

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 Электроснабжение завода АО ВП «ЭРА» в городе Владивосток

Обучающийся

Н.В. Лучникова

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.В. Бычков

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

Тольятти 2024

## Аннотация

В настоящей работе осуществлена разработка мероприятий по реконструкции существующей системы электроснабжения завода АО ВП «ЭРА» в городе Владивосток с последовательной проверкой основных решений.

Проведён анализ существующей схемы, а также состояния основного оборудования системы электроснабжения объекта исследования.

На основании полученных результатов проведённого анализа установлено, что необходима реконструкция схемы распределительного устройства 10 кВ (далее – РУ-10 кВ) главной понизительной подстанции 35/10 кВ (далее – ГПП-35/10 кВ) предприятия, что обусловлено вводом в эксплуатацию трёх новых производственных цехов организации (цехов сварочного производства, а также транспортного и инженерно-технического управления). Данный вопрос решён в работе путём расширения РУ-10 кВ ГПП-35/10 кВ путём ввода в эксплуатацию новых ячеек последнего, а также дополнительных установкой цеховых трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ (далее – ЦТП-10/0,4 кВ) и кабельных линий 10 кВ для питания новых подразделений завода.

Также установлено, что некоторое оборудование ГПП-35/10 кВ устарело и нуждается в модернизации. Данный вопрос решён в полном объёме путём выбора и внедрения на объекте исследования новых современных инновационных разработок соответствующего оборудования.

Таким образом, все поставленные задачи в работе решены в полном объёме.

## Содержание

Введение.....	4
1 Анализ исходных данных и обоснование мероприятий по реконструкции объекта.....	7
1.1 Характеристика системы электроснабжения завода.....	7
1.2 Обоснование мероприятий по реконструкции и модернизации объекта.....	13
2 Расчёт электрических нагрузок и токов короткого замыкания.....	17
2.1 Расчёт электрических нагрузок.....	17
2.2 Расчёт токов короткого замыкания.....	20
3 Выбор и проверка трансформаторов ГПП и ЦТП завода.....	29
3.1 Проверка трансформаторов ГПП.....	29
3.2 Выбор и проверка трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций.....	30
4 Выбор и проверка основного оборудования.....	34
4.1 Расчёт максимальных рабочих токов присоединений.....	34
4.2 Выбор и проверка проводников.....	36
4.3 Выбор и проверка электрических аппаратов.....	38
5 Расчёт системы собственных нужд питающей ГПП.....	48
Заключение.....	52
Список используемых источников.....	56

## Введение

На сегодняшний день вопрос реконструкции и модернизации систем электроснабжения промышленных предприятий в Российской Федерации остается актуальным и приоритетным в контексте развития экономики, энергетики и экологии, обеспечения необходимого уровня энергетической и экономической безопасности, а также снижения негативного воздействия на окружающую среду.

Известно, что существующие проблемы и вызовы в данном вопросе включают аспект использования устаревшего электрооборудования и инфраструктуры, что приводит к недостаточной эффективности и надежности систем электроснабжения. Сегодня некоторые промышленные предприятия продолжают использовать устаревшие технологии, что ограничивает их конкурентоспособность на рынке и препятствует эффективному развитию.

Однако существует позитивная динамика в направлении модернизации и реконструкции систем электроснабжения. В России реализуются различные программы и инвестиционные проекты, направленные на обновление и совершенствование энергетической инфраструктуры. В частности, проводятся работы по замене устаревшего оборудования на современное, внедрению энергосберегающих и экологически чистых технологий, а также по улучшению системы управления и мониторинга.

Большое внимание также уделяется вопросам энергоэффективности и использованию возобновляемых источников энергии. В этом контексте реализуются программы по стимулированию использования альтернативных источников энергии, таких как солнечная и ветровая энергия, что способствует диверсификации энергетического сектора и снижению зависимости от традиционных источников.

Таким образом, на сегодняшний день существует понимание необходимости и важности реконструкции и модернизации систем

электроснабжения промышленных предприятий в России, и активно проводятся мероприятия по их реализации.

Целью реконструкции и модернизации систем электроснабжения промышленных предприятий Российской Федерации является повышение эффективности, надежности и безопасности функционирования электроэнергетических систем с целью обеспечения устойчивости производства и удовлетворения потребностей национальной экономики. Данное направление связано с обновлением устаревших элементов систем электроснабжения, внедрение передовых технологий и оптимизацию инфраструктуры в соответствии с современными требованиями и стандартами.

Задачи реконструкции и модернизации систем электроснабжения промышленных предприятий Российской Федерации включают в себя анализ технического состояния существующих систем электроснабжения объектов, выявление проблемных зон, разработку и реализацию проектов по модернизации, в том числе замену устаревшего оборудования на современное, внедрение энергосберегающих и экологически чистых технологий, а также оптимизацию управления и мониторинга системы.

Кроме того, основными задачами в данном вопросе являются повышение эффективности использования ресурсов, сокращение затрат на электроэнергию, обеспечение соблюдения стандартов безопасности и экологической устойчивости, а также повышение конкурентоспособности предприятия на рынке. В результате реализации мероприятий по реконструкции и модернизации систем электроснабжения промышленных предприятий России достигается улучшение их технического состояния и повышение их производственной эффективности.

Таким образом, реконструкция и модернизация систем электроснабжения промышленных предприятий представляют собой важный шаг в повышении эффективности, надежности и экологической устойчивости производства [20].

Основной целью настоящей работы является разработка мероприятий по реконструкции существующей системы электроснабжения завода АО ВП «ЭРА» в городе Владивосток с последовательной проверкой основных решений.

Объектом исследования является система электроснабжения завода АО ВП «ЭРА» в городе Владивосток.

Предметом исследования выступает комплекс технико-экономических параметров и характеристик системы электроснабжения объекта исследования (бесперебойность передачи электроэнергии потребителям, надёжность, безопасность, экономичность, экологичность).

Для достижения основной цели работы, проводится решение следующих поставленных задач:

- проводится анализ существующей схемы, а также состояния основного оборудования системы электроснабжения объекта исследования;
- на основании результатов анализа, в системе электроснабжения завода выявляются проблемы и предлагаются пути их решения;
- проводится расчёт параметров электрической сети завода, включающий расчёт электрических нагрузок, токов нормального и максимального режимов, а также токов короткого замыкания;
- зная результаты расчёта параметров электрической сети объекта проектирования, проводится практическое обоснование предложенных ранее решений по модернизации оборудования и реконструкции системы электроснабжения завода.

Целесообразность внедрения принятых мероприятий, направленных на улучшение системы электроснабжения объекта исследования, проверяется в работе на основании полученных результатов.

# **1 Анализ исходных данных и обоснование мероприятий по реконструкции объекта**

## **1.1 Характеристика системы электроснабжения завода**

Как было указано ранее, в работе объектом исследования является система электроснабжения завода АО ВП «ЭРА» в городе Владивосток.

Рассматриваемая в работе организация расположена в Приморском крае, во Владивостоке, на улице Пионерской, 1. Она является производителем электронной и электрической аппаратуры [2].

Также организация осуществляет ремонт и обслуживание различного типа электрооборудования (в последние годы компания специализируется в основном на судовом электрооборудовании) [1].

Далее в работе необходимо рассмотреть существующую систему электроснабжения завода АО ВП «ЭРА» в городе Владивосток.

Данный объект получает «питание от главной понизительной подстанции 35/10 кВ (далее – ГПП-35/10 кВ) на напряжении 10 кВ.

Технические данные ГПП-35/10 кВ:

- тип подстанции – тупиковая;
- классы напряжения – 35/10 кВ;
- два силовых трансформатора» [1] ТМ-4000/35 с устройством ПБВ;
- климатическая зона – III;
- тип ТСН – ТМ-10/0,4 кВ.

Далее следует детально рассмотреть однолинейную схему всех РУ на ГПП-35/10 кВ, на основании чего сделать выводы о целесообразности их применения на объекте.

На подстанции принято следующее конструктивное выполнение «РУ:

- 35 кВ – открытое распределительное устройство (далее – ОРУ-35 кВ);
- 10 кВ – закрытое распределительное устройство (далее – ЗРУ-10 кВ)» [1].

Внешнее питание ГПП-35/10 получает двумя вводами на напряжении 35 кВ от следующих источников питания энергосистемы [2]:

- ввод 1 – «воздушной линией 35 кВ от РУ-35 кВ понизительной подстанции «Русская» ПС 220/110/35 кВ (г. Владивосток);
- ввод 1 – воздушной линией 35 кВ от РУ-35 кВ» [2] от понизительной подстанции «Бурун» 110/35/6 кВ (г. Владивосток).

В свою очередь, указанные питающие подстанции «Русская» ПС 220/110/35 кВ (г. Владивосток) и «Бурун» 110/35/6 кВ (г. Владивосток) получают питание от различных источников на напряжении 110 кВ, таким образом, по отношению к ГПП-35/10 завода это – независимые источники питания.

Далее проводится краткое описание схем и оборудования данных составных элементов объекта исследования.

«Распределительное устройство – 35 кВ – открытого типа (ОРУ) для наружной установки с двумя секциями шин и секционным выключателем.

ОРУ-35 кВ ГПП-35/10 выполнено по схеме 35-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов без ремонтной перемычки». Такая схема выполняется без ремонтной перемычки, в мостике находятся два разъединителя и секционный выключатель высокого напряжения.

В состав ОРУ – 35 кВ входят два линейных разъединителя (ЛР) типа РНДЗ-2-35/1000, два секционных разъединителя (СР) типа РНДЗ-1-35/1000, два шинных разъединителя (ШР) типа РНДЗ-1-35/1000, два вводных масляных выключателя (МВ) типа С – 35/630 и секционный масляный выключатель (СМВ) типа С – 35/630.

Следующим основным элементом ГПП-35/10 кВ завода являются два силовых трансформатора марки ТМ-4000/35» [1].

Данный тип трансформатора – трехфазный, двухобмоточный, с естественной циркуляцией масла, с регулированием напряжения без возбуждения (ПБВ) [18].

Автоматическое управление осуществляется от автоматического контроллера, поставляемого вместе трансформатором.

Оба трансформатора в нормальном режиме находятся в работе, обеспечивая раздельное питание потребителей на напряжении 10 кВ с необходимым уровнем резервирования.

«Также для защиты трансформатора от грозových перенапряжений на стороне 35 кВ на каждой секции установлены ограничители перенапряжений типа ОПН – 35, а на стороне 10 кВ на шинном мосту установлены» [18] ограничители перенапряжений типа ОПН – 10.

Третьим основным элементом ГПП-35/10 кВ завода является РУ-10 кВ.

«В качестве распределительного устройства 10 кВ применяется схема №10-1 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин»» [6].

В такой схеме число секций РУ-10 кВ выбрано по числу трансформаторов, чтобы при ремонте или аварии сборных шин секции количество отключенных потребителей было минимальным.

Секции РУ-10 кВ соединяются между собой с помощью секционного выключателя.

Линии 10 кВ присоединяются к шинам КРУ, получающим питание от соответствующих вводов понизительных трансформаторов.

«Распределительное устройство 10 кВ выполнено комплектным для наружной установки типа КРН Ш – 10 со стационарно установленными масляными выключателями (МВ) типа ВМГ -10/630 с пружинными приводами ПП – 61.

Для вывода в ремонт, с учётом необходимости создания видимого разрыва, у МВ – 10 кВ в КРУ-10 кВ установлены разъединители 10 кВ типа РВ – 10 – 400. РУ-10 кВ имеет две секции шин, которые в нормальном режиме работают раздельно (СМВ – 10 кВ связывающий две секции в нормальном режиме отключен).

