

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 предприятия завода нефтяного оборудования

Обучающийся

А. В. Курамшин

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.п.н., доцент, М.Н. Третьякова

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

Тольятти 2024

## Аннотация

Выпускная квалификационная работа включает в себя 74 листа текста, 5 рисунков, 22 таблиц и графической части на 6 листах формата А1, списка используемой литературы из 27 наименований.

Актуальность темы обусловлена необходимостью проектирования системы электроснабжение предприятия завода нефтяного оборудования с внедрением современных технологий, позволяющих снизить энергозатраты и минимизировать негативное воздействие на окружающую среду. Результаты работы могут быть использованы для совершенствования существующих систем на заводах и других промышленных предприятиях, что, в свою очередь, способствует повышению их конкурентоспособности на рынке.

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование системы электроснабжение предприятия завода нефтяного оборудования. В работе будут рассмотрены основные аспекты проектирования электроснабжения, включая выбор оборудования, схемы распределения электроэнергии.

На основании поставленной цели следует выделить основные задачи ВКР:

- провести анализ технологического процесса и электроприемников предприятия;
- выбрать комплектные трансформаторные подстанции и проводники завода нефтяного оборудования;
- рассчитать токи КЗ и выбрать электрооборудование завода нефтяного оборудования;
- рассчитать молниезащиту ГПП завода нефтяного оборудования;
- рассчитать заземление ГПП завода нефтяного оборудования.

## Содержание

Введение.....	4
1 Анализ технологического процесса и электроприемников предприятия.....	6
1.1 Краткое содержание технологического процесса .....	6
1.2 Сведения об источниках электроснабжения завода.....	8
1.3 Краткая характеристика среды производственных помещений .....	9
2 Расчёт электрических нагрузок предприятия .....	11
2.1 Расчет электрических нагрузок прессового цеха .....	11
2.2 Определение электрических нагрузок цехов .....	14
2.3 Построение картограммы. Определение центра электрических нагрузок.....	18
2.4 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов .....	21
2.5 Выбор питающих линий к цеховым ТП и РП.....	29
2.6 Выбор комплектных трансформаторных подстанций .....	32
2.7 Расчет питающих сетей напряжением до 1000 В .....	35
2.8 Выбор силовых трансформаторов для ДСП .....	39
3 Расчет мощности и выбор силовых трансформаторов.....	41
4 Расчет токов короткого замыкания и выбор электрооборудования .....	46
4.1 Расчет токов короткого замыкания.....	46
4.2 Выбор основного оборудования и токоведущих частей.....	51
5 Расчет молниезащиты ГПП.....	61
6 Расчет заземления ГПП .....	64
Заключение .....	69
Список используемых источников.....	72

## Введение

Электроснабжение играет ключевую роль в функционировании промышленных предприятий, особенно в таких высокотехнологичных отраслях, как производство нефтяного оборудования. Непрерывность и надежность энергоснабжения напрямую влияют на эффективность производственных процессов, качество продукции и безопасность работы. В условиях растущей конкуренции и необходимости оптимизации производственных затрат вопросы электроснабжения становятся особенно актуальными.

Актуальность темы обусловлена необходимостью проектирования системы электроснабжения предприятия завода нефтяного оборудования с внедрением современных технологий, позволяющих снизить энергозатраты и минимизировать негативное воздействие на окружающую среду. Результаты работы могут быть использованы для совершенствования существующих систем на заводах и других промышленных предприятиях, что, в свою очередь, способствует повышению их конкурентоспособности на рынке.

Объектом исследования является завод нефтяного оборудования. Предметом исследования является система электроснабжения завода нефтяного оборудования.

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование системы электроснабжения предприятия завода нефтяного оборудования. В работе будут рассмотрены основные аспекты проектирования электроснабжения, включая выбор оборудования, схемы распределения электроэнергии.

На основании поставленной цели следует выделить основные задачи ВКР:

- провести анализ технологического процесса и электроприемников предприятия;

- выбрать комплектные трансформаторные подстанции и проводники завода нефтяного оборудования;
- рассчитать токи КЗ и выбрать электрооборудование завода нефтяного оборудования;
- рассчитать молниезащиту ГПП завода нефтяного оборудования;
- рассчитать заземление ГПП завода нефтяного оборудования.

В ходе исследования будут использованы методы анализа и моделирования, что позволит получить объективные и обоснованные рекомендации для улучшения системы электроснабжения предприятия.

Особое внимание будет уделено вопросам надежности и безопасности электроснабжения. Для этого будет проведен анализ аварийных ситуаций, изучение причин их возникновения и последствия для производственного процесса. Кроме того, будет рассмотрено применение современных методов защиты электрооборудования и систем автоматизации, позволяющих повысить уровень безопасности и устойчивости работы завода.

Таким образом, результаты данной работы могут быть полезны не только для конкретного предприятия, но и для других организаций в области нефтяного оборудования и смежных отраслей. Внедрение предложенных рекомендаций позволит повысить эффективность электроснабжения и, в конечном счете, конкурентоспособность производственной деятельности в целом.

# **1 Анализ технологического процесса и электроприемников предприятия**

## **1.1 Краткое содержание технологического процесса**

Технологический процесс завода нефтяного оборудования включает несколько ключевых этапов, каждый из которых играет важную роль в производстве высококачественной продукции.

**Подготовка сырья.** На первом этапе осуществляется прием и проверка сырья, такого как металл, пластиковые и резинотехнические изделия, а также комплектующие. Сырье проходит необходимые испытания на соответствие стандартам.

**Обработка металла.** Сырье подвергается различным процессам механической обработки, таким как резка, штамповка, фрезерование и сварка. Используются современные станки и оборудование для достижения точности и качества.

**Термическая обработка.** Для улучшения физических и механических свойств готовых изделий проводится термическая обработка, включая закалку, отпуск и отжиг. Этот этап критически важен для обеспечения прочности и долговечности оборудования.

**Сборка.** На этом этапе происходит сборка отдельных компонентов в готовое изделие. Уделяется внимание качеству соединений и настройке оборудования для «обеспечения его правильной работы».

**Контроль качества.** Каждое изделие проходит строгий контроль на соответствие установленным стандартам и техническим условиям. Проводятся испытания на прочность, герметичность» [3] и другие параметры.

**Упаковка и отгрузка.** Готовое оборудование упаковывается и подготавливается к отгрузке. Упаковка обеспечивает защиту изделий при транспортировке.

Сервисное обслуживание. Завод также предоставляет услуги по сервисному обслуживанию и ремонту, что обеспечивает долговечность и надежность оборудования на протяжении его эксплуатации.

Таким образом, технологический процесс завода нефтяного оборудования представляет собой комплекс взаимосвязанных операций, каждая из которых направлена на создание высококачественной продукции, соответствующей требованиям клиентов и современным стандартам.

Основными цехами на заводе являются: литейный корпус, в котором установлены электродуговые печи, механические цеха и цех металлоконструкций.

Основное назначение дуговых печей — это переработка металлов, в основном сталей и цветных металлов, путём их плавления и рафинирования. Эти печи используют электрическую дугу, образующуюся между графитовыми электродами, для достижения высоких температур, необходимых для плавления металлов. «Установки дуговых печей – крупные потребители электроэнергии, поэтому питание печей производится от сетей 6, 10 и 35 кВ через понизительные печные трансформаторы с вторичным линейным напряжением от 320 В до 510 В. В этой связи для установок печей характерно наличие специальной печной подстанции» [24] с трансформатором шкафами комплектных распределительных устройств (КРУ), выполненных по унифицированным схемам.

«Дуговые печи работает с низким коэффициентом мощности 0,7 – 0,8, потребляемая из сети мощность меняется в течение плавки, а электрический режим характеризуется частыми толчками тока, вплоть до обрыва дуги эксплуатационных коротких замыканиях. Дуги генерируют высокочастотные гармоники, нежелательные для других потребителей и вызывающие дополнительные потери в питающей сети» [24]. Современные дуговые печи могут быть оснащены системами очистки газов, что снижает выбросы вредных веществ в атмосферу.

## 1.2 Сведения об источниках электроснабжения завода

Электроснабжение предприятия осуществляется от ячеек ОРУ–35 кВ ТЭЦ по двум воздушным ЛЭП–35 кВ в двухцепном исполнении проводом марки АС длиной 4,5 км.

На ТЭЦ с мощностью 600 МВт установлены десять турбогенераторов с «мощностью по 60 МВт, работающие по блочной схеме» [13]. Питание завода осуществляется с ОРУ–35 кВ. Структурная схема выдачи мощности ТЭЦ представлена на рисунке 1.

