРус, 2017. 272 с.
8. Кобозев В.А., Лыгин И.В. Качество электроэнергии и энергоэффективность систем электроснабжения потребителей. Учебное пособие. Издательство: Инфра-Инженерия. 2022. 458 с.
9. Кудрин Б.И., Жилин Б.В., Ошурков М.Г. Электроснабжение: Учебник. Рн/Д: Феникс, 2017. 416 с.
10. Куксин А. В. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие. Издательство: Инфра-Инженерия, 2021. 548 с.
11. Никитенко Г.В., Коноплев Е.В. Электрооборудование, электротехнологии и электроснабжение сельского хозяйства. Дипломное проектирование: Учебное пособие. СПб.: Лань, 2018. 316 с.

12. Ополева, Г.Н. Электроснабжение промыш.предприятий и городов: Учебное пособие. М.: Форум, 2018. 350 с.
13. Папков Б.В., Куликов А.Л., Илюшин П.В. Задачи надежности современного электроснабжения. Монография Издательство: Инфра-Инженерия, 2022. 40 с.
14. ПРАВИЛА ПО ОХРАНЕ ТРУДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК от 24.07.2013 N 328н.
15. Правила устройства электроустановок. 7-ое изд., переработанное и дополненное. М.: Энергоатомиздат, 2006. 692 с.
16. Приказ Минэнерго России от 13.01.2003 N 6 "Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей" (Зарегистрировано в Минюсте России 22.01.2003 N 4145)
17. Полуянович Н. К. Монтаж, наладка, эксплуатация и ремонт систем электроснабжения промышленных предприятий. Издательство: Лань, 2021. 346 с
18. Расчет токов коротких замыканий в энергосистемах. Учебное пособие.[Электронный ресурс]. URL: https://elar.urfu.ru/bitstream/10995/71148/1/978-5-7996-26044_2019.pdf?ysclid=l41g5k5lvk (дата обращения: 05.05.2022).
19. Расчет заземляющих устройств - Заземляющие устройства [Электронный ресурс]. URL: <https://forca.ru/knigi/oborudovanie/zazemlyayuschie-ustroystva-3.html> (дата обращения: 05.05.2022).
20. Расчет уставок ДЗТ на терминале Сириус-Т3 [Электронный ресурс]. URL: <https://raschet.info/raschet-ustavok-dzt-na-terminale-sirius-t3/> (дата обращения: 05.05.2022).
21. Реконструкция подстанции напряжением 110/10/6 кВ. [Электронный ресурс]. URL:<https://core.ac.uk/> (дата обращения: 05.05.2022).

22. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций : учебник для студ. учреждений сред. проф. Образования. М.: Издательский центр «Академия», 2013.
23. СП 52.13330.2011. Свод правил. Естественное и искусственное освещение.
24. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение предприятий добычи и переработки нефти и газа: Учебник. М.: Форум, 2018. 416 с.
25. Техничко-экономическое обоснование замены трансформаторов [Электронный ресурс]. URL:<https://www.elibrary.ru/item.asp?id=12807004> (дата обращения: 05.05.2022).
26. Федеральный закон "Об электроэнергетике" от 26.03.2003 N 35-ФЗ.
27. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое руководство для курсового проектирования. М. ФОРУМ: ИНФРА—М, 2014. 214 с.
28. Чекалин И.А. Охрана труда в электротехнической промышленности, 2011.
29. Электробезопасность и молниезащита зданий и сооружений [Электронный ресурс]. URL:<https://www.elibrary.ru/item.asp?id=23851458> (дата обращения: 05.05.2022).