Кроме того, на каждой из секций по вводу масляному выключателю 10 кВ, по ячейке с трансформатором напряжения (ТН – 10 кВ) типа НАМИ –

10 для измерения уровней напряжений, сигнализации, питания зарядных устройств, подключения измерительных приборов, а также для питания цепей напряжения устройств релейной защиты. В качестве трансформаторов тока (ТТ) применяются ТТ марки ТПОЛМ-10 (схема неполной звезды). На данной подстанции они защищены предохранителями типа ПКТ – 10. Кроме того, на каждой секции по ячейки с трансформатором собственных нужд (ТСН) типа ТМ-25/10, которые также защищены предохранителями ПКТ – 10. Для обеспечения резервирования в РУ-10 кВ есть одна ячейка с секционным масляным выключателем (СМВ) и ячейка с секционным разъединителем» [6].

Исходная нормальная схема электрических соединений ГПП-35/10 кВ завода изображена на графическом листе 1.

От ГПП-35/10 кВ получают питание цеховые трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ (далее – ЦТП-10/0,4 кВ). На заводе для питания нагрузки используются четыре двухтрансформаторных ТП-10/0,4 кВ, причём, все они выполнены закрытыми с применением трансформаторов марки ТМ. Каждый из двух трансформаторов ЦТП-10/0,4 кВ получает питание от двух разных секций сборных шин РУ-10 кВ ГПП-35/10 кВ. Таким образом, в схеме соблюдены условия резервирования и секционирования.

В настоящий момент, на предприятии АО ВП «ЭРА» в городе Владивосток, есть следующие основные цеха:

- цех №1 – цех производственного управления;
- цех №2 – механический цех;
- цех №5 – цех монтажа и ремонта электрооборудования;
- цех №6 – механосборочный цех.

Все приведённые цеха состоят из участков, совокупная нагрузка которых обуславливает суммарную нагрузку цехов. Каждый цех питает двухтрансформаторная ЦТП-10/0,4 кВ.

Таким образом, в исходной системе электроснабжения предприятия АО ВП «ЭРА» в городе Владивосток находятся четыре двухтрансформаторных

ЦТП-10/0,4 кВ. Однако, с целью расширения и оптимизации производства, планируется ввести в эксплуатацию три производственных цеха, а именно:

- цех №15 – цех сварочного производства.
- цех №31 – транспортный цех;
- цех №32 – цех инженерно-технического управления.

Эти цеха относятся к перспективной нагрузке и не учтены в системе электроснабжения завода. Для дальнейшего решения поставленных задач, они должны быть учтены в расчётах. Значение максимальной нагрузки участков и цехов системы электроснабжения АО ВП «ЭРА» приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Значение максимальной нагрузки участков и цехов системы электроснабжения АО ВП «ЭРА»

Наименование ЦТП-10/0,4 кВ	Наименование цеха	Наименование участка цеха	$P_m$ , кВт
Существующая нагрузка			
ЦТП-1 (2×ТМ-400/10)	Цех №1 – цех производственного управления	Производственный участок	180,0
		Участок электромонтажных работ	220,0
Всего по ЦТП-1			400,0
ЦТП-2 (2×ТМ-1000/10)	Цех №2 – механический цех	Токарный, фрезеровочный и такелажный участок	640,0
		Участок спецтехники и автоматики	260,0
Всего по ЦТП-2			900,0
ЦТП-3 (2×ТМ-1000/10)	Цех №5 – цех монтажа и ремонта электрооборудования	Участок электромонтажных работ	200,0
		Участок спецтехники и автоматики	150,0
		Участок ремонта электрооборудования	350,0
		Участок гальваники (покрытия)	300,0
		Энергомеханический участок	200,0
Всего по ЦТП-3			1200,0
ЦТП-4 (2×ТМ-1000/10)	Цех №6 – механосборочный	Участок инструментального хозяйства	100,0
		Участок слесарный	200,0
		Участок покрытия реагентами (гальванический)	350,0
		Участок «Электрон»	300,0
		Участок ЭРУ	200,0
		Участок ЭМО	150
Всего по ЦТП-4			1300,0
Всего существующей нагрузки			3800,0

Продолжение таблицы 1

Наименование ЦТП-10/0,4 кВ	Наименование цеха	Наименование участка цеха	Максимальная нагрузка, $P_m$ , кВт
Перспективная нагрузка			
ЦТП-5 (перспективная)	Цех №15 – цех сварочного производства	Участок сварочного производства	300,0
		Участок берегового электроснабжения	500,0
Всего по ЦТП-5			800,0
ЦТП-6 (перспективная)	Цех №31 – транспортный цех	-	400,0
ЦТП-7 (перспективная)	Цех №32 – цех инженерно-технического управления	-	300,0
Всего перспективной нагрузки			1500,0
Всего нагрузки по заводу			5300,0

Таким образом, в результате проведения анализа системы электроснабжения объекта было установлено, что для питания существующей нагрузки 0,38/0,22 кВ завода АО ВП «ЭРА» в городе Владивосток применяются следующие цеховые ТП-10/0,4 кВ:

- одна ЦТП (№1) – с двумя трансформаторами ТМ-400/10;
- три ЦТП (№2, №3, №4) – с двумя трансформаторами ТМ-1000/10.

Установлено, что в связи с расширением производственных мощностей и необходимости введения в работу новых подразделений, планируется ввод в эксплуатацию перспективной нагрузки, относящейся ко 2 категории надёжности [12].

К таким объектам относятся три цеха, требующих сооружение трёх двухтрансформаторных ЦТП-10/0,4 кВ (по условиям резервирования).

План расположения потребителей и электрических сетей завода представлена на графическом листе 1.

Исходная однолинейная схема системы электроснабжения завода представлена на графическом листе 2.

## **1.2 Обоснование мероприятий по реконструкции и модернизации объекта**

На основании полученных результатов проведённого анализа установлено, что в работе необходима реконструкция схемы РУ-10 кВ ГПП-35/10 кВ предприятия, что обусловлено вводом в эксплуатацию трёх новых производственных цехов организации (цехов сварочного производства, а также транспортного и инженерно-технического управления).

Данный вопрос предлагается решить с помощью расширения РУ-10 кВ ГПП-35/10 кВ путём ввода в эксплуатацию новых ячеек последнего, а также дополнительных установкой трёх новых ЦТП-10/0,4 кВ и кабельных линий 10 кВ для питания новых подразделений завода.

Таким образом, основная техническая задача состоит в правильном и надёжном подключении новой (перспективной) нагрузки к существующей системе электроснабжения предприятия.

Также установлено, что некоторое оборудование ГПП-35/10 кВ устарело и нуждается в модернизации. Однако при проведении анализа схем данной подстанции было установлено, что все они соответствуют всем требуемым критериям по надёжности, экономичности и безопасности, поэтому в капитальной модернизации не нуждаются.

Из проведённого анализа оборудования на ГПП-35/10 кВ определено, что на ОРУ-35 кВ подстанции установлены масляные выключатели С-35/630.

В эксплуатации эти МВ зарекомендовали себя как относительно доступные, недорогие, простые и ремонтпригодные выключатели, но на сегодняшний день они морально устарели и не соответствуют современным требованиям экономичности, безопасности и надёжности.

В работе предлагается их заменить на современные вакуумные или элегазовые выключатели отечественных производителей.

«Применяемые масляные выключатели 10 кВ ВМГ-10/630 с приводами ПП-67, сейчас сняты с производства, следовательно, существуют

определённые сложности с приобретением запасных частей к таким выключателям, кроме того, они морально устарели» [20].

Приводы таких выключателей не выполняют в полной мере возложенную функцию надёжного и быстрого включения и выключения выключателей.

Сейчас многие заводы, выпускающие вакуумные выключатели, изготавливают комплекты адаптации для модернизации шкафов типа КРУ и КРУ. Поэтому предлагается воспользоваться данными комплектами, не меняя сами шкафы. Такой подход сэкономит значительную часть финансов при достижении практически того же результата.

Замена указанных аппаратов на новые современные типы будет способствовать:

- повышению надёжности на подстанции;
- снижению затрат на обслуживание и внеплановый ремонт оборудования;
- повышению уровня безопасности вследствие улучшения изоляции новых современных аппаратов и сетей;
- снижению потерь электроэнергии в оборудовании.

Силовые трансформаторы, установленные на подстанции, имеют номинальную мощность по 4000 кВА каждый.

Однако он был выбран без учёта перспективной нагрузки, которую планируется ввести в эксплуатацию на заводе.

Таким образом, силовые трансформаторы, установленные на ГПП-35/10 кВ, предлагается проверить на допустимую аварийную перегрузку с учётом значений перспективной нагрузки.

Следовательно, в работе можно сделать следующий вывод о необходимости мероприятий по модернизации ГПП-35/10 кВ:

- предложено заменить в ОРУ-35 кВ устаревшие масляные баковые выключатели марки С-35/630 на современные вакуумные или элегазовые выключатели отечественного производства;

- предложено «заменить в РУ-10 кВ устаревшие масляные горшковые выключатели марки ВМГ-10/630 и их приводы типа ПП-67, на современные вакуумные выключатели с электромагнитными приводами» [20];
- с учётом рассчитанных значений перспективной нагрузки, предложено проверить силовые трансформаторы марки ТМ-4000/35 на допустимую перегрузку.

Все приведённые мероприятия по модернизации ГПП-35/10 кВ имеют основной целью повышение надёжности, работоспособности, безопасности и экономичности оборудования на подстанции.

Данные вопросы будут решены в полном объёме путём выбора и внедрения на объекте исследования новых современных инновационных разработок соответствующего оборудования. Таким образом, все поставленные задачи в работе также будут решены в полном объёме.

Выводы по разделу.

Проведён исходный анализ схемы электроснабжения и состояния оборудования завода АО ВП «ЭРА» в городе Владивосток.

На основании полученных результатов проведённого анализа установлено, что в работе необходимы:

- реконструкция схемы РУ-10 кВ ГПП-35/10 кВ предприятия, что обусловлено вводом в эксплуатацию трёх новых производственных цехов организации (цехов сварочного производства, а также транспортного и инженерно-технического управления). Данный вопрос предлагается решить с помощью расширения РУ-10 кВ ГПП-35/10 кВ путём ввода в эксплуатацию новых ячеек последнего, а также дополнительных установкой трёх новых ЦТП-10/0,4 кВ и кабельных линий 10 кВ для питания новых подразделений завода;
- модернизация ГПП-35/10 кВ, заключающаяся в замене в ОРУ-35 кВ устаревших масляных баковых выключателей марки С-35/630 на современные вакуумные или элегазовые выключатели

отечественного производства. Также предложено «заменить в РУ-10 кВ устаревшие масляные горшковые выключатели марки ВМГ-10/630 и их приводы типа ПП-67, на современные вакуумные выключатели с электромагнитными приводами» [20].

С учётом рассчитанных значений перспективной нагрузки, предложено проверить силовые трансформаторы марки ТМ-4000/35 на допустимую перегрузку.

Установлено, что все приведённые мероприятия по реконструкции схемы электроснабжения завода и модернизации оборудования питающего ГПП-35/10 кВ, имеют основной целью повышение надёжности, работоспособности, безопасности и экономичности оборудования на подстанции.

Соответственно, данные вопросы должны быть решены в работе путём выбора и внедрения на объекте исследования новых современных схемных решений и инновационных разработок соответствующего оборудования.