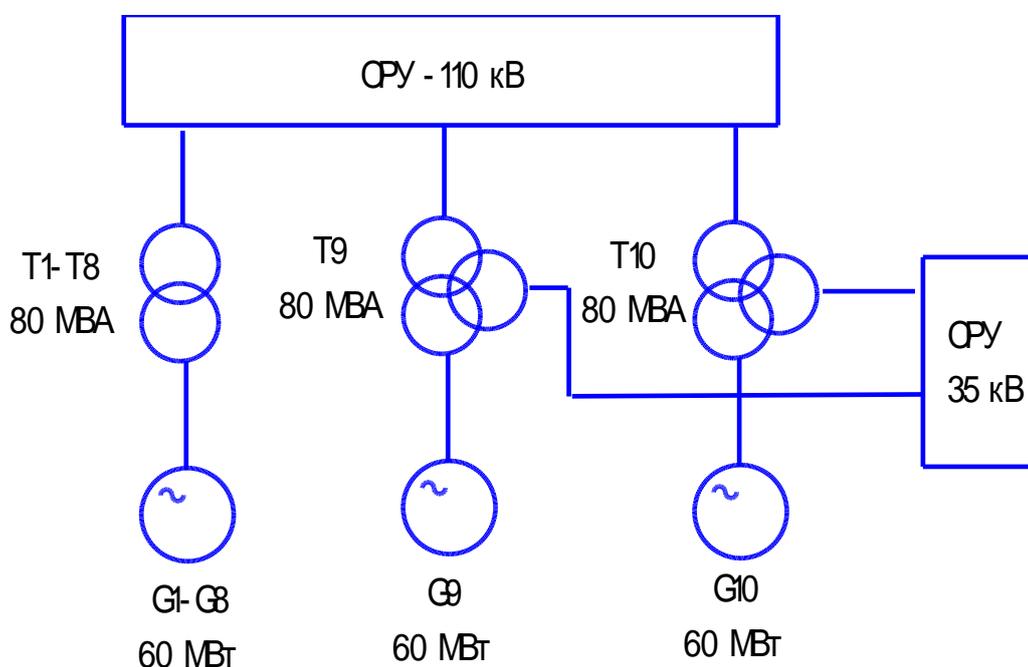


Рисунок 1 – Структурная схема системы внешнего электроснабжения завода

Генераторы G1–С8 подсоединяются к ОРУ–110 кВ через блочные трансформаторы типа ТДЦ–80000/110, а блочные трансформаторы для генераторов G9–G10 установлены трехобмоточные (ТДТН–80000 с номинальным напряжением 115/38,5/11 кВ), для выдачи энергии на ОРУ –35 кВ.

Предприятие работает в две смены  $T_{\max} = 5000$  ч.

### 1.3 Краткая характеристика среды производственных помещений

Для выбора электрооборудования и условий прокладки проводников в производственных подразделениях завода необходимо знать характеристику среды производственных помещений предприятия.

Надежность электроснабжения играет критическую роль в обеспечении эффективного функционирования промышленных предприятий, особенно в таких высокоответственных областях, как производство нефтяного оборудования. В условиях современного производства, где высокие требования к качеству и непрерывности процессов становятся нормой, «необходимо учитывать различные категории надежности электроснабжения, которые помогают классифицировать системы по их способности обеспечивать бесперебойное и качественное электроснабжение. Согласно ПУЭ, электроприемники предприятия можно разделить на 3 категории» [17]. Данные категории для цехов рассматриваемого завода приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристика внешней среды и категории надежности цехов завода

№ цеха	Наименование цеха	Характеристика среды	Категория по бесперебойности электроснабжения
1	Литейный корпус	жаркая	I
2	Цех автомобильных поршней	жаркая	II
3	Склад готовой продукции	нормальная	III
4	Цех пальцев	нормальная	II
5	Прессовый цех	нормальная	II
6	Ремонтно-механический цех	пыльная	III
7	Компрессорная	влажная	I
8	Строительный цех	пыльная	II
9	Заводоуправление, столовая	нормальная	III
10	Цех обработки гильз	нормальная	II
11	Блок механических цехов	нормальная	II
12	Цех металлоконструкций	нормальная	II
13	Электроцех	нормальная	II
14	Склад алюминиевых чушек	нормальная	III
15	Склад песка	нормальная	III

Выводы по разделу.

В первом разделе ВКР проведен анализ технологического процесса и электроприемников предприятия. В ходе анализа технологического процесса и электроприемников предприятия были выявлены ключевые аспекты, определяющие эффективность работы завода нефтяного оборудования. Проведенное исследование показало, что правильная организация технологического процесса, а также оптимизация электроснабжения являются критически важными для повышения производительности и надежности работы.

Приведены сведения об источниках электроснабжения завода.

Определены характеристики среды помещений объектов, категории надежности потребителей цехов завода. Комплексный подход к анализу технологического процесса и электроприемников является необходимым условием для повышения конкурентоспособности предприятия на рынке, обеспечения безопасности работников и устойчивого развития в условиях современных вызовов. Рекомендации, выработанные в ходе анализа, могут служить основой для дальнейших улучшений и инноваций на заводе.

## 2 Расчёт электрических нагрузок предприятия

### 2.1 Расчет электрических нагрузок прессового цеха

Эффективное электроснабжение является основой бесперебойной работы любого производственного цеха, и прессовый цех не является исключением. В этом разделе будет осуществлен расчет электрических нагрузок, которые необходимы для «обеспечения функционирования оборудования, используемого в процессе прессования. Правильный расчет электрических нагрузок позволяет не только гарантировать стабильность работы всех электроприемников, но и избежать перегрузок, что может привести к авариям и простоям» [14].

Результаты расчетов будут служить основой для проектирования системы электроснабжения прессового цеха, что позволит создать оптимальные условия для производственного процесса и улучшить экономические показатели предприятия.

«Расчет выполняется с использованием существующей статистики по индивидуальным коэффициентам использования ( $k_u$ ) и коэффициентам расчетной мощности ( $\cos\varphi$ )» [14].

«Проводится анализ электрических нагрузок, в результате которого выделяются группы приемников группа А ( $K_{и} \leq 0,6$ ) и группа Б ( $K_{и} \geq 0,6$ )

«Определяются активные и реактивные мощности групп приемников по выражениям» [19]:

$$P_{см} = K_{иa} \cdot P_n, \quad (1)$$

$$Q_{см} = P_{см} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (2)$$

где  $P_n$  – «суммарная установленная мощность характерной группы приемников, приведенная к ПВ = 100%;

$K_{иa}$  – групповой коэффициент использования активной мощности за наиболее загруженную смену (принимается по справочным данным);

$\text{tg}\varphi$  – определяется по средневзвешенному значению  $\cos\varphi$  для характерной группы приемников (принимается по справочным данным)» [19].

«Для электроприемников повторно–кратковременного режима паспортная мощность приводится к номинальной» [19]:

$$P_H = P_{\text{ПАСП}} \cdot \sqrt{\frac{ПВ_{\text{ПАСП}}\%}{100\%}} \quad (3)$$

«Определяется  $m$ , равное отношению мощностей приемников с максимальной мощностью  $P_{\text{Hmax}}$  и минимальной мощностью  $P_{\text{Hmin}}$  в группе А» [19]:

$$m = \frac{P_{\text{Hmax}}}{P_{\text{Hmin}}} = \frac{60}{27,5} = 2,2. \quad (4)$$

«Средневзвешенный коэффициент использования для группы А» [19]:

$$K_{\text{и}} = \frac{\sum P_{\text{см}}}{\sum P_{\text{H}}} = \frac{105,4}{550,1} = 0,192. \quad (5)$$

Эффективное число приемников группы А по формуле:

$$n_{\text{э}} = \frac{(\sum P_{\text{H A}})^2}{\sum P_{\text{H A}}^2} = \frac{340,1^5}{16123,07} = 7,17. \quad (6)$$

Определение расчетных нагрузок прессового цеха представлено в таблице 2.