Реализация и проверка всех предложенных мероприятий осуществляется в работе далее.

## 2 Расчёт электрических нагрузок и токов короткого замыкания

### 2.1 Расчёт электрических нагрузок

На втором этапе проводится расчёт технических параметров системы электроснабжения (далее – СЭС) объекта исследования. Одним из таких расчётов является расчёт электрических нагрузок заводской сети после реконструкции с учётом подключения дополнительной нагрузки.

Установлены основные задачи расчёта электрических нагрузок в работе:

- выбор трансформаторов новых цеховых ТП-10/0,4 кВ для питания новой перспективной нагрузки (три производственных цеха), а также выбор и проверка электрических аппаратов и проводников для решения данной поставленной задачи (для данной цели необходимо рассчитать нагрузку всех отдельных присоединений потребителей в сети 10 кВ);
- выбор новых электрических аппаратов на питающей ГПП-35/10 кВ (для решения данной задачи необходимо знать нагрузки во всех РУ и на всей ГПП-35/10 кВ).

Помимо этого, по результатам расчёта нагрузок будут проверены многочисленные решения, которые не подлежат модернизации и реконструкции в работе (например, проверка мощности существующих трансформаторов цеховых ТП-10/0,4 кВ и трансформаторов питающей ГПП-35/10 кВ, а также проводников для питания существующих потребителей).

При проведении расчёта учитывается фактическая и перспективная нагрузка методом коэффициента спроса [8].

«Активная нагрузка объектов, кВт» [8]:

$$P_p = P_n \cdot K_c, \quad (1)$$

где « $P_n$  – номинальная (паспортная) активная нагрузка, кВт;

$K_c$  – значение коэффициента спроса» [8].

«Соответственно, полная и реактивная нагрузка, кВА, квар» [8]:

$$S_p = \frac{P_p}{\cos \varphi}. \quad (2)$$

$$Q_p = \sqrt{S_p^2 - P_p^2}. \quad (3)$$

«Групповые расчётные нагрузки СЭС предприятия» [8]:

$$P_{p.\Sigma} = \sum P_p. \quad (4)$$

$$Q_{p.\Sigma} = \sum Q_p. \quad (5)$$

$$S_{p.\Sigma} = \sqrt{P_{p.\Sigma}^2 + Q_{p.\Sigma}^2}. \quad (6)$$

«Групповой коэффициент мощности» [8] СЭС предприятия:

$$\cos \varphi = \frac{P_p}{S_p}. \quad (7)$$

На примере подразделения завода «Производственный участок» (цех №1) по условиям (1) – (3):

$$P_p = 180 \cdot 0,8 = 144 \text{ кВт.}$$

$$S_p = \frac{144}{0,9285} \approx 155,09 \text{ кВА.}$$

$$Q_p = \sqrt{155,09^2 - 144,0^2} \approx 57,6 \text{ квар.}$$

Аналогичные расчёты проведены для остальных участков, цехов, существующих и новых ЦТП-10/0,4 кВ, а также всего объекта реконструкции (с учётом перспективной нагрузки). Результаты представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчёта электрических нагрузок СЭС АО ВП «ЭРА»

Наименование ЦТП-10/0,4 кВ/цех	Наименование участка цеха	P <sub>м</sub> , кВт	P <sub>р</sub> , кВт	Q <sub>р</sub> , квар	S <sub>р</sub> , кВА
Существующая нагрузка					
ЦТП-1 (2×ТМ-400/10)/цех №1	Производственный участок	180,0	144,00	57,60	155,09
	Участок электромонтажных работ	220,0	176,00	70,40	189,56
Всего по ЦТП-1		400,0	320,00	128,00	344,65
ЦТП-2 (2×ТМ-1000/10)/цех №2	Токарный, фрезеровочный и такелажный участок	640,0	512,00	204,80	551,44
	Участок спецтехники и автоматики	260,0	208,00	83,20	224,02
Всего по ЦТП-2		900,0	720,00	288,00	775,46
ЦТП-3 (2×ТМ-1000/10)/цех №5	Участок электромонтажных работ	200,0	160,00	64,00	172,33
	Участок спецтехники и автоматики	150,0	120,00	48,00	129,24
	Участок ремонта электрооборудования	350,0	280,00	112,00	301,57
	Участок гальваники (покрытия)	300,0	240,00	96,00	258,49
	Энергомеханический участок	200,0	160,00	64,00	172,33
Всего по ЦТП-3		1200,0	960,00	384,00	1033,95
ЦТП-4 (2×ТМ-1000/10)/цех №6	Участок инструментального хозяйства	100,0	80,00	32,00	86,16
	Участок слесарный	200,0	160,00	64,00	172,33
	Участок покрытия реагентами (гальванический)	350,0	280,00	112,00	301,57
	Участок «Электрон»	300,0	240,00	96,00	258,49
	Участок ЭРУ	200,0	160,00	64,00	172,33
	Участок ЭМО	150,0	120,00	48,00	129,24
Всего по ЦТП-4		1300,0	1040,00	416,00	1120,11
Всего существующей нагрузки		3800,0	3040,00	1216,00	3274,18
Перспективная нагрузка					
ЦТП-5 (перспективная)/ цех №15	Участок сварочного производства	300,0	240,00	96,00	258,49
	Участок берегового электроснабжения	500,0	400,00	160,00	430,81
Всего по ЦТП-5		800,0	640,0	256,00	689,3
ЦТП-6 (перспективная)/ цех №31	-	400,0	320,00	128,00	344,65
ЦТП-7 (перспективная)/ цех №32	-	300,0	240,00	96,00	258,49
Всего перспективной нагрузки		1500,0	1200,00	480,00	1292,44
Всего нагрузки по заводу		5300,0	4240,00	1696,00	4566,62

«Таким образом, в работе получены результаты расчёта нагрузок участков, цехов, существующих и новых ЦТП-10/0,4 кВ, а также всего объекта реконструкции (с учётом перспективной нагрузки)» [20].

## **2.2 Расчёт токов короткого замыкания**

Известно, что расчет токов короткого замыкания (далее – КЗ) в системе электроснабжения предприятия является актуальным и необходимым мероприятием для обеспечения безопасности работы электроустановок и надёжности электроснабжения.

При коротком замыкании в электроустановке происходит резкое повышение тока, которое может привести к перегреву проводов и кабелей, повреждению изоляции, возгоранию и даже к взрыву некоторого оборудования. В худшем случае, это может привести к авариям, человеческим жертвам и значительным материальным потерям.

Известно, что расчет токов КЗ необходим для определения тока, который будет протекать «в месте короткого замыкания в начальный момент его возникновения. Расчет токов КЗ позволяет определить максимальные значения токов, которые могут возникнуть в электроустановке при коротком замыкании» [13], и выбрать соответствующую защиту и защитное оборудование. Кроме того, расчет токов КЗ позволяет оптимизировать конструкцию электроустановки, выбрать оптимальные сечения проводов и кабелей, а также разработать меры по защите персонала и оборудования от токов КЗ.

При расчете токов КЗ необходимо учитывать ряд факторов, таких как режимы работы электроустановки, длительность короткого замыкания, характеристики защитного оборудования, сечения проводов и кабелей, а также требования по безопасности и надёжности электроснабжения.

Таким образом, расчет токов КЗ в системе электроснабжения предприятия является актуальным и необходимым мероприятием, который

позволяет обеспечить безопасность работы электроустановок, надёжность электроснабжения и сократить риск возникновения аварий и чрезвычайных ситуаций.

Установлено, что на питающей ГПП-35/10 кВ завода находятся два одинаковых по номиналу и мощности силовых трансформатора марки ТМ-4000/35 с устройством ПБВ (переключением без возбуждения).

«При этом в работе проводится расчёт токов КЗ в максимальном режиме работы, в котором на трансформаторы подстанции получают питание от ГПП-35/10 кВ по одной линии 35 кВ без резервирования» [13].

С учётом данного факта, составляется расчетная однолинейная схема системы электроснабжения, на которой показаны расчётные точки КЗ.

Расчетная однолинейная схема системы электроснабжения завода с питающей ГПП-35/10 кВ показана на рисунке 1.

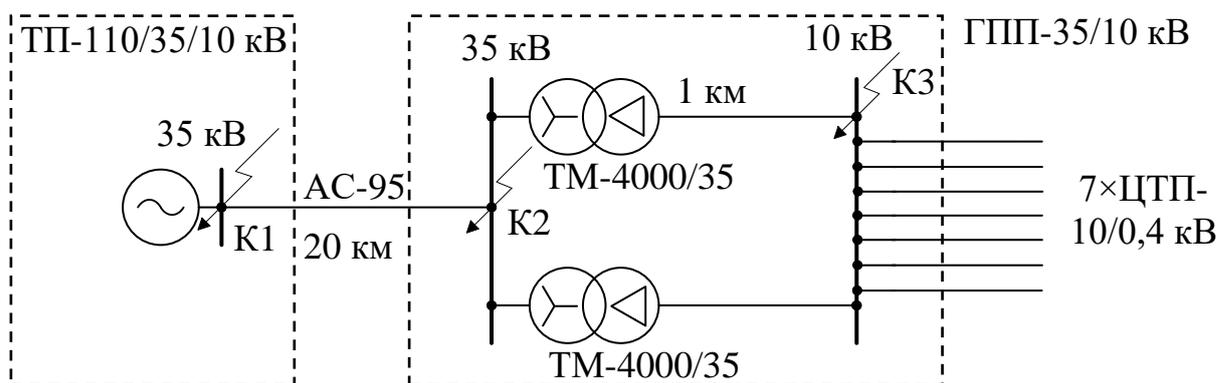


Рисунок 1 – Расчетная однолинейная схема системы электроснабжения завода с питающей ГПП-35/10 кВ

Таким образом, в данной схеме ток КЗ в точке К3, будет максимален для всей сети 10 кВ.

Именно это значение будет использовано далее при выборе и проверке электрических аппаратов 10 кВ, а также при выборе и проверке питающих кабельных линий 10 кВ объекта проектирования.

В результате анализа исходных данных было установлено, что токи КЗ на шинах 35 кВ питающей подстанции 110/35/10 кВ (в точке К1) в максимальном и минимальном режимах составляют:

- в режиме максимальной нагрузки  $I_{к1}^{(3)}_{\text{макс}} = 1500 \text{ А}$ ;
- в режиме минимальной нагрузки  $I_{к1}^{(3)}_{\text{мин}} = 1200 \text{ А}$ .

Составляется схема замещения электрической сети, на которой показаны расчетные параметры элементов сети (рисунок 2).

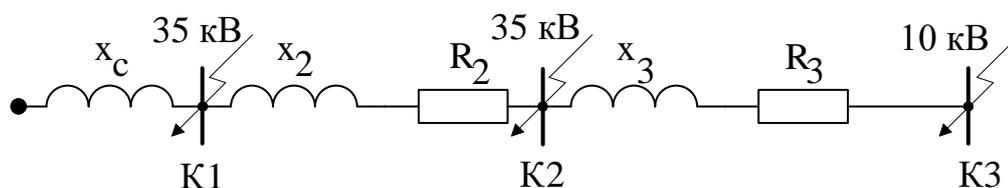


Рисунок 2 – Схема замещения электрической сети для расчета токов короткого замыкания

«Расчет токов трехфазного КЗ выполняется в именованных единицах, принимается за базис напряжение  $U_б = 35 \text{ кВ}$ » [13].