Таблица 2 – Определение расчетных нагрузок прессового цеха

Наименование приемников электроэнергии	кол шт	р <sub>н</sub> , кВт		К <sub>и</sub>	cosφ	tanφ	P <sub>см</sub> , кВт	Q <sub>см</sub> , кВар
		одного	общая					
Приемники группы А								
Пресс кривошипный	3	3	9	0,17	0,65	1,73	1,5	2,6
Токарно – револьверный станок	3	14,7	44,1	0,14	0,5	1,73	6,2	10,7
Отрезной полуавтомат	1	7,7	7,7	0,2	0,5	1,73	1,5	2,7
Поперечно–строгальный станок	1	10	10	0,12	0,4	1,73	1,2	2,1
Пресс кривошипный	5	5,5	27,5	0,17	0,65	1,73	4,7	8,1
Кран мостовой ПВ–40%	2	36	72	0,1	0,5	1,2	7,2	8,6
Обдирочно–шлифовальный станок	2	2,2	4,4	0,17	0,65	1,2	0,7	0,9
Автомат многопозиционный	2	19,7	39,4	0,2	0,5	1,73	7,9	13,6
Пресс	3	17	51	0,17	0,65	2,3	8,7	19,9
Пресс кривошипный	2	7,5	15	0,17	0,65	2,3	2,6	5,9
Пресс чеканный	2	30	60	0,17	0,65	1,33	10,2	13,6
Итого:	26	–	340,1	0,154	–	–	52,4	88,7
Приемники группы Б								
Вентилятор	2	22	44	0,7	0,8	0,75	30,8	23,1
Шахтная электропечь, 600 °С	2	17	34	0,7	0,95	0,75	23,8	17,9
Печь сопротивления, камерная	2	50	100	0,7	0,95	0,75	70,0	52,5
Печь сопротивления, 950 °С	2	30	60	0,7	0,95	0,75	42,0	31,5
Итого:	8	–	238	–	–	–	166,6	125,0
Итого по цеху	–	–	–	–	–	–	219,0	213,6

«По кривым  $K_m = f(nЭ)$  определяется коэффициент максимума  $K_m = 2,48$ .

Расчетные нагрузки группы А определяются» [19]:

$$P_{pA} = K_{ма} \cdot \Sigma P_{см}, \quad (7)$$

$$Q_{pA} = 1,1 \Sigma Q_{см}, \text{ так как } nэ < 10. \quad (8)$$

$$P_{pA} = 52,4 \cdot 2,48 = 129,9 \text{ кВт},$$

$$Q_{pA} = 1,1 \cdot 88,7 = 97,57 \text{ кВт}.$$

«Расчетные нагрузки приемников группы Б определяются из выражений» [19]:

$$P_{pB} = \Sigma P_{смБ}, \quad (9)$$

$$Q_{pБ} = \Sigma Q_{смБ} . \quad (10)$$

$$P_{pБ} = 166,6 \text{ кВт},$$

$$Q_{pБ} = 125,0 \text{ квар}.$$

«Силовая нагрузка группы А и группы Б определяется по формулам:

$$P_p = \Sigma P_{смА} + \Sigma P_{смБ} , \quad (11)$$

$$Q_p = \Sigma Q_{смА} + \Sigma Q_{смБ} . \quad (12)$$

$$P_p = 129,9 + 166,6 = 296,5 \text{ кВт}.$$

$$Q_p = 97,57 + 125 = 222,5 \text{ кВА}.$$

«Полная мощность без учета компенсации реактивной мощности» [19]:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} . \quad (13)$$

$$S_p = \sqrt{296,5^2 + 222,5^2} = 370,69 \text{ кВА}$$

Все результаты расчетов нагрузок сведем в таблицу 3.

Таблица 3 – Определение суммарной расчетной нагрузки цеха

Приёмники	$n_{\Sigma}$	$K_M$	$m = \frac{P_{max}}{P_{min}}$	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	$S_p$ , кВА	$I_p$ , А
Итого по приемникам группы А	7,17	2,48	2,2	129,9	97,57	162,44	–
Итого по приемникам группы Б	–	–	–	166,6	125	208,25	–
Итого по цеху	–	–	–	296,5	222,5	370,69	267,5

Далее определим нагрузку предприятия в целом, с учетом нагрузки всех цехов.

## 2.2 Определение электрических нагрузок цехов

Электрические нагрузки играют ключевую роль в функционировании цехов завода нефтяного оборудования, поскольку они определяют параметры и надежность систем электроснабжения. В условиях современных производственных процессов, где высокие требования к качеству и эффективности становятся нормой, точное определение электрических нагрузок является необходимым условием для обеспечения стабильной работы оборудования и минимизации рисков перебоев в электроснабжении.

В данном разделе будет рассмотрен процесс определения электрических нагрузок различных цехов, включая анализ их структуры, особенностей оборудования и режимов работы. Будут описаны методы и подходы к расчету номинальных и максимальных нагрузок, а также коэффициентов использования для различных электроприемников.

Правильная оценка нагрузок позволит не только оптимизировать расходы на электроэнергию, но и повысить надежность работы оборудования, что в конечном итоге сказывается на производительности и конкурентоспособности завода.

Таким образом, результаты определения электрических нагрузок станут основой для дальнейших шагов по проектированию и улучшению системы электроснабжения на заводе, что обеспечит бесперебойную работу всех производственных процессов.

«Расчетная активная ( $P_p$ ) и реактивная ( $Q_p$ ) нагрузка объектов определяется по формулам» [19]:

$$P_p = P_n \cdot K_c, \quad (14)$$

где  $P_n$  – «установленная мощность всех приемников цеха, установки, кВт;

$K_c$  – «средний коэффициент спроса» [19].

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (15)$$

где  $\operatorname{tg}\varphi$  – «средневзвешенное значение коэффициента мощности, характерное для приемников данного цеха, установки» [19].

Результаты вычислений представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Определение силовые нагрузки цехов завода

№ цеха	Наименование цеха	Силовая нагрузка					
		$P_n$ , кВт	$K_c$	$\cos$	$\operatorname{tg}$	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , кВар
Потребители электрической энергии до 1000В							
1а	Литейный корпус	2850	0,6	0,75	0,88	1710	1508,08
2	Цех автомобильных поршней	2100	0,6	0,7	1,02	1260	1285,46
3	Склад готовой продукции	3200	0,3	0,6	1,33	960	1280,00
4	Цех пальцев	70	0,3	0,7	1,02	21	21,42
5	Прессовый цех	–	–	–	–	296,47	222,50
6	Ремонтно–механический цех	300	0,3	0,6	1,33	90	120,00
7а	Компрессорная	800	0,75	0,8	0,75	600	450,00
8	Строительный цех	250	0,4	0,65	1,17	100	116,91
9	Заводуправление, столовая	150	0,6	0,8	0,75	90	67,50
10	Цех обработки гильз	1560	0,4	0,7	1,02	624	636,61
11	Блок механических цехов	2300	0,45	0,65	1,17	1035	1210,05
12	Цех металлоконструкций	500	0,5	0,6	1,33	250	333,33
13	Электроцех	320	0,3	0,6	1,33	96	128,00
14	Склад алюминиевых чушек	40	0,3	0,6	1,33	12	16,00
15	Склад песка	140	0,3	0,6	1,33	42	56,00
Итого до 1000В		14580	–	–	–	7186,47	7451,86
Потребители электрической энергии выше 1000 В							
16	Литейный корпус	10000	0,6	0,75	0,88	6000	5291,5
7б	Компрессорная	2520	0,75	0,8	0,75	1890	1417,5
Итого выше 1000 В		12520	–	–	–	7890	6709
Итого по заводу		27100	–	–	–	15076,5	14160,9

«Расчетная нагрузка осветительных приемников цеха до 1000 В определяется по установленной мощности и коэффициенту спроса:

$$P_{po} = K_{co} \cdot P_{но}, \quad (16)$$

где  $K_{co}$  – коэффициент спроса освещения;

$P_{но}$  – установленная мощность электрического освещения, кВт.

$$P_{но} = P_{удо} \cdot F, \quad (17)$$

где  $P_{удо}$  – удельная мощность освещения, Вт/м<sup>2</sup>

$F$  – площадь пола цеха, определяемая по генплану, м<sup>2</sup>» [22].

Результаты расчетов осветительных нагрузок цехов рассматриваемого завода нефтяного оборудования представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Осветительные нагрузки цехов рассматриваемого завода нефтяного оборудования

№ цеха	Наименование цеха	Осветительная нагрузка				
		F, м <sup>2</sup>	P <sub>удо</sub> , кВт	P <sub>но</sub> , кВт	K <sub>со</sub>	P <sub>ро</sub> , кВт
1	Литейный корпус	9234	0,016	147,74	0,85	125,58
2	Цех автомобильных поршней	2916	0,018	52,49	0,85	44,61
3	Склад готовой продукции	1080	0,01	10,80	0,6	6,48
4	Цех пальцев	2700	0,016	43,20	0,85	36,72
5	Прессовый цех	756	0,016	12,10	0,85	10,28
6	Ремонтно–механический цех	630	0,016	10,08	0,85	8,57
7	Компрессорная	405	0,014	5,67	0,85	4,82
8	Строительный цех	324	0,016	5,18	0,85	4,41
9	Заводоуправление, столовая	1071	0,02	21,42	0,9	19,28
10	Цех обработки гильз	360	0,018	6,48	0,85	5,51
11	Блок механических цехов	1584	0,016	25,34	0,85	21,54
12	Цех металлоконструкций	2475	0,016	39,60	0,85	33,66
13	Электроцех	1134	0,016	18,14	0,85	15,42
14	Склад алюминиевых чушек	504	0,01	5,04	0,6	3,02
15	Склад песка	360	0,011	3,96	0,6	2,38
Итого		–	–	–	–	342,28

«Полная мощность силовых и осветительных определяется по соотношению» [19]:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{po})^2 + Q_p^2}. \quad (18)$$

Результаты вычислений полной мощности объектов представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Полные расчетные нагрузки цехов завода

№ цеха	Наименование цеха	силовая нагрузка	осветительная нагрузка	Суммарная расчетная нагрузка		
		Pp, кВт	Ppo, кВт	Pp+Ppo, кВт	Qp, кВар	Sp, кВА
1а	Литейный корпус	1710	125,58	1835,58	1508,08	2375,64
2	Цех автомобильных поршней	1260	44,61	1304,61	1285,46	1831,51
3	Склад готовой продукции	960	6,48	966,48	1280,00	1603,90
4	Цех пальцев	21	36,72	57,72	21,42	61,57
5	Прессовый цех	296,47	10,28	306,75	222,50	378,95
6	Ремонтно–механический цех	90	8,57	98,57	120,00	155,29
7а	Компрессорная	600	4,82	604,82	450,00	753,86
8	Строительный цех	100	4,41	104,41	116,91	156,75
9	Заводоуправление, столовая	90	19,28	109,28	67,50	128,44
10	Цех обработки гильз	624	5,51	629,51	636,61	895,29
11	Блок механических цехов	1035	21,54	1056,54	1210,05	1606,39
12	Цех металлоконструкций	250	33,66	283,66	333,33	437,69
13	Электроцех	96	15,42	111,42	128,00	169,70
14	Склад алюминиевых чушек	12	3,02	15,02	16,00	21,95
15	Склад песка	42	2,38	44,38	56,00	71,45
Итого по 0,38кВ		7186,47	342,28	7528,75	7451,86	10648,4
1б	Литейный корпус	6000	–	6000	5291,50	8000,00
7б	Компрессорная	1890	–	1890	1417,50	2362,50
Итого по 6 кВ		7890	–	7890	6709,00	10356,8
Итого по заводу		15076,5	–	15418,75	14160,8 6	20936,9

### 2.3 Построение картограммы. Определение центра электрических нагрузок

Построение картограммы электрических нагрузок является важным этапом в анализе и проектировании систем электроснабжения. Картограмма визуализирует распределение нагрузок по различным участкам предприятия, что позволяет эффективно оценить состояние электрических систем и выявить зоны с высокой концентрацией нагрузок. Определение центра электрических

нагрузок (ЦЭН) необходимо для оптимизации проектирования электрораспределительных устройств и минимизации рисков перегрузок.

«Радиусы окружностей каждого круга картограммы определяются» [19]:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{p.i} + P_{p.o.i}}{\pi \cdot m_1}}, \quad (19)$$

где  $P_{p.i} + P_{p.o.i}$  – «расчётные суммарная активные нагрузки цехов, кВт;  
 $m_1$  – выбранный масштаб, кВт/мм<sup>2</sup>» [19].

«Принимается  $m = 0,191$  кВт/мм<sup>2</sup>. Осветительная нагрузка изображается в виде сектора круга.

Угол сектора  $\alpha_i$  определяется из отношения осветительной нагрузки к суммарной нагрузке цеха» [19]:

$$\alpha_i = 360 \frac{P_{p.o.i}}{P_{p.i} + P_{p.o.i}}. \quad (20)$$

Результаты расчетов представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты расчета радиусов окружностей и угла сектора

№ цеха	Наименование цеха	P <sub>po</sub> , кВт	P <sub>p</sub> +P <sub>po</sub> , кВт	r, мм	$\alpha$ , град	x, м	y, м	(P <sub>p</sub> +P <sub>po</sub> ) <sub>x</sub>	(P <sub>p</sub> +P <sub>po</sub> ) <sub>y</sub>
1	Литейный корпус	125,6	1835,6	55	24,6	150	27	275337	49561
2	Цех автомобильных поршней	44,61	1304,6	47	12,3	81	126	105674	164381
3	Склад готовой продукции	6,48	966,48	40	2,4	255	42	246452	40592
4	Цех пальцев	36,72	57,72	9,8	229	210	126	12121	7273
5	Прессовый цех	10,28	306,75	23	12,1	189	75	57976	23006
6	Ремонтно–механический цех	8,57	98,57	13	31,3	294	135	28979	13307
7	Компрессорная	4,82	604,82	32	2,9	135	99	81651	59877
8	Строительный цех	4,41	104,41	13	15,2	234	12	24431	1253
9	Заводоуправление, столовая	19,28	109,28	14	63,5	291	180	31800	19670
10	Цех обработки гильз	5,51	629,51	32	3,1	87	186	54767	117088

Продолжение таблицы 7

№ цеха	Наименование цеха	P <sub>po</sub> , кВт	P <sub>p</sub> +P <sub>po</sub> , кВт	r, мм	α, град	x, м	y, м	(P <sub>p</sub> +P <sub>po</sub> ) <sub>x</sub>	(P <sub>p</sub> +P <sub>po</sub> ) <sub>y</sub>
11	Блок механических цехов	21,54	1056,5	42	7,3	135	159	142633	167990
12	Цех металлоконструкций	33,66	283,66	22	42,7	207	177	58718	50208
13	Электроцех	15,42	111,42	14	49,8	285	102	31755	11365
14	Склад алюминиевых чушек	3,02	15,02	5	72,5	270	135	4056	2028
15	Склад песка	2,38	44,38	8,6	19,3	300	66	13313	2929
Итого		–	7528,8	–	–	–	–	1169664	730529

«Для определения места расположения ГПП воспользуемся ранее принятым допущением. Центры электрических нагрузок цехов сосредоточены в отдельных точках, центрах нагрузки помещений предприятия. При этом допущении минимальная протяженность распределительной сети 6 кВ предприятия (завода) будет иметь место, при расположении ГПП в центре электрических нагрузок» [20].

ЦЭН можно определить с использованием координат каждого электроприемника и их нагрузок. После расчета координат ЦЭН его можно отобразить на картограмме, что позволит наглядно увидеть, где сосредоточена основная электрическая нагрузка и как это влияет на проектирование электроснабжения. Формула для расчета координат ЦЭН выглядит следующим образом:

$$X_0 = \frac{\sum |(P_{pi} + P_{poi}) \cdot X_i|}{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi})}, \quad (21)$$

где  $X_i$  – «координата центра электрических нагрузок цеха по оси абсцисс [20]».

$$Y_0 = \frac{\sum |(P_{pi} + P_{poi}) \cdot Y_i|}{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi})}, \quad (22)$$

где  $Y_i$  – «координата центра электрических нагрузок цеха по оси ординат» [20].

Определяются координаты центра электрических нагрузок:

$$X_0 = \frac{1169664}{7528,8} = 52 \text{ м,}$$

$$Y_0 = \frac{730529}{7528,8} = 32 \text{ м.}$$

Построение картограммы и определение центра электрических нагрузок являются важными инструментами для анализа и «оптимизации систем электроснабжения. Эти методы помогают выявить проблемные зоны, улучшить распределение нагрузки и повысить надежность работы всего предприятия. Результаты анализа могут быть использованы для дальнейшего проектирования и модернизации электросистем» [20], что способствует повышению эффективности и безопасности производственных процессов.

## **2.4 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов**

«Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов является ключевым этапом в проектировании систем электроснабжения предприятий, особенно в высокотехнологичных отраслях, таких как производство нефтяного оборудования. Трансформаторы обеспечивают необходимое преобразование напряжения и играют решающую роль в поддержании стабильного и надежного электроснабжения для всех электроприемников, находящихся в цехах.