Сопротивление системы (на напряжении 35 кВ) [13]:

$$X_c = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{к1.макс}^{(3)}}. \quad (8)$$

С учётом токов КЗ на шинах 35 кВ питающей подстанции 110/35/10 кВ в максимальном режиме (в точке К1):

$$X_c = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 1,5} = 13,47 \text{ Ом}.$$

Находятся сопротивления линии электропередачи напряжением 35 кВ и суммарной длиной  $L=20 \text{ км}$ , выполненной проводом АС-95 с удельными параметрами  $r_{y\partial} = 0,37 \text{ Ом/км}$ ,  $x_{y\partial} = 0,385 \text{ Ом/км}$  [13]:

$$R_2 = r_{уд} \cdot L, \quad (9)$$

$$X_2 = x_{уд} \cdot L, \quad (10)$$

где  $r_{уд}$ ,  $x_{уд}$  – «удельные сопротивления ВЛ, Ом/км;  
L- суммарная длина ВЛ, км» [13].

Для условий работы:

$$R_2 = 0,37 \cdot 20 \approx 7,47 \text{ Ом.}$$

$$X_2 = 0,385 \cdot 20 \approx 7,78 \text{ Ом.}$$

Суммарное сопротивление до расчётной точки К2:

$$X_{c.2} = X_c + X_2, \text{ Ом.} \quad (11)$$

$$R_{c.2} = R_2, \text{ Ом.} \quad (12)$$

В числовых значениях:

$$X_{c.2} = 13,47 + 7,78 = 21,25 \text{ Ом.}$$

$$R_{c.2} = 7,47 \text{ Ом.}$$

Далее определяются параметры схемы замещения силового трансформатора, установленного на питающей ГПП-35/10 кВ.

Технические данные трансформатора ТМ-4000/35:  $U_{вн}=35$  кВ;  $U_{нн}=10,5$  кВ;  $U_{к\text{ мин}}=6,9$  %;  $U_{к\text{ ср}}=7,5$  %;  $U_{к\text{ макс}}=7,6$  %; ПБВ  $\pm 2 \times 2,5$ %;  $\Delta P_k=33,5$  кВт.

Данный тип трансформатора выполняется с устройством регулирования напряжения типа ПБВ.

Известно, что данное устройство имеет 3 основных положения: среднее («нулевое»), минимальное (минус 5% от среднего) и максимальное (плюс 5% к среднему).

Расчёты проводятся для каждого из указанных положений.

Активное сопротивление трансформатора с учётом напряжения положения устройства ПБВ  $U_{\Pi}$  [13]:

$$R_{\text{т.п}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot 10^{-3} \cdot U_{\Pi}^2}{S_{\text{ном.т.}}^2}. \quad (13)$$

Активное сопротивление трансформатора (ПБВ находится в среднем положении):

$$R_{\text{зср}} = \frac{33,5 \cdot 10^{-3} \cdot 35^2}{4^2} = 2,56 \text{ Ом.}$$

Для минимального положения ПБВ:

$$R_{\text{змин}} = \frac{33,5 \cdot 10^{-3} \cdot (35 \cdot (1 - 0,05))^2}{4^2} = 2,31 \text{ Ом.}$$

Для максимального положения ПБВ:

$$R_{\text{змакс}} = \frac{33,5 \cdot 10^{-3} \cdot (35 \cdot (1 + 0,05))^2}{4^2} = 2,83 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора с учётом напряжения положения устройства ПБВ  $U_{\Pi}$ :

$$X_{\text{т.п}} = \frac{U_{\text{к.ср.}\%} \cdot U_{\Pi}^2}{100 \cdot S_{\text{ном.т.}}^2}. \quad (14)$$

Индуктивное сопротивление силового трансформатора в среднем положении ПБВ:

$$X_{\text{ср}} = \frac{7,5 \cdot 35^2}{100 \cdot 4^2} = 22,97 \text{ Ом.}$$

Для минимального положения ПБВ:

$$X_{\text{мин}} = \frac{6,9 \cdot (35 \cdot (1 - 0,05))^2}{100 \cdot 4^2} = 19,07 \text{ Ом.}$$

Для максимального положения ПБВ:

$$X_{\text{макс}} = \frac{7,6 \cdot (35 \cdot (1 + 0,05))^2}{100 \cdot 4^2} = 25,66 \text{ Ом.}$$

Определяется ток КЗ в точке К2 (для среднего положения ПБВ).

Суммарное активное сопротивление [13]:

$$R_{\Sigma} = R_{\text{с.2}}, \text{ Ом.} \quad (15)$$

$$R_{\Sigma} = 7,47 \text{ Ом.}$$

Суммарное индуктивное сопротивление [13]:

$$X_{\Sigma} = X_{\text{с.2}}, \text{ Ом.} \quad (16)$$

$$X_{\Sigma} = 21,25 \text{ Ом.}$$

Суммарное полное сопротивление [13]:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}. \quad (17)$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{7,47^2 + 21,25^2} = 22,52 \text{ Ом.}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в расчётных точках с учётом напряжения положения устройства ПБВ  $U_{\Pi}$ :

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{\Pi}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}, \text{ А.} \quad (18)$$

Ток трёхфазного КЗ точке К2 для среднего положения ПБВ:

$$I_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 22,52} = 0,897 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания [13]:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{\text{уд}} \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \text{ кА,} \quad (19)$$

где  $\kappa_{\text{уд}}$  – ударный коэффициент тока короткого замыкания.

Ударный коэффициент определяется так:

$$\kappa_{\text{уд}} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-\frac{3}{X_{\Sigma}/R_{\Sigma}}}. \quad (20)$$

Для расчётной точки К2:

$$\kappa_{\text{уд.к2}} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-\frac{3}{21,25/7,47}} = 1,36.$$

$$i_{\text{уд.к2}} = \sqrt{2} \cdot 1,36 \cdot 0,897 = 1,727 \text{ кА.}$$

Рассчитывается ток трехфазного короткого замыкания для точки КЗ (для среднего положения ПБВ).

Суммарное активное сопротивление:

$$R_{\Sigma} = R_{c,2} + R_{3\text{cp}}, \text{ Ом.} \quad (21)$$

$$R_{\Sigma} = 7,47 + 2,56 = 10,03 \text{ Ом.}$$

Суммарное индуктивное сопротивление [13]:

$$X_{\Sigma} = X_{c,2} + X_{3\text{cp}}, \text{ Ом.} \quad (23)$$

$$X_{\Sigma} = 21,25 + 22,97 = 44,22 \text{ Ом.}$$

Суммарное полное сопротивление [13]:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}. \quad (23)$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{10,03^2 + 44,22^2} = 45,34 \text{ Ом.}$$

При этом ток трёхфазного КЗ точке КЗ для среднего положения ПБВ, при приведении ко второй ступени напряжения, на которой находится точка КЗ (сеть 10 кВ) определяется с учётом коэффициента трансформации трансформатора ГПП-35/10 кВ (так как принята ранее основная ступень напряжения – 35 кВ):

$$I_{к3}^{(3)} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 45,34} \cdot \frac{35}{10} = 1,486 \text{ кА.}$$

Ударный коэффициент и ударный ток в точке КЗ определяется так:

$$k_{уд.к3} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{\frac{3}{44,22/10,03}} = 1,516.$$

$$i_{уд.к3} = \sqrt{2} \cdot 1,516 \cdot 1,486 = 3,184 \text{ кА}.$$

Аналогично определены токи КЗ в расчётных точках К2 и К3 в минимальном и максимальном положении устройства ПБВ. Результаты данного расчета токов КЗ и ударных токов сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Токи короткого замыкания и ударные токи в основных расчётных точках КЗ

Положение устройства ПБВ трансформатора ГПП-35/10 кВ	Параметр	Точка КЗ	
		К2 (35 кВ)	К3 (10 кВ)
Среднее	$I_{к(3)}$ , кА	0,897	1,486
	$i_{уд}$ , кА	1,727	3,185
Минимум	$I_{к(3)}$ , кА	0,897	1,547
	$i_{уд}$ , кА	1,727	3,284
Максимум	$I_{к(3)}$ , кА	0,897	1,476
	$i_{уд}$ , кА	1,727	3,169

Выводы по разделу.

Установлены основные задачи расчёта электрических нагрузок в работе:

- выбор трансформаторов новых цеховых ТП-10/0,4 кВ для питания новой перспективной нагрузки (три производственных цеха), а также выбор и проверка электрических аппаратов и проводников для решения данной поставленной задачи (для данной цели необходимо рассчитать нагрузку всех отдельных присоединений потребителей в сети 10 кВ);
- выбор новых электрических аппаратов на питающей ГПП-35/10 кВ (для решения данной задачи необходимо знать нагрузки во всех РУ и на всей ГПП-35/10 кВ).

Получены результаты расчёта нагрузок участков, цехов, существующих и новых ЦТП-10/0,4 кВ, а также всего объекта реконструкции (с учётом перспективной нагрузки). Проведен расчет токов КЗ при трёх положениях устройства ПБВ силового трансформатора.

### 3 Выбор и проверка трансформаторов ГПП и ЦТП завода

#### 3.1 Проверка трансформаторов ГПП

Установлено, что на рассматриваемой подстанции переменного тока ГПП-35/10 кВ СЭС АО ВП «ЭРА» до проведения модернизации оборудования и реконструкции схемы в связи с вводом в работу перспективной нагрузки, были установлены два трансформатора марки ТМ-4000/35 [18].

В работе необходимо проверить два трансформатора на «допустимую перегрузку в нормальном и послеаварийном режимах работы подстанции.

Как было указано ранее, максимальная нагрузка с учётом перспективной нагрузки, для ГПП-35/10 составляет 4566,62 кВА (таблица 2).

Расчётная мощность силового трансформатора» [9]:

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{S_{\text{м.гпп}}}{N \cdot K_3}, \quad (24)$$

где « $S_{\text{м.гпп}}$  – максимальное значение полной расчетной нагрузки трансформаторной подстанции ПС-35/10 кВ» [9].

«Значит, для силовых трансформаторов ГПП-35/10 кВ» [9]:

$$4000 \text{ кВА} \geq \frac{4566,62}{2 \cdot 0,7} = 3261,9 \text{ кВА.}$$

«Исходя из полученных результатов можно предположить, что силовые трансформаторы марки ТМ-4000/35, установленные на питающей ГПП-35/10 кВ объекта до проведения реконструкции, отвечают требованиям максимальной загрузки в нормальном режиме работы (с учётом новой перспективной нагрузки).

Проверка трансформатора на перегрузочную способность» [9]:

$$K_{3,н} = \frac{0,5 \cdot S_{\text{М.ГПП}}}{S_{\text{НОМ.Т}}} \leq 0,7. \quad (25)$$

$$K_{3,п} = \frac{S_{\text{М.ГПП}}}{S_{\text{НОМ.Т}}} \leq 1,4. \quad (26)$$

Проверки выполняются:

$$K_{3,н} = \frac{0,5 \cdot 4566,62}{4000} = 0,57 \leq 0,7.$$

$$K_{3,п} = \frac{4566,62}{4000} = 1,14 \leq 1,4.$$

При этом в послеаварийном режиме, для уменьшения нагрузки на единственный работающий трансформатор, рекомендуется отключить все потребители 3 категории надёжности в цехах завода.

Таким образом, данные силовых трансформаторы не требуют замены в связи с вводом в эксплуатацию новой перспективной нагрузки.