В данном разделе будет рассмотрен процесс выбора трансформаторов, основываясь» [3] на анализе электрических нагрузок, требований к качеству электроэнергии и специфике работы оборудования. Будут учтены такие факторы, как максимальные и средние нагрузки, а также пиковые значения,

которые могут возникать в результате колебаний потребления электроэнергии.

Результаты выбора числа и «мощности цеховых трансформаторов будут основой для дальнейшего проектирования систем электроснабжения, что обеспечит надежность и стабильность работы всех производственных процессов на предприятии.

Основная доля электроприемников завода относятся к потребителям II категории по бесперебойности электроснабжения. Поэтому, все схемы внешнего и внутреннего электроснабжения выбирают по полной расчетной нагрузке потребителей.

Для потребителей II категории предусмотрим цеховые ТП с двумя рабочими трансформаторами, предусматривается отдельная работа трансформаторов с автоматическим включением резерва (АВР) на шинах 0,38 кВ. Для потребителей III категории предусматриваются цеховые ТП с одним рабочим трансформатором. При выборе числа и мощности силовых трансформаторов цеховых ТП будем руководствоваться принципами максимального использования комплектного оборудования» [3].

«Для приближенного выбора числа и мощности цеховых трансформаторов используем обобщенный параметр – плотность нагрузки на той территории, по которой предполагается прокладка линии электропередач (ЛЭП) 0,4 кВ.

Для определения плотности нагрузки потребителей необходимо рассчитать полную мощность всех цехов.

Данные для расчетов принимаются из таблицы 6.

Плотность нагрузки определяется по формуле» [20]:

$$\sigma = \frac{S_p}{F}, \quad (23)$$

где  $S_p$  – полная суммарная мощность всех цехов;

$F$  – суммарная площадь всех цехов.

«Расчетная активная нагрузка завода составляет  $P_p = 7528,75$  кВт, реактивная  $Q_p = 7451,86$  квар (таблица 6).

Полная мощность завода определяется по формуле» [20]:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (24)$$

$$S_p = \sqrt{7528,75^2 + 7451,86} = 10648,4 \text{ кВА},$$

$$\sigma = \frac{10648,4}{25533} = 0,42 \frac{\text{кВА}}{\text{м}^2}.$$

«Коэффициент загрузки трансформаторов приняли 0,75 в виду преобладания потребителей II категории» [2].

«В цехах с более или менее равномерно распределенной нагрузкой со сравнительно мелкими потребителями, допускается при определении единичной мощности трансформаторов ТП 6/0,4 кВ пользоваться следующими критериями при напряжении питающей сети 0,4 кВ» [20].

Таблица 8 – Рекомендуемая мощность трансформаторов

Удельная плотность нагрузки, кВА/м <sup>2</sup>	Рекомендуемая номинальная мощность трансформаторов, кВА
0,05–0,1	630
0,1–0,2	1000
0,2–0,3	1600
> 0,3	2500

«Минимальное число цеховых трансформаторов определяется по формуле» [20]:

$$N_{\min} = \frac{P_{p,m}}{k_3 S_{HT}} + \Delta N, \quad (25)$$

где  $k_3$  – «коэффициент загрузки трансформаторов (при 1 категории надежности потребителей  $k_3 = 0,7-0,8$ ; при 2 категории –  $k_3 = 0,8-0,9$ ; при 3 категории –  $k_3 = 0,95$ );

$S_{нт}$  – номинальная мощность трансформатора;

$\Delta N$  – добавка до ближайшего целого числа;

$P_{р.м}$  – суммарная расчетная активная нагрузка цехов» [20].

«Коэффициент загрузки трансформаторов приняли 0,75 в виду преобладания потребителей II категории» [2].

Для расчетной плотности оптимальными являются трансформаторы мощностью 1600 кВА:

$$N_{\min} = \frac{7528,75}{0,7 \cdot 1600} + 0,18 = 6,72 + 0,28 = 7 \text{ шт.}$$

«ТП размещаются в цехах с наибольшей нагрузкой. Расстановка выполняется так, чтобы трансформаторы были наиболее полно загружены на свою номинальную мощность с учётом принятого коэффициента загрузки, а протяженность сетей 0,4 кВ между цехами оказалась по возможности минимальной» [20].

«На складах рассматриваемого предприятия и в административных зданиях плотность нагрузки на порядок меньше, чем в основных производственных помещениях. Поэтому они подключаются от трансформаторов соседних основных цехов.

Принятый вариант размещения цеховых ТП рассматриваемого предприятия и распределение потребителей по территории завода нефтяного оборудования представлен на генеральном плане завода нефтяного оборудования и в таблице 9» [20].

Таблица 9 – Размещение цеховых ТП рассматриваемого предприятия и распределение потребителей

№ ТП	№ цехов	Название цехов	Мощность цехов, кВт	Число тр-ров	Мощность тр-ров, кВА	Коэфф загрузки
ТП1	2	Цех автомобильных поршней (уст)	1304,61	–	–	–
	5	Прессовый цех	306,75	–	–	–
	10	Цех обработки гильз	629,51	–	–	–
	–	Итого	2240,87	2,00	1600,00	0,7
ТП2	1а	Литейный корпус (уст)	1835,58	–	–	–
	7а	Компрессорная	604,82	–	–	–
	–	Итого	2440,40	2,00	1600,00	0,74
ТП3	3	Склад готовой продукции (уст)	966,48	–	–	–
	4	Цех пальцев	57,72	–	–	–
	6	Ремонтно–механический цех	98,57	–	–	–
	8	Строительный цех	104,41	–	–	–
	9	Заводоуправление, столовая	109,28	–	–	–
	12	Цех металлоконструкций	283,66	–	–	–
	13	Электроцех	111,42	–	–	–
	14	Склад алюминиевых чушек	15,02	–	–	–
	15	Склад песка	44,38	–	–	–
–	Итого	1790,93	2,00	1600,00	0,56	
ТП4	11	Блок механических цехов	1056,54	2,00	1000,00	0,53

Выбор компенсирующих устройств выполним по двум «критериям. Первый критерий определяет, выгодно ли сократить число трансформаторов за счет увеличения степени компенсации реактивной мощности. Второй критерий определяет, выгодно ли увеличить мощность конденсаторных батарей для снижения потерь энергии в сети 6–10 кВ и трансформаторах.

Если  $Q_{нк1} < 0$ , то по первому критерию установка компенсирующих устройств не требуется и следует» [20] принять  $Q_{нк1} = 0$ .

Базовая мощность компенсирующих устройств определяется «с учетом расчетного коэффициента загрузки трансформатора  $k_z = 0,8$  и расчетной реактивной нагрузки потребителей по формуле» [20]:

$$Q_{\text{нк1}} = Q_p - \sqrt{(N_T \cdot S_{\text{н.т}} \cdot k_3)^2 - P_p^2}, \quad (26)$$

где  $k_3$  – «расчетный коэффициент загрузки трансформаторов при полной компенсации реактивной мощности потребителей,  $k_3 = 0,8$ ;

$Q_p, P_p$  – расчетные нагрузки ТП;

$N_T, S_{\text{н.т}}$  – число и мощность трансформаторов на ТП» [20].

«Мощность регулируемой части батареи принимаем исходя из расчетных нагрузок и нормативного значения коэффициента мощности» [20]:

$$Q_{\text{нк2}} = Q_p - Q_{\text{нк1}} - P_p \cdot \text{tg}\varphi_{\text{н}}, \quad (27)$$

где  $\text{tg}\varphi_{\text{н}} = 0,329$  – «нормативный коэффициент мощности, при  $\cos\varphi_{\text{н}} = 0,95$ » [20].

Суммарная расчетная мощность компенсирующих устройств равна:

$$Q_{\text{нк}} = Q_{\text{нк1}} + Q_{\text{нк2}} \approx Q_{\text{ку}}, \quad (28)$$

где  $Q_{\text{ку}}$  – «установленная мощность компенсирующих устройств» [20].