### **3.2 Выбор и проверка трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций**

Ранее в работе было установлено, что в системе электроснабжения завода АО ВП «ЭРА» в городе Владивосток, необходимо подключить три производственных цеха, относящиеся ко второй категории надёжности, для чего установить новые понизительные цеховые ТП-10/0,4 кВ, запитав от них данные объекты.

Показано, что к таким объектам относятся:

- цех №15 – цех сварочного производства.
- цех №31 – транспортный цех;
- цех №32 – цех инженерно-технического управления.

Также в работе необходимо провести проверку мощности

существующих ЦТП-10/0,4 кВ до реконструкции.

«Мощность трансформаторов для установки на ЦТП-10/0,4 кВ» [10]:

$$S_{\text{ном.т}} \geq S_{\text{ном.т.р}} = \frac{P_{\text{р.}}}{N\beta_{\text{т}}}, \quad (27)$$

где « $P_{\text{р.}}$  – суммарная активная нагрузка объектов, кВт;

$N$  – количество трансформаторов цеховой ТП, шт.;

$\beta_{\text{т}}$  – нормируемое значение коэффициента активной загрузки трансформаторов подстанции» [10].

По условию (27) на примере новой цеховой ТП-5 (для питания перспективной нагрузки цеха №15 – цех сварочного производства):

$$S_{\text{ном.т}} \geq S_{\text{ном.т.р}} = \frac{640}{2 \cdot 0,85} = 376,47 \text{ кВА.}$$

«Исходя из результатов расчёта, на данной подстанции рекомендованы к установке два силовых трансформатора ТМГ-400/10» [16].

Известно, что герметичные «трансформаторы марки ТМГ имеют преимущества перед трансформаторами марки ТМ» [16].

«Проверка по условиям нормальной нагрузки выполняется» [10]:

$$K_{\text{з.н}} = \frac{0,5 \cdot 689,3}{400} \approx 0,85 = 0,85.$$

«Проверка по условиям аварийной перегрузки также выполняется» [10]:

$$K_{\text{з.п}} = \frac{689,3}{400} \approx 1,7 = 1,7.$$

«Аналогично выбраны и проверены марки и типы трансформаторов для установки на остальных цеховых ТП-10/0,4 кВ внутренней системы электроснабжения предприятия» [16].

Результаты выбора и проверки трансформаторов на ТП-10/0,4 кВ внутренней СЭС АО ВП «ЭРА» представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты выбора и проверки трансформаторов на ТП-10/0,4 кВ внутренней СЭС АО ВП «ЭРА»

Наименование ЦТП-10/0,4 кВ	Наименование цеха	$P_p$ , кВт	$S_p$ , кВА	Количество трансформаторов, шт.	Марка трансформаторов
Существующая (исходная) нагрузка – проверка ТП					
ЦТП-1	Цех №1 – цех производственного управления	320,00	344,65	2	ТМ-400/10
ЦТП-2	Цех №2 – механический цех	720,00	775,46	2	ТМ-1000/10
ЦТП-3	Цех №5 – цех монтажа и ремонта электрооборудования	960,00	1033,95	2	ТМ-1000/10
ЦТП-4	Цех №6 – механосборочный	1040,00	1120,11	2	ТМ-1000/10
Перспективная нагрузка – выбор новых ТП					
ЦТП-5	Цех №15 – цех сварочного производства	640,0	689,3	2	ТМГ-400/10
ЦТП-6 (перспективная)/ цех №31	Цех №31 – транспортный цех	320,00	344,65	2	ТМГ-250/10
ЦТП-7 (перспективная)/ цех №32	Цех №32 – цех инженерно-технического управления	240,00	258,49	2	ТМГ-250/10

Все новые цеховые ТП-10/0,4 кВ для питания перспективной нагрузки выполнены в виде комплектных подстанций, которые удобнее, компактнее и

надёжнее закрытых и открытых типов подстанций [11]. Их конструкция показана в графической части работы.

Таким образом, выбраны новые ЦТП-10/0,4 кВ с двумя трансформаторами ТМГ-400/10 (ЦТП-5) и двумя трансформаторами ТМГ-250/10 (ЦТП-6 и ЦТП-7).

Проверены все мощности ЦТП-10/0,4 кВ существующей нагрузки.

Выводы по разделу.

Основываясь на «результатах расчёта установлено, что силовые трансформаторы марки ТМ-4000/35, установленные на питающей ГПП-35/10 кВ завода, отвечают требованиям максимальной загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы (с учётом новой перспективной нагрузки)» [10]. При этом в послеаварийном режиме, для уменьшения нагрузки на единственный работающий трансформатор, рекомендуется отключить все потребители 3 категории надёжности в цехах завода. Таким образом, данные силовых трансформаторы не требуют замены в связи с вводом в эксплуатацию новой перспективной нагрузки.

Для питания перспективной нагрузки на напряжении 0,38/0,22 кВ, выбраны новые ЦТП-10/0,4 кВ с двумя трансформаторами ТМГ-400/10 (ЦТП-5) и двумя трансформаторами ТМГ-250/10 (ЦТП-6 и ЦТП-7). Все новые цеховые ТП-10/0,4 кВ для питания перспективной нагрузки выполнены в виде комплектных подстанций, которые удобнее, компактнее и надёжнее закрытых и открытых типов подстанций.

Кроме того, расчётно-аналитическим путём также подтверждены все номинальные мощности силовых трансформаторов для питания исходной нагрузки завода.

## 4 Выбор и проверка основного оборудования

### 4.1 Расчёт максимальных рабочих токов присоединений

Далее в работе определяются максимальные рабочие токи на вводах силового трансформатора ГПП-35/10 кВ (вводные присоединения) и на отходящих линиях к потребителям (линейные присоединения).

Данные расчёты максимальных рабочих токов нужны для того, чтобы правильно выбрать и проверить сечения проводников в максимальном режиме работы, а также выбрать и проверить на работоспособность электрические аппараты в системе электроснабжения завода АО ВП «ЭРА».

По принятой методике расчёта, значение максимального тока на вводах определяется по номинальным параметрам силового трансформатора, а токи на линиях (линейных присоединениях) – по номинальным нагрузкам ЦТП-10/0,4 кВ, выбранным и проверенным в работе ранее. Таким образом, при таком подходе будут учтены все возможные режимы работы трансформаторов данных подстанций, а также возможное увеличение нагрузки на силовых трансформаторах ГПП-35/10 кВ и ЦТП-10/0,4 кВ завода [10].

Максимальный ток на вводах силового трансформатора [10]:

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.тр.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}}, \quad (28)$$

где  $S_{\text{н.тр.}}$  – номинальная мощность трансформатора подстанции, кВА;

$U_{\text{н}}$  – номинальное напряжение на соответствующей обмотке силового трансформатора, кВ;

Для вводов 35 кВ:

$$I_{\max.35} = \frac{1,4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 92,4 \text{ А.}$$

Для вводов 10 кВ:

$$I_{\max.10} = \frac{1,4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 323,7 \text{ А.}$$

Результаты расчётов максимальных рабочих токов вводных присоединений ГПП-35/10 кВ завода сведены в таблицу 4.

На примере линейного присоединения 10 кВ к ЦТП-1, питающему объект «Цех №1 – цех производственного управления» СЭС завода (на ЦТП-1 установлены два трансформатора марки ТМ-400/10):

$$I_{\max} = 1,4 \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 32,4 \text{ А.}$$

Аналогично определены значения максимальных рабочих токов на остальных присоединениях. Результаты представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты расчёта максимальных рабочих токов

Наименование потребителя	Наименование цеха	N×S <sub>н.тр.</sub> , кВА	I <sub>max</sub> , А
Вводные присоединения			
Ввод 35 кВ	-	2×4000	92,4
Ввод 10 кВ	-	2×4000	323,7
Линейные присоединения			
Нагрузка 10 кВ (существующая)			
ЦТП-1	Цех №1 – цех производственного управления	2×400	32,4
ЦТП-2	Цех №2 – механический цех	2×1000	80,9
ЦТП-3	Цех №5 – цех монтажа и ремонта электрооборудования	2×1000	80,9
ЦТП-4	Цех №6 – механосборочный	2×1000	80,9
Нагрузка 10 кВ (перспективная)			
ЦТП-5	Цех №15 – цех сварочного производства	2×400	32,4
ЦТП-5	Цех №31 – транспортный цех	2×250	20,2
ЦТП-5	Цех №32 – цех инженерно-технического управления	2×250	20,2

Полученные результаты используются далее при выборе проводников и основного оборудования.

## 4.2 Выбор и проверка проводников

С учётом внешней схемы электроснабжения объекта исследования, с учётом питающей ГПП-35/10 кВ, необходимо проверить проводники вводных линий напряжением 35 кВ. Также подлежат проверке проводники отходящих линий 35 кВ и 10 кВ.

На ГПП-35/10 кВ завода питающая линия 35 кВ выполнена в виде воздушной линии электропередачи.

Отходящие линии 10 кВ выполнены в виде кабельных линий.

Проводится проверка правильности выбора питающей воздушной линии 35 кВ ГПП-35/10 кВ завода. В результате согласования исходных данных установлено, что на данной линии применялся провод марки АС-95. При этом длина данной ВЛ-35 кВ составляет 20 км.

«По экономической плотности тока [14]:

$$F_9 = \frac{I_p}{j_9}, \quad (29)$$

где « $j_9$  – экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup>» [14].

«Проверка выбранного сечения провода в нормальном режиме» [14]:

$$I_{\text{доп}} \geq I_p, \quad (30)$$

где « $I_{\text{доп}}$  – предельно – допустимое значение тока проводника, А» [12].

«Проверка проводника в послеаварийном режиме работы» [14]:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{p,\text{max}}, \quad (31)$$

где « $I_{p,\text{max}}$  – максимальный ток, А» [14].

«Проверка по климатическим условиям (минимальное допустимое сечение проводника)» [14]:

$$F_{\text{ст}} \geq F_{\text{мин}}, \text{ мм}^2. \quad (32)$$

«Проводится практический выбор сечения провода питающей воздушной линии 35 кВ» [14]:

$$F_3 = \frac{92,4}{1,1} = 84 \text{ мм}^2.$$

Таким образом, для ВЛ-35 кВ ГПП-35/10 кВ предварительно подтверждён провод марки АС-95/16 [7].

Условия проверки сечения провода ВЛ-35 кВ по условиям (29) – (32) соблюдены:

$$330 \text{ А} \geq 66,0 \text{ А}.$$

$$330 \text{ А} \geq 92,4 \text{ А}.$$

$$95 \text{ мм}^2 \geq 70 \text{ мм}^2.$$

Таким образом, в результате проведения проверок для применения на питающей воздушной линии электропередачи для питания ГПП-35/10 кВ, подтверждён провод марки АС-95/16 [7].

Длина данной линии составляет 20 км.

Сечение проводников остальных линий выбраны аналогично и представлены в таблице 6.

Отходящие линии 10 кВ заводской сети выполнены в виде кабельных линий электропередачи.

При выборе и проверке КЛ-10 В используется источник [3].

Таблица 6 – Результаты выбора сечения проводников в СЭС АО ВП «ЭРА»

Линия	$I_{p,max}, A$	$F, мм^2$	Марка проводника	$I_{доп.} A$
Питающая ВЛ-35 кВ				
ВЛ-35 кВ-Т1	92,4	95	АСБл-10	330
ВЛ-35 кВ-Т2	92,4	95	АСБл-10	330
Линейные присоединения 10 кВ (существующая нагрузка) – проверка кабелей				
ГПП-35/10 завода – ЦТП-1	32,4	25	АСБл-10 (3×25)	91
ГПП-35/10 завода – ЦТП-2	80,9	50	АСБл-10 (3×50)	134
ГПП-35/10 завода – ЦТП-3	80,9	50	АСБл-10 (3×50)	134
ГПП-35/10 завода – ЦТП-4	80,9	50	АСБл-10 (3×50)	134
Линейные присоединения 10 кВ (перспективная нагрузка) – выбор кабелей				
ГПП-35/10 завода – ЦТП-5	32,4	25	АСБл-10 (3×25)	91
ГПП-35/10 завода – ЦТП-6	20,2	25	АСБл-10 (3×25)	91
ГПП-35/10 завода – ЦТП-7	20,2	25	АСБл-10 (3×25)	91

Таким образом, для питания трёх новых ЦТП-10/0,4 кВ выбраны и проверены сечения кабелей марки АСБл-10 (3×25), прокладка – в земляной траншее.

Также проверены на соответствие условиям электрической сети кабели 10 кВ, питающие существующую нагрузку от шин РУ-10 кВ ГПП-35/10 кВ до ЦТП-10/0,4 кВ. Установлено, что полученные результаты проверки данных проводников соответствуют установленным ранее проводникам на объекте.

Они показаны в графической части работы.

### 4.3 Выбор и проверка электрических аппаратов

Согласно плану выполнения «работы, далее необходимо провести выбор и проверку электрических аппаратов напряжением 35 кВ и 10 кВ для установки на питающей ГПП-35/10 кВ в системе электроснабжения завода» [14] АО ВП «ЭРА».

Ранее было определено, что в РУ-10 кВ ГПП-35/10 кВ необходимо провести расширение, связанное с вводом перспективной нагрузки в эксплуатацию.

Данная реконструкция РУ-10 В решается путём установки дополнительных ячеек с новыми коммутационными и защитными аппаратами.

Кроме того, вторым аспектом данного вопроса является замена устаревших масляных выключателей в ОРУ-35 кВ и в ячейках КРУ-10 кВ, на современные типы и марки выключателей высокого напряжения.

Известно, что замена указанных устаревших и технически изношенных аппаратов на новые современные типы будет способствовать [19]:

- повышению надёжности на подстанции;
- снижению затрат на обслуживание и внеплановый ремонт оборудования;
- повышению уровня безопасности вследствие улучшения изоляции новых современных аппаратов и сетей;
- снижению потерь электроэнергии в оборудовании.

Таким образом, выбор данных мероприятий по модернизации указанного оборудования, актуален и обоснован.

Все остальные коммутационные и защитные аппараты, установленные в РУ-35 кВ и РУ-10 кВ понизительной подстанции переменного тока ГПП-35/10 кВ, на сегодняшний день находятся в удовлетворительном техническом состоянии, поэтому не нуждаются в модернизации путём их замены.

В работе необходимо проверить их на соответствие установке (по расчётным параметрам сети).

Принятая методика выбора и проверки электрических аппаратов взята из [15].

В сравнительных таблицах выбора и проверки электрических аппаратов проводится сравнение паспортных характеристик (параметров) электрических аппаратов и расчётных параметров электрической сети, в которую данный аппарат планируется установить.

Основываясь на этом, в работе проводится практический выбор выключателей высокого напряжения по справочным данным [4] и [5].

Результаты выбора выключателей высокого напряжения 35 кВ и 10 кВ (на примере вводных присоединений) для установки в соответствующих РУ питающей ГПП-35/10 кВ, представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты выбора выключателей высокого напряжения 35 кВ и 10 кВ (на примере вводных присоединений) для установки в соответствующих РУ питающей ГПП-35/10 кВ завода

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Вводы 1 и 2, выключатели ОРУ 35 кВ: ВРНСМ-35-20/1600 (ООО «НТЭАЗ Электрик») - вакуумные	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 35 \text{ кВ.}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ.}$
	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{max}} = 92,4 \text{ А.}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А.}$
	$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{отк.ном}}$	$I_{\text{п.т}} = 0,897 \text{ кА.}$	$I_{\text{отк.ном}} = 20 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{\text{дин.}}$	$i_y = 1,727 \text{ кА.}$	$i_{\text{дин.}} = 52 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 0,897^2 \cdot 3 = 2,41 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}^2\text{с.}$
Вводы 1 и 2, выключатели КРУ 10 кВ: ВВ/TEL- 10-20/630 («Гаврида Электрик») - вакуумные	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{max}} = 323,7 \text{ А.}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А.}$
	$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{отк.ном}}$	$I_{\text{п.т}} = 1,547 \text{ кА.}$	$I_{\text{отк.ном}} = 20 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{\text{дин.}}$	$i_y = 3,284 \text{ кА.}$	$i_{\text{дин.}} = 52 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,547^2 \cdot 3 = 7,18 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с.}$

Выбранные новые вакуумные выключатели марки ВВ/TEL 10-20/630, установленные в РУ-10 кВ подстанции, проверены на соответствие расчётным параметрам сети. Таким образом, все новые электрические аппараты для модернизации объекта, успешно выбраны и проверены.

Далее проводится проверка на соответствие расчётным параметрам сети разъединителей для установки в РУ-35 кВ ГПП-35/10 завода.

Проводится проверка разъединителей марки РНДЗ-1(2)-35/1000 УХЛ1 с приводом ПР-У1, которые установлены в РУ-35 кВ исходной схемы главной понизительной подстанции.

Установлено, что данные разъединители находятся в удовлетворительном техническом состоянии, поэтому они не требуют замены на аналогичные новые модификации.

«Проверка разъединителей осуществляется по динамической и термической устойчивости к токам КЗ и ударным токам.

Результаты проверки разъединителей на соответствие расчётным параметрам сети для установки в РУ-35 кВ ГПП-35/10 завода, представлены в форме таблицы 8» [14].

Таблица 8 – Результаты проверки разъединителей 35 кВ (на примере вводных присоединений) для установки в ОРУ-35 кВ ГПП-35/10 кВ

Наименование и место установки	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Вводы 1 и 2, разъединители РНДЗ-1(2)-35/1000УХЛ1 с приводом ПР-У1	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 35 \text{ кВ.}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ.}$
	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{max}} = 92,4 \text{ А.}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{\text{дин}}$	$i_y = 1,727 \text{ кА.}$	$i_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 0,897^2 \cdot 3 = 2,41 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2\text{с.}$

В ячейках КРУ-10 кВ напряжением 10 кВ роль разъединителей выполняют втычные контакты.

Далее проводится проверка на соответствие расчётным параметрам сети предохранителей высоковольтных марки ПК-10 У1 для установки в РУ-10 кВ ГПП-35/10 завода с целью защиты трансформаторов напряжения и трансформаторов собственных нужд.

Данные плавкие предохранители предназначены для защиты от токов короткого замыкания и перегрузки данных ТН и ТСН.

Известно, что при проверке предохранителей необходимо также проверить номинальный ток предохранителя ( $I_{\text{ном.пр.}}$ ) и номинальный ток плавкой вставки ( $I_{\text{ном.вст.}}$ ).

При этом максимальный рабочий ток ТН и ТС определяется, исходя из номинальных параметров и напряжения на стороне питания (10 кВ).

Результаты проверки плавких предохранителей на соответствие расчётным параметрам сети для установки в РУ-10 кВ ГПП-35/10 завода, представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты проверки плавких предохранителей на соответствие расчётным параметрам сети для установки в РУ-10 кВ ГПП-35/10 завода с целью защиты трансформатора напряжения

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные данные
Предохранители высоковольтные марки ПК-10 (присоединения трансформатора напряжения на стороне 10 кВ)	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном.пр.}}$	$I_{\text{max}} = 0,06 \text{ А}$	$I_{\text{ном.пр}} = 100 \text{ А}$
	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном.вст.}}$	$I_{\text{max}} = 0,06 \text{ А}$	$I_{\text{ном.вст}} = 10 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{\text{дин.}}$	$i_y = 3,284 \text{ кА.}$	$i_{\text{дин.}} = 100 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,547^2 \cdot 3 = 7,18 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 100^2 \cdot 3 = 30000 \text{ кА}^2\text{с}$
Предохранители высоковольтные марки ПК-10 (присоединения трансформатора собственных нужд на стороне 10 кВ)	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном.пр.}}$	$I_{\text{max}} = 1,44 \text{ А}$	$I_{\text{ном.пр}} = 100 \text{ А}$
	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном.вст.}}$	$I_{\text{max}} = 1,44 \text{ А}$	$I_{\text{ном.вст}} = 10 \text{ А}$
	$i_y \leq i_{\text{дин.}}$	$i_y = 3,284 \text{ кА.}$	$i_{\text{дин.}} = 100 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,547^2 \cdot 3 = 7,18 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 100^2 \cdot 3 = 30000 \text{ кА}^2\text{с}$

«Результаты проверки плавких предохранителей на соответствие расчётным параметрам сети для установки в РУ-10 кВ ГПП-35/10 завода с целью защиты трансформаторов напряжения» [14] и трансформаторов собственных нужд, удовлетворяют всем требуемым условиям.

Установлено, что в работе необходимо проверить на соответствие параметрам электрической сети, следующие марки измерительных трансформаторов тока и напряжения на данной подстанции:

- на стороне 10 кВ предложено проверить трансформаторы тока ТПОЛМ-10 и измерительные трансформаторы напряжения НАМИ-10;
- на стороне 35 кВ применяются встроенные трансформаторы тока в выключатели, а также отсутствуют трансформаторы напряжения, поэтому проверка ТН и ТТ на стороне 35 кВ не проводится.

Известно, что при выборе измерительных трансформаторов тока и напряжения, необходимо также проверить нагрузку вторичных цепей,

которые они будут питать. Выбор мощности вторичной обмотки проводится для класса точности 0,5. Также проводится проверка по ближайшему значению первичного тока ТТ и ТН. Результаты проверки на соответствие параметрам сети измерительного трансформатора напряжения для установки на стороне 10 кВ ГПП-35/10 кВ представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты проверки параметрам сети измерительного трансформатора напряжения для установки на стороне 10 кВ ГПП-35/10 кВ

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Измерительные трансформаторы напряжения марки НАМИ-10	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном.}}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{\text{ном.}} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном.1}}$	$I_{\text{max}} = 323,7 \text{ А.}$	$I_{\text{ном.1}} = 400 \text{ А.}$
	$S_{\text{вт.цепей}} \leq S_{\text{обм.ном}}$	$S_{\text{вт.цепей}} = 40 \text{ ВА}$	$S_{\text{обм.ном}} = 75 \text{ ВА}$
	$i_y \leq i_{\text{дин.}}$	$i_y = 3,284 \text{ кА.}$	$i_{\text{дин.}} = 20 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,547^2 \cdot 3 = 7,18 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с.}$

Результаты проверки на соответствие параметрам электрической сети измерительных трансформаторов тока для установки на стороне 10 кВ ГПП-35/10 кВ представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты проверки на соответствие параметрам электрической сети измерительных трансформаторов тока для установки на стороне 10 кВ

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные данные
Измерительные трансформаторы тока ТПОЛМ-10	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном.}}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{\text{ном.}} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном.1}}$	$I_{\text{max}} = 323,7 \text{ А.}$	$I_{\text{ном.1}} = 70 \text{ А}$
	$S_{\text{вт.цепей}} \leq S_{\text{обм.ном}}$	$S_{\text{вт.цепей}} = 10 \text{ ВА}$	$S_{\text{обм.ном}} = 50 \text{ ВА}$
	$i_y \leq i_{\text{дин.}}$	$i_y = 3,284 \text{ кА.}$	$i_{\text{дин.}} = 20 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,547^2 \cdot 3 = 7,18 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с.}$

Ранее в работе, учитывая результаты анализа технического состояния оборудования ГПП-35/10 кВ, установлено, что установленные ранее

ограничители перенапряжений не требуют замены, так как находятся в удовлетворительном техническом состоянии.