Для ТП1:

$$Q_{\text{нк1}} = 2144,56 - \sqrt{((2 \cdot 1600 \cdot 0,8)^2 - 2240,87^2)} = 906,79 \text{ квар.}$$

$$Q_{\text{нк2}} = 2144,56 - 906,79 - 2240,87 \cdot 0,329 = 500,53 \text{ квар.}$$

$$Q_{\text{нк}} = 906,79 + 500,53 = 1407,32 \text{ квар.}$$

Полная мощность с учетом компенсации реактивной мощности:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + (Q_p - Q_{\text{ку}})^2}, \quad (29)$$

$$S_p = \sqrt{(2240,87)^2 + (2144,56 - 1407,32)^2} = 2359,04 \text{ кВА}$$

«Фактический коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме работы составит» [20]:

$$k_3 = \frac{S_p}{N_T \cdot S_{HT}}, \quad (30)$$

$$k_3 = \frac{2359,04}{2 \cdot 1600} = 0,74.$$

«Для остальных ТП расчеты выполняем аналогично. Результаты представлены в таблице 10» [20].

Таблица 10 – Выбор компенсирующих устройств цеховых трансформаторов

№ ТП	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	$S_{HT}$ , кВА	N	$Q_{HK1}$ , квар	$Q_{HK2}$ , квар	$Q_{КУ}$ , квар	$S_p$ , кВА	k	Тип КУ
ТП1	2240,87	2144,56	1600	2	906,79	500,53	1407,32	2359,0	0,74	3хУКЛ(Н)–0,38–600 У3 [9]
ТП2	2440,40	1958,08	1600	2	1184,75	0	1184,75	2560	0,80	2хУКЛН–0,38–600 У3 [9]
ТП3	1790,93	2139,17	1600	2	309,92	1240,0	1549,95	1885,4	0,59	3хУКЛН–0,38–600 У3 [9]
ТП4	1056,54	1210,05	1000	2	8,50	853,95	862,45	1112,3	0,56	2хУКЛН–0,38–450 У3 [9]

На принципиальной схеме цеховой ТП показано установка компенсирующих устройств рисунок 2.

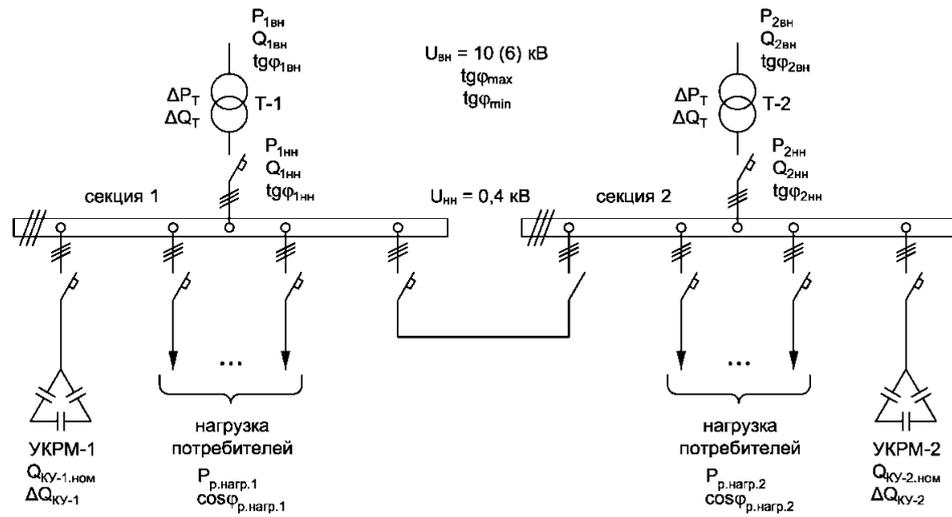


Рисунок 2 – Принципиальная схема цеховой ТП

Для выбора трансформаторов на ГПП необходимо учитывать потери в цеховых трансформаторах.

«Суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах цеховых ТП определяются по формуле» [20]:

$$\sum \Delta Q_T = \sum_{i=1}^n n_{Ti} \cdot (\Delta Q_{xi} + k_{zi}^2 \cdot \Delta Q_{ki}) \quad (31)$$

где  $\Delta Q_{xi}$  – «потери холостого хода, квар;

$\Delta Q_{ki}$  – потери короткого замыкания, квар» [11].

Потери ХХ и КЗ в трансформаторах:

$$\Delta Q_x = \frac{i_x\%}{100} \cdot S_{н.т.} \quad (32)$$

$$\Delta Q_k = \frac{u_k\%}{100} \cdot S_{н.т.} \quad (33)$$

Для цеховой трансформаторной подстанции ТП1:

$$\Delta Q_x = \frac{1,3}{100} \cdot 1600 = 20,8 \text{ квар},$$

$$\Delta Q_k = \frac{5,5}{100} \cdot 1600 = 88 \text{ квар}.$$

Расчет потерь реактивной мощности в трансформаторах цеховых ТП представлен в таблице 11. По данной таблице также представлен баланс мощностей.

Таблица 11 – Расчет потерь в цеховых трансформаторах

№ ТП	Sn.т, кВА	ук%	Ixx%	Qx, квар	Qк, квар	ΔQt, квар
ТП1	1600	5,5	1,3	20,8	88,0	137,2
ТП2	1600	5,5	1,3	20,8	88,0	154,2
ТП3	1600	5,5	1,3	20,8	88,0	102,7
ТП4	1000	5,5	1,4	14,0	55,0	62,0
–	–	–	–	–	–	456

## 2.5 Выбор питающих линий к цеховым ТП и РП

«Внутризаводское распределение электроэнергии выполним по радиальной схеме, в которой электроэнергия от источника питания (ГПП) передается непосредственно к приемному пункту (ТП, РП). Выбор схемы определяется категорией надежности потребителей, их территориальным размещением, особенностями режимов работы» [12].

«К шинам 6 кВ ГПП подключаются ТП1–ТП4 и РП–6 кВ для подключения высоковольтных синхронных двигателей компрессорной станции (цех №7) и дуговые печи 6 кВ» [12].

«Для СПЭ кабеля экономическая плотность тока составляет  $j = 1,4$  А/мм<sup>2</sup> при  $T_{\max} = 5000$  ч» [12].

«Ток нормального режима одной цепи для ТП1 определим по формуле» [12]:

$$I_p = \frac{S_{ртп}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (34)$$

$$I_p = \frac{2202}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 106 \text{ A.}$$

Ток послеаварийного режима, при отключении одной из цепей:

$$I_{pmax} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}},$$

$$I_{pmax} = \frac{2202}{\sqrt{3} \cdot 6} = 212 \text{ A.}$$

«Экономически целесообразное сечение  $F_э$ , мм<sup>2</sup> определяется по формуле» [17]:

$$F_э = \frac{I_p}{j_э}, \quad (35)$$

где  $j_э$  – экономическая плотность тока.

$$F_э = \frac{106}{1,4} = 75,7 \text{ мм}^2.$$

«Выбирается кабель марки по 3хАПВП 1×70, с  $I_{доп} = 215 \text{ A}$ » [4].

Условие проверки по нагреву определяется неравенством:

$$k_{сп} \cdot k_{ап} \cdot I_{доп} \geq I_{p,max} \quad (36)$$

где  $k_{сп}$  – «поправочный коэффициент на количество работающих кабелей;

$k_{ап}$  – коэффициент допустимой перегрузки на период ликвидации послеаварийного режима;

$I_{доп}$  – допустимый по нагреву ток кабеля, выбранного сечения» [17].

«Поправочный коэффициент на количество работающих кабелей, проложенных в траншее равен  $k_{\text{СП}} = 0,82$ . Допустимая на период ликвидации послеаварийного режима перегрузка для кабелей напряжением до 10 кВ с бумажной изоляцией, при коэффициенте предварительной нагрузки до 0,6, при длительности максимума 6 ч составляет  $k_{\text{АП}} = 1,25$ » [12]:

$$k_{\text{СП}} \cdot k_{\text{АП}} \cdot I_{\text{доп}} = 0,82 \cdot 1,25 \cdot 215 = 220 > I_{\text{р.мах}} = 212 \text{ А.}$$

Условие выполняется и кабель марки 3хАПВП 1х70, с  $I_{\text{доп}} = 215 \text{ А}$

«Выбирается термически стойкое к токам короткого замыкания сечение жилы кабеля  $F_{\text{T}}$ , мм<sup>2</sup> по формуле:

$$F_{\text{T}} = \frac{I_{\text{по2}} \cdot \sqrt{t_{\text{п}}}}{K_{\text{T}}}, \quad (37)$$

где  $I_{\text{по2}}$  – ток КЗ на шинах 6 кВ;

$t_{\text{п}}$  – время действия защиты с учетом полного отключения выключателя,

$$t_{\text{п}} = t_{\text{с.з}} + t_{\text{выкл}}, \quad (38)$$

где  $t_{\text{с.з}}$  – время срабатывания максимально-токовой защиты, 0,2 с.;

$t_{\text{выкл}}$  – полное время отключения выключателя, составляет 0,08 с.,

$K_{\text{T}}$  – коэффициент, учитывающий ограничение допустимой температуры нагрева жил кабеля, принимается 95» [5].

$$F_{\text{Tmin}} = \frac{13500 \cdot \sqrt{0,28}}{95} = 65,3 \text{ мм}^2.$$

«Принимается к установке кабель, выбранный по термической стойкости к токам КЗ 3хАПВП 1х70 с длительно допустимым током 215 А.

Результаты расчета сечений кабельных линий представлены в таблице 12» [12].

Таблица 12 – Питающие линии цеховых трансформаторов

Линия	$S_p$ , кВА	Число линий	$I_{\text{раб}}$ , А	$I_{\text{max}}$ , А	$S_{\text{э}}$ , мм <sup>2</sup>	$S_{\text{ст}}$ , мм <sup>2</sup>	$I_{\text{доп}}$ А
ГПП – ТП1	3101,72	2	149,2	209	124,4	150	225
ГПП – ТП2	3128,84	2	90,3	126,6	65,3	70	190
ГПП – ТП3	2789,9	2	134,2	187,9	112	120	260
ГПП – ТП4	1606,4	2	77,3	108,2	64,4	70	190
ГПП – РП1	8000	4	192,5	269,4	160,4	150	300
ГПП – РП2	2362,5	2	113,7	159,1	94,7	95	225

## 2.6 Выбор комплектных трансформаторных подстанций

Комплектные трансформаторные подстанции (КТП) играют важную роль в обеспечении надежного электроснабжения промышленных предприятий, включая заводы нефтяного оборудования. Они обеспечивают преобразование и распределение электрической энергии, а также защиту оборудования от перегрузок и коротких замыканий. Правильный выбор КТП является критически важным для обеспечения эффективной и безопасной работы всего производственного процесса.

«В данном разделе будет проведен анализ факторов, влияющих на выбор комплектных трансформаторных подстанций, включая расчет электрических нагрузок, требования к качеству электроэнергии, а также специфику производственных процессов. Будут рассмотрены основные типы КТП, их технические характеристики и преимущества» [16], а также ключевые аспекты, которые необходимо учитывать при проектировании и эксплуатации подстанций.

Также будет уделено внимание современным тенденциям в области трансформаторного оборудования, включая инновационные технологии, которые могут повысить эффективность и «безопасность работы подстанций.

Особое внимание будет уделено вопросам надежности и резервирования, что позволяет обеспечить бесперебойное электроснабжение даже в случае непредвиденных ситуаций.

Результаты данного анализа послужат основой [16] для обоснованного выбора комплектных трансформаторных подстанций, что, в свою очередь, обеспечит надежное и эффективное электроснабжение всех цехов и участков завода.

«Все цеховые ТП устанавливаем комплектные производства ОАО «Самарский завод «Электроцит». На всех ТП установлены батареи статических конденсаторов, поэтому предусматриваем отдельное помещение, встроенное в цех. На всех КТП используем трансформаторы закрытого исполнения с усиленным баком без расширительного бочка, исключающие выброс масла. Такие трансформаторы допускается располагать в одном помещении с РУ НН. Все ТП питаются по радиальным, блочным схемам «линия–трансформатор» [16].

Автоматические выключатели (АВ) играют ключевую роль в системах электроснабжения комплектных трансформаторных подстанций (КТП), обеспечивая защиту электрических цепей от перегрузок и коротких замыканий. Правильный выбор и установка этих устройств критически важны для обеспечения надежной работы оборудования и безопасности на производстве. «Выключатели на КТП выбирается по условиям:

- по номинальному напряжению:  $U_{н.а} \geq U_{эл.уст}$ ;
- по номинальному току:  $I_{н.а} \geq I_{р.мах}$ ;
- по номинальному току расцепителя:  $I_{н.расц} \geq I_{р.мах}$ .

В вышеуказанных условиях  $I_{н.а}$  – номинальный ток автоматического выключателя;  $I_{р.мах}$  – расчетный ток в аварийном режиме;  $I_{н.расц}$  – номинальный ток расцепителя» [16].

Автоматические выключатели в комплектных трансформаторных подстанциях цеха являются важными элементами системы защиты и

управления электроснабжением. Правильный выбор и установка АВ обеспечивают надежность, безопасность и эффективность работы всего оборудования. Эти устройства помогают минимизировать риски аварий и простоев, что критически важно для бесперебойного функционирования производственных процессов. Выбирается тип автоматического выключателя по [11].

Условие расчета тока уставки при перегрузке  $I_{уст.пер}$ ,

$$I_{уст.пер} \geq 1,25 \cdot I_{р.мах} \quad (39)$$

Определяется ток уставки при перегрузке  $I_{уст.пер}$  по формуле:

$$I_{уст.пер} = K_{пер} \cdot I_{н.расц}, \quad (40)$$

где  $K_{пер}$  – «коэффициент перегрузки, каталожные значения выбираются по» [11].

Производится расчет уставок КЗ  $I_{уст.кз}$  по условию:

$$I_{уст.кз} \geq 1,25 \cdot I_{пик} \quad (41)$$

где  $I_{пик}$  – пиковый ток нагрузки, А.

Определяется пиковый ток  $I_{пик}$ , А по формуле:

$$I_{пик} = I_{р.мах} + I_{пуск} \quad (42)$$

где  $I_{пуск}$  – «пусковой ток двигателя наибольшей мощности, который получает питание от данного ТП» [11].

Определяется ток уставки в зоне КЗ  $I_{уст.кз}$  по формуле:

$$I_{уст.кз} = K_{кз} \cdot I_{н.расц}, \quad (43)$$

где  $K_{кз}$  – «коэффициент в зоне КЗ, каталожные значения выбираются по» [11].

Секционные выключатели определяются по току в рабочем режиме:

$$I_p = \frac{I_{max.p}}{2}. \quad (44)$$

Выбраны автоматические выключатели серии «Электрон» [1]. Результаты выбора автоматических выключателей приводится в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты выбора вводных автоматических выключателей ТП

№ ТП	$S_p$ , кВА	$I_{max.p}$ , А	$I_{ном.расц.}$ , А	$I_{уст. кз}$ А	Тип вводного выключателя	Тип секционного выключателя
1	2202	3178	4000	12000	Э40 $\frac{4000}{12000}$	Э25 $\frac{2500}{7500}$
2	2285	3298	4000	12000	Э40 $\frac{4000}{12000}$	Э25 $\frac{2500}{7500}$
3	1994	2878	4000	12000	Э40 $\frac{4000}{12000}$	Э25 $\frac{2500}{7500}$
4	2169	3131	4000	12000	Э40 $\frac{4000}{12000}$	Э25 $\frac{2500}{7500}$

## 2.7 Расчет питающих сетей напряжением до 1000 В

Расчет питающих сетей напряжением до 1000 В является важным этапом проектирования систем электроснабжения для промышленных предприятий. Эти сети обеспечивают распределение электроэнергии от трансформаторов до конечных потребителей, включая электроприемники, осветительные установки и другие устройства. Правильный расчет позволяет гарантировать надежность, безопасность и экономическую эффективность работы электрических сетей.

«Электроснабжение цехов, в которых нет собственных цеховых подстанций, осуществляется по КЛ 0,4 кВ от ближайших ТП. Для распределения энергии внутри цеха предусматривается установка силовых распределительных пунктов СП, непосредственно в цехах» [12].

Каждый участок или отделение цеха следует питать от одного или нескольких распределительных устройств до 1 кВ, от которых не должны, как правило, питаться другие участки или отделения цеха. Питающие сети напряжением до 1 кВ должны формироваться таким образом, чтобы длина распределительной сети напряжением до 1 кВ была, по возможности, минимальной.

«Расчетные токи для каждой линии определяются по формуле» [12]:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (45)$$

где  $S_p$  – полная расчетная мощность линии.

«Выбор сечений проводников следует выполнять исходя из допустимого нагрева проводника расчетным током» [12]:

$$I_{доп} \cdot k_{сн} \geq k_{в} \cdot I_p \quad (46)$$

где  $I_{доп}$  – «допустимый ток для проводника при выбранном сечении жил кабеля и принятом материале изоляции жил, выбираемый из таблиц ПУЭ;

$I_p$  – наибольший расчетный ток в линии;

$k_{сн}$  – понижающий коэффициент на условия прокладки проводников (в зависимости от прокладки и т.п.);

$k_{в} = 1$  – для помещений с нормальной средой;

$k_{в} = 1,25$  – во взрывоопасных зонах» [12].