В связи с этим, в работе проводится следующее:

- на стороне 35 кВ предложено проверить ограничители перенапряжений ОПН-35УХЛ1 на основе оксидно-цинковых варисторов без искровых промежутков;
- на стороне 10 кВ предложено проверить ограничители перенапряжения ОПН-КР/TEL-10/12 УХЛ2.

Все ограничители перенапряжения – нелинейные, то есть их выходной параметра (выходное напряжение) не зависит от входного параметра (входное напряжение).

Тем самым они выгодно отличаются от разрядников.

Известно, что помимо остальных расчётных формул, использующихся при выборе электрических аппаратов, ограничители перенапряжения проверяется дополнительно по условиям максимальной пропускной способности  $I_{\text{макс.проп.}}$ .

Результаты проверки на соответствие параметрам электрической сети ограничителей перенапряжений для установки на стороне 35 кВ ГПП-35/10 кВ представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Результаты проверки на соответствие параметрам электрической сети ограничителей перенапряжений для установки на стороне 35 кВ подстанции

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные данные
Ограничители перенапряжений ОПН-35УХЛ1 (на основе оксидно-цинковых варисторов без искровых промежутков)	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 35 \text{ кВ.}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{max}} = 92,4 \text{ А.}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
	$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{макс.проп.}}$	$I_{\text{п.т}} = 0,897 \text{ кА.}$	$I_{\text{макс.проп.}} = 10 \text{ кА}$
	$i_y \leq i_{\text{дин.}}$	$i_y = 1,727 \text{ кА.}$	$i_{\text{дин.}} = 100 \text{ кА}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 0,897^2 \cdot 3 = 2,41 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 100^2 \cdot 3 = 30000 \text{ кА}^2\text{с}$

На стороне 10 кВ в ячейках вместе с новыми вакуумными выключателями ВВ/TEL 10-20/630 («Таврида Электрик») предлагается установить ограничители перенапряжений ОПН-КР/TEL-10/12 УХЛ2 («Таврида Электрик»).

Данное оборудование идеально подходит для совместной работы в электроустановках.

Результаты выбора и проверки на соответствие параметрам электрической сети ограничителей перенапряжений для установки на стороне 10 кВ ГПП-35/10 кВ представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты выбора и проверки на соответствие параметрам электрической сети ограничителей перенапряжений для установки на стороне 10 кВ подстанции

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные данные
Ограничители перенапряжений ОПН-КР/TEL-10/12 УХЛ2	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{мах}} = 323,7 \text{ А.}$	$I_{\text{ном}} = 250 \text{ А}$
	$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{макс.проп.}}$	$I_{\text{п.т}} = 1,547 \text{ кА.}$	$I_{\text{макс.проп.}} = 20 \text{ кА}$
	$i_y \leq i_{\text{дин.}}$	$i_y = 3,284 \text{ кА.}$	$i_{\text{дин.}} = 20 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,547^2 \cdot 3 = 7,18 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с.}$

Все выбранные и проверенные нелинейные ограничители перенапряжений показаны на графическом листе 2.

Выводы по разделу.

В результате проведения расчётов установлено, что для питания новых потребителей завода АО ВП «ЭРА» в городе Владивосток выбраны и проверены три кабельные линии с применением двух силовых кабелей марки АСБл-10 (3×25), прокладка – в земляной траншее.

Проведена проверка сечения проводников питающей сети 10 кВ объекта исследования, в результате чего для питания существующих потребителей завода АО ВП «ЭРА» в городе Владивосток подтверждены марки кабельных линий АСБл-10 (3×25) и АСБл-10 (3×50).

В работе выбраны и проверены следующие коммутационные электрические аппараты:

- с целью модернизации устаревшего оборудования, выбраны новые высоковольтные выключатели марки ВРНСМ-35-20/1600 (ООО «НТЭАЗ Электрик») для установки в РУ-35 кВ подстанции;
- с целью модернизации устаревшего оборудования, также выбраны новые высоковольтные выключатели марки ВВ/TEL 10-20/630 («Таврида Электрик») для установки в РУ-10 кВ подстанции;
- проверены на соответствие расчётным параметрам сети разъединители марки РДЗ-2-35/1000Н УХЛ1 с приводом ПР-У1, установленные в РУ-35 кВ подстанции;
- проверены на соответствие расчётным параметрам сети высоковольтные предохранители марки ПК-10, применяющиеся для защиты трансформаторов напряжения и трансформаторов собственных нужд подстанции.

В результате проведения расчётов по проверке измерительных трансформаторов напряжения и тока на соответствие параметрам установки на ГПП-35/10 кВ, получены следующие результаты:

- на стороне 10 кВ проверены на соответствие параметрам электрической сети трансформаторы напряжения НАМИ-10;
- на стороне 10 кВ проверены на соответствие параметрам электрической сети стационарные трансформаторы тока ТПОЛМ-10. При этом встроенные трансформаторы тока ТВ 35–II, которыми комплектуются новые выключатели высокого напряжения на стороне 35 кВ, отдельно проверять нет необходимости, так как они выбраны совместно с выключателями, в которые они встроены.

В результате проведения расчётов по выбору и проверке нелинейных ограничителей перенапряжения на ГПП-35/10 кВ, получены следующие результаты:

- на стороне 35 кВ проверены на соответствие параметрам электрической сети ограничители перенапряжений ОПН-35УХЛ1 на основе оксидно-цинковых варисторов без искровых промежутков;
- на стороне 10 кВ выбраны и проверены на соответствие параметрам электрической сети ограничители перенапряжения ОПН-КР/TEL-10/12 УХЛ2, которые рекомендуется установить совместно с выбранными ранее вакуумными выключателями ВВ/TEL 10-20/630 («Таврида Электрик»).

Следовательно, все необходимые решения по модернизации оборудования и реконструкции схемы РУ-10 ГПП-35/10 кВ, выбраны и подтверждены.

Выбранные и проверенные коммутационные аппараты показаны в графической части работы.

## 5 Расчёт системы собственных нужд питающей ГПП

Системы собственных нужд на трансформаторной подстанции играют важнейшую роль в поддержании непрерывности и надёжности работы всех элементов подстанции.

Они представляют собой набор инженерных и технических решений, направленных на обеспечение функционирования оборудования подстанции, управление его работой и защиту.

Собственные нужды подстанции включают в себя электроснабжение систем управления, автоматики, защиты, телемеханики, освещения, отопления, вентиляции и кондиционирования, что необходимо для создания оптимальных условий работы оборудования и персонала.

Энергоснабжение систем собственных нужд осуществляется либо от внешних источников, либо от трансформаторов самой подстанции, что требует надёжной изоляции и защиты от основного оборудования подстанции для предотвращения перебоев в случае аварий.

Важность собственных нужд подстанции трудно переоценить, так как любые сбои в их работе могут привести к остановке всей подстанции, что, в свою очередь, окажет влияние на надёжность электроснабжения потребителей.

Автоматизация управления процессами подстанции, включая режимы переключения нагрузок и контроль за работой защитного оборудования, напрямую зависит от стабильности работы систем собственных нужд.

Системы собственных нужд должны быть спроектированы таким образом, чтобы минимизировать риски отказов, обеспечивая высокую степень автономии и возможность быстрого восстановления после аварий.

Таким образом, системы собственных нужд на трансформаторных подстанциях являются ключевым элементом инфраструктуры любого энергетического объекта, обеспечивающим его функциональную надёжность и безопасность, а также эффективность и экономичность его эксплуатации.

В работе основной целью расчёта собственных нужд является выбор мощности силового трансформатора питающей ГПП-35/10 кВ завода АО ВП «ЭРА». Используется методика [14].

«Расчетная активная мощность СН» [14]:

$$P_p = \alpha \cdot P_{\text{ном}}, \quad (33)$$

где « $\alpha$  – коэффициент спроса потребителей;

$P_{\text{ном}}$  – номинальная мощность соответствующих потребителей собственных нужд ГПП-35/10 кВ» [14].

«Номинальная мощность СН ГПП-35/10 кВ» [14]:

$$P_{\text{ном}} = P_{\text{ном.ед}} \cdot n, \quad (34)$$

где « $P_{\text{ном.ед}}$  – номинальная мощность СН;

$n$  – число единиц СН, шт.» [14].

«Расчетная реактивная мощность СН» [14]:

$$Q_p = P_p \cdot \text{tg}\varphi, \quad (35)$$

где « $\text{tg}\varphi$  – коэффициент мощности потребителя СН» [14].

«Расчетная полная мощность СН» [14]:

$$S_p = \sqrt{P_p + Q_p}. \quad (36)$$

Тогда расчётная нагрузка освещения ОРУ-35 кВ системы СН:

$$P_{\text{ном}} = 0,5 \cdot 2 = 1 \text{ кВт.}$$

$$P_p = 1 \cdot 1 = 1 \text{ кВт.}$$

$$Q_p = 1 \cdot 0 = 0 \text{ квар.}$$

$$S_p = \sqrt{1^2 + 0^2} = 1 \text{ кВА.}$$

«Полная мощность всех потребителей СН ГПП-35/10 кВ» [14]:

$$S_p = \sqrt{99,4^2 + 33,8^2} = 104,9 \text{ кВА.}$$

Расчет нагрузок СН ГПП-35/10 кВ завода представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Расчет нагрузок собственных нужд ГПП-35/10 кВ завода

Нагрузка	Кол-во	Номинальная мощность		$\eta$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	Расчетная нагрузка		
		одного ЭП, кВт	общая, кВт				$\alpha$	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар
Питание ОПУ	1	35	35	1	0,9	0,48	0,7	24,5	11,8
Обогрев шкафов РЗиА на ОРУ-35 кВ	1	12	12	1	0,8	0,75	1,0	12,0	9,0
ЗВУ	2	8	16	1	0,9	0,48	0,5	8,0	3,8
РПН Т1, 2	2	1	2	1	0,85	0,62	0,7	1,4	0,9
Охлаждение Т1,2	12	0,75	9	1	0,85	0,62	0,85	7,7	4,7
Обогрев РПН Т1 и Т2	1	4	4	1	1,0	0	1,0	4,0	0,0
Освещение ОРУ-35 кВ	2	0,5	1	1	1,0	0	1,0	1,0	0,0
Обогрев, вентиляция и отопление КРУ-10 кВ	1	25	25	1	0,95	0	0,7	17,5	0,0
Обогрев, вентиляция и отопление оборудования ОРУ-35 кВ	1	20	20	1	0,95	0	0,7	14	0,0
Сварочная сеть	1	8	8	1	0,7	0,39	1,0	8,0	3,1
Аварийное освещение	1	0,3	0,3	1	1,0	0	1,0	0,3	0,0
Питание цепей блокировки	1	1	1	1	0,9	0,48	1,0	1,0	0,5
Итого	26	115,55	133,3	1	0,88	0,48	0,85	99,4	33,8

Принимаются к установке трансформаторы СН марки ТЛС–СЭЩ – 160/10/0,4, мощностью 160 кВА [17].

Параметры трансформаторов системы собственных нужд ТЛС–СЭЩ – 160/10/0,4 У1 приведены в таблице 15 [17].

Таблица 15 – Параметры трансформаторов системы СН ГПП-35/10 кВ завода

Технические характеристики	Величина
Мощность	160 кВА
Номинальное напряжение ВН	10 кВ
Номинальное напряжение НН	0,4 кВ
Потери ХХ	0,29 кВт
Потери КЗ	1,97 кВт
Напряжение КЗ	4,5 %

Таким образом, выбрано электрооборудование системы собственных нужд, применяемое на ГПП-35/10 кВ завода. Также для установки на ГПП-35/10 кВ завода выбраны трансформаторы собственных нужд марки ТЛС–СЭЩ – 160/10/0,4 У1.

Выводы по разделу.

В работе выполнен расчёт нагрузок системы собственных нужд питающей ГПП-35/10 кВ завода АО ВП «ЭРА».

На основании полученных результатов, для установки на ГПП-35/10 кВ завода выбраны трансформаторы собственных нужд марки ТЛС–СЭЩ – 160/10/0,4 У1 (две единицы).

При этом ТСН получают питание от разных секций РУ-10 кВ ГПП-35/10 кВ объекта исследования.

## Заключение

В результате выполнения работы, осуществлена разработка мероприятий по реконструкции существующей системы электроснабжения завода АО ВП «ЭРА» в городе Владивосток с последовательной проверкой основных решений.

Проведён исходный анализ схемы электроснабжения и состояния оборудования завода АО ВП «ЭРА» в городе Владивосток.

На основании полученных результатов проведённого анализа установлено, что в работе необходимы:

- реконструкция схемы РУ-10 кВ ГПП-35/10 кВ предприятия, что обусловлено вводом в эксплуатацию трёх новых производственных цехов организации (цехов сварочного производства, а также транспортного и инженерно-технического управления). Данный вопрос предлагается решить с помощью расширения РУ-10 кВ ГПП-35/10 кВ путём ввода в эксплуатацию новых ячеек последнего, а также дополнительной установкой трёх новых ЦТП-10/0,4 кВ и кабельных линий 10 кВ для питания новых подразделений завода;
- модернизация ГПП-35/10 кВ, заключающаяся в замене в ОРУ-35 кВ устаревших масляных баковых выключателей марки С-35/630 на современные вакуумные или элегазовые выключатели отечественного производства. Также предложено заменить в РУ-10 кВ устаревшие масляные горшковые выключатели марки ВМГ-10/630 и их приводы типа ПП-67, на современные вакуумные выключатели с электромагнитными приводами.

С учётом рассчитанных значений перспективной нагрузки, предложено проверить силовые трансформаторы марки ТМ-4000/35 на допустимую перегрузку.

Установлено, что все приведённые мероприятия по реконструкции схемы электроснабжения завода и модернизации оборудования питающего

ГПП-35/10 кВ, имеют основной целью повышение надёжности, работоспособности, безопасности и экономичности оборудования на подстанции.

Соответственно, данные вопросы должны быть решены в работе путём выбора и внедрения на объекте исследования новых современных схемных решений и инновационных разработок соответствующего оборудования.

Установлены основные задачи расчёта электрических нагрузок в работе:

- выбор трансформаторов новых цеховых ТП-10/0,4 кВ для питания новой перспективной нагрузки (три производственных цеха), а также выбор и проверка электрических аппаратов и проводников для решения данной поставленной задачи (для данной цели необходимо рассчитать нагрузку всех отдельных присоединений потребителей в сети 10 кВ);
- выбор новых электрических аппаратов на питающей ГПП-35/10 кВ (для решения данной задачи необходимо знать нагрузки во всех РУ и на всей ГПП-35/10 кВ).

Получены результаты расчёта нагрузок участков, цехов, существующих и новых ЦТП-10/0,4 кВ, а также всего объекта реконструкции (с учётом перспективной нагрузки). Проведен расчет токов КЗ на сборных шинах РУ-35 кВ и 10 кВ ГПП-35/10 кВ при трёх положениях устройства ПБВ силового трансформатора.

Основываясь на результатах расчёта установлено, что силовые трансформаторы марки ТМ-4000/35, установленные на питающей ГПП-35/10 кВ завода, отвечают требованиям максимальной загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы (с учётом новой перспективной нагрузки). При этом в послеаварийном режиме, для уменьшения нагрузки на единственный работающий трансформатор, рекомендуется отключить все потребители 3 категории надёжности в цехах завода. Таким образом, данные силовых трансформаторы не требуют замены в связи с вводом в эксплуатацию новой перспективной нагрузки.

Для питания перспективной нагрузки на напряжении 0,38/0,22 кВ, выбраны новые ЦТП-10/0,4 кВ с двумя трансформаторами ТМГ-400/10 (ЦТП-5) и двумя трансформаторами ТМГ-250/10 (ЦТП-6 и ЦТП-7). Все новые цеховые ТП-10/0,4 кВ для питания перспективной нагрузки выполнены в виде комплектных подстанций, которые удобнее, компактнее и надёжнее закрытых и открытых типов подстанций. Кроме того, расчётно-аналитическим путём также подтверждены все номинальные мощности силовых трансформаторов для питания исходной нагрузки завода.

В результате проведения расчётов установлено, что для питания новых потребителей завода АО ВП «ЭРА» в городе Владивосток выбраны и проверены три кабельные линии с применением двух силовых кабелей марки АСБл-10 (3×25), прокладка – в земляной траншее. Проведена проверка сечения проводников питающей сети 10 кВ объекта исследования, в результате чего для питания существующих потребителей завода подтверждены марки кабельных линий АСБл-10 (3×25) и АСБл-10 (3×50).

В работе выбраны и проверены следующие коммутационные электрические аппараты:

- с целью модернизации устаревшего оборудования, выбраны новые высоковольтные выключатели марки ВРНСМ-35-20/1600 (ООО «НТЭАЗ Электрик») для установки в РУ-35 кВ подстанции;
- с целью модернизации устаревшего оборудования, также выбраны новые высоковольтные выключатели марки ВВ/TEL 10-20/630 («Таврида Электрик») для установки в РУ-10 кВ подстанции;
- проверены на соответствие расчётным параметрам сети разъединители марки РДЗ-2-35/1000Н УХЛ1 с приводом ПР-У1, установленные в РУ-35 кВ подстанции;
- проверены на соответствие расчётным параметрам сети высоковольтные предохранители марки ПК-10, применяющиеся для защиты трансформаторов напряжения и трансформаторов собственных нужд.

В результате проведения расчётов по проверке измерительных трансформаторов напряжения и тока на соответствие параметрам установки на ГПП-35/10 кВ, получены следующие результаты:

- на стороне 10 кВ проверены на соответствие параметрам электрической сети трансформаторы напряжения НАМИ-10;
- на стороне 10 кВ проверены на соответствие параметрам электрической сети стационарные трансформаторы тока ТПОЛМ-10. При этом встроенные трансформаторы тока ТВ 35–II, которыми комплектуются новые выключатели высокого напряжения на стороне 35 кВ, отдельно проверять нет необходимости, так как они выбраны совместно с выключателями, в которые они встроены.

В результате проведения расчётов по выбору и проверке нелинейных ограничителей перенапряжения на ГПП-35/10 кВ, получены результаты:

- на стороне 35 кВ проверены на соответствие параметрам электрической сети ограничители перенапряжений ОПН-35УХЛ1 на основе оксидно-цинковых варисторов без искровых промежутков;
- на стороне 10 кВ выбраны и проверены на соответствие параметрам электрической сети ограничители перенапряжения ОПН-КР/TEL-10/12 УХЛ2, которые рекомендуется установить совместно с выбранными ранее вакуумными выключателями ВВ/TEL 10-20/630 («Таврида Электрик»).

Выполнен расчёт нагрузок системы собственных нужд питающей ГПП-35/10 кВ завода АО ВП «ЭРА». На основании полученных результатов, для установки на ГПП-35/10 кВ завода выбраны трансформаторы собственных нужд марки ТЛС–СЭЩ – 160/10/0,4 У1 (две единицы). При этом ТСН получают питание от разных секций РУ-10 кВ ГПП-35/10 кВ объекта исследования. Таким образом, по результатам расчётов можно сделать вывод, что предложенные мероприятия по реконструкции схемы электрических соединений и модернизации оборудования системы электроснабжения завода АО ВП «ЭРА», являются технически обоснованными.

## Список используемых источников

1. АО ВП «ЭРА». Основные показатели. [Электронный ресурс]: URL: <https://xfirm.ru/company/2504000733> (дата обращения: 01.03.2024).
2. АО ВП «ЭРА». Электромонтажное и электромеханическое производство, проектирование и изготовление электrorаспределительных устройств. [Электронный ресурс]: URL: <https://eravlad.ru/> (дата обращения: 01.03.2024).
3. АСБ длительно допустимый ток. [Электронный ресурс]: URL: <https://elmarts.ru/blog/spravochnik/asb-dlitelno-dopustimyy-tok/> (дата обращения: 02.03.2024).
4. Выключатели ВВ/TEL. [Электронный ресурс]: URL: <https://www.tavrida.ru/ter/solutions/VCB/> (дата обращения: 02.03.2024).
5. Выключатели ВРНСМ-35-20/1600. [Электронный ресурс]: URL: <https://www.vsoyuz.com/ru/produkcija/cb/vakuumnnye-vyklyuchateli-35-kv/vr35nsm.htm> (дата обращения: 02.03.2024).
6. ГОСТ Р 59279-2020 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций». [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200177281> (дата обращения: 01.03.2024).
7. Допустимые длительные токовые нагрузки на неизолированные провода. [Электронный ресурс]: URL: <https://electro.narod.ru/tables/4.1.9.htm> (дата обращения: 02.03.2024).
8. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов. М.: Академия, 2021. 400 с.
9. Куксин А.В. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие. М.: Инфра-Инженерия, 2021. 156 с.
10. Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций. М.: Инфра-Инженерия, 2020. 174 с.
11. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей.

Изд-во ДЕАН, 2022. 192 с.

12. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. Изд-во ЦентрМаг, 2022. 584 с.

13. РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» [Электронный ресурс]: URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294817/4294817179.htm> (дата обращения: 01.03.2024).

14. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов. Учебное пособие. М.: Форум, 2021. 383 с.

15. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий. Учебное пособие. М.: Форум, Инфра-М, 2022. 406 с.

16. Силовые масляные трансформаторы ТМ и ТМГ. [Электронный ресурс]: URL: <https://www.kesch.ru/info/articles/silovye-maslyanye-transformatory-tm-i-tmg/> (дата обращения: 02.03.2024).

17. ТЛС(З)-СЭЩ. Трансформаторы распределительные с сухой изоляцией и литыми обмотками. (мощностью 25-100 кВА). [Электронный ресурс]: URL: <https://www.electroshield.ru/upload/iblock/683/Transformatory-silovye-dlya-sayta.pdf> (дата обращения: 02.03.2024).

18. Трансформатор ТМ 4000 кВА с ПБВ 35/10,5 кВ [Электронный ресурс]: URL: <https://elekom.ru/products/tm-4000kva-c-pbv-35105kv> (дата обращения: 01.03.2024).

19. Щербаков Е.Ф., Александров Д.С. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях. М.: Форум, Инфра-М, 2019. 495 с.

20. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года. Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р. Москва: Министерство энергетики, 2020. 142 с.