«Защитные и коммутационные аппараты выбирают исходя из условий:

- по номинальному напряжению:  $U_{н.а} \geq U_{эл.уст}$ ;
- по номинальному току:  $I_{н.а} \geq I_{р.мах}$ ;
- по номинальному току расцепителя:  $I_{н.расц} \geq I_{р.мах}$ » [12].

Для электромагнитного расцепителя должно выполняться условие:

$$I_3 \geq k_{зап} \cdot I_{р.мах}, \quad (47)$$

где  $I_3$  – «ток уставки электромагнитного расцепителя;

$k_{зап}$  – коэффициент запаса, равный 1,25 для нормальных помещений,  
1,5 – для взрывоопасных зон всех категорий» [12].

«Между допустимым током проводника  $I_{доп}$  и током срабатывания защиты  $I_3$  (током уставки расцепителя) должно выполняться следующее соотношение» [12]:

$$\frac{I_3}{I_{доп} \cdot k_{сн}} \leq k_{эщ}, \quad (48)$$

где  $k_{эщ}$  – «наибольшая допустимая кратность уставки аппарата защиты к допустимому току проводника по ПУЭ. В сетях, защищаемых только от токов КЗ, значения  $k_{эщ}$  следует принимать:  $k_{эщ} = 4,5$  – для уставки автоматического выключателя, имеющего только электромагнитный или аналогичный расцепитель мгновенного действия;  $k_{эщ} = 1,0$  – для теплового расцепителя автомата с нерегулируемой обратно зависящей от тока характеристикой;  $k_{эщ} = 1,25$  – для теплового расцепителя автомата с регулируемой обратно зависящей характеристикой» [12].

Выбор сечений проводников 0,4 кВ рассматриваемого завода нефтяного оборудования приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Выбор кабельных линий напряжением 0,4 кВ

№ ТП	Номер	Размещение тр-ра	Нагрузка		Расчетные нагрузки			Ток I <sub>p</sub> , А	№ СП	Кабель			
			№ цеха	наименование	P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> , квар	S <sub>p</sub> , кВА			Марка	F, мм <sup>2</sup>	I <sub>доп</sub> , А	B
ТП1	T1	2	2	Цех автомобильных поршней	161,4	120	201	290	СП1–СП4	–	3×120+1×70	400	0,73
	T2	2	2	Цех автомобильных поршней	161,4	120	201	290	СП6–СП8	2АВВГ	3×120+1×70	400	0,73
	T1	2	5	Прессовый цех	162,4	111	197	284	СП9	2АВВГ	3×120+1×70	400	0,66
	T2	2	5	Прессовый цех	162,4	111	197	284	СП10	2АВВГ	3×120+1×70	400	0,71
	T1	2	10	Цех обработки гильз	137,8	103	172	248	СП11–СП12	2АВВГ	3×120+1×70	400	0,62
	T2	2	10	Цех обработки гильз	137,8	103	172	248	СП13–СП14	2АВВГ	3×120+1×70	400	0,62
ТП2	T1	1	1	Литейный корпус	176,1	130,7	219	316	СП15–СП19	2АВВГ	3×120+1×70	400	0,79
	T2	1	1	Литейный корпус	176,1	130,7	219	316	СП20–СП24	2АВВГ	3×120+1×70	400	0,79
	T1	1	7	Компрессорная	121,7	75,2	143	206	СП25–СП26	АВВГ	3×70+1×35	280	0,74
	T2	1	7	Компрессорная	121,7	75,2	143	206	СП27–СП28	2АВВГ	3×70+1×35	280	0,74
ТП3	T1	3	3	Склад готовой продукции	135	118,4	180	259	СП29–СП31	2АВВГ	3×95+1×50	330	0,78
	T2	3	3	Склад готовой продукции	135	118,4	180	259	СП32–СП34	2АВВГ	3×95+1×50	330	0,78
	T1	3	4	Цех пальцев	66,6	43,3	79,4	115	СП35	АВВГ	3×120+1×70	400	0,57
	T2	3	6	РМЦ	156,8	115,8	195	281	СП36	2АВВГ	3×120+1×70	400	0,7
	T1	3	8	Строительный цех	95,1	79,2	124	177	СП37	2АВВГ	3×70+1×35	280	0,64
	T2	3	9	Заводоуправление, столовая	104,8	74,6	129	186	СП38	2АВВГ	3×70+1×35	280	0,66
	T1	3	12	Цех металлоконструкций	137,3	116,2	180	260	СП39	2АВВГ	3×120+1×70	400	0,65
	T2	3	12	Цех металлоконструкций	137,3	116,2	180	260	СП40	2АВВГ	3×120+1×70	400	0,65
	T1	3	13	Электроцех	102,2	75	127	183	СП41	2АВВГ	3×70+1×35	280	0,65
	T2	3	13	Электроцех	102,2	75	127	183	СП42	2АВВГ	3×70+1×35	280	0,65
	T1	3	14	Склад алюминиевых чушек	75,7	75,8	107	155	СП43	АВВГ	3×120+1×70	400	0,77
	T2	3	15	Склад готовой продукции	92,1	83,6	124	180	СП44	2АВВГ	3×70+1×35	280	0,64
ТП4	T1	11	11	Блок механических цехов	144	166	219	317	СП45–СП51	2АВВГ	3×120+1×70	400	0,79
	T2	11	11	Блок механических цехов	144	166	219	317	СП52–СП58	2АВВГ	3×120+1×70	400	0,79

План прокладки данных кабельных линий приведен на генплане предприятия в графической части.

## 2.8 Выбор силовых трансформаторов для ДСП

«Питание ДСП–6 кВ предполагается осуществить от шин ГПП – 6 кВ, которые представляет собой две системы шин.

К печным трансформаторам предъявляются следующие требования: противостояние короткому замыканию; низкий шум; низкие потери.

Выбираются трансформаторы по условию» [15]:

$$S_{н.т} \geq \frac{P_n}{\cos\varphi}, \quad (49)$$

где  $\cos\varphi$  – коэффициент мощности для печи составляет 0,75.

$$S_{н.т} \geq \frac{2500}{0,75} = 3333 \text{ кВА.}$$

«Принимается к установке печной трансформатор типа ЭТДЦП–4000/6.

Напряжение высокой стороны печного трансформатора 6 кВ.

Пределы вторичного напряжения трансформатора 260–104 В.

Частота тока – 50 Гц.

Номинальная мощность печного трансформатора – 4 МВ·А.

Номинальная емкость электропечи – 5 т.

Максимальная сила тока электрода – 11,1 кА.

Число фаз – 3» [15].

Выводы по разделу.

В процессе расчета электрических нагрузок предприятия были детально проанализированы все электроприемники и их режимы работы, что позволило получить полное представление о потребностях в электроэнергии. Оценка нагрузок включала как номинальные значения, так и расчетные пиковые нагрузки, что критически важно для обеспечения надежности и устойчивости электроснабжения.

Построение картограммы и определение центра электрических нагрузок являются важными инструментами для анализа и оптимизации систем электроснабжения. Эти методы помогают выявить проблемные зоны, улучшить распределение нагрузки и повысить надежность работы всего предприятия. Результаты анализа могут быть использованы для дальнейшего проектирования и модернизации электросистем, что способствует повышению эффективности и безопасности производственных процессов.

Проведен расчет числа и мощности цеховых трансформаторов. Так как на вспомогательных цехах и зданиях плотность нагрузки на порядок меньше, чем в основных производственных помещениях, поэтому присоединим их к трансформаторам соседних основных цехов. ТП размещаем в цехах с наибольшей нагрузкой в: цехе автомобильных поршней, литейном корпусе, блоке механических цехов и на складе готовой продукции.

Проведен расчет и выбор компенсирующих устройств для цеховых трансформаторов. Определены потери цеховых трансформаторов.

В качестве питающих линий 6 кВ выбраны кабели АПвП различных сечений. Выбраны КТП цеха и оборудование в них.

Для электроснабжения ДСП применяется к установке печной трансформатор типа ЭТДЦП–4000/6.

Расчет питающих сетей напряжением до 1000 В является важным шагом в проектировании систем электроснабжения, обеспечивающим надежное и безопасное распределение электроэнергии. Правильный подход к расчету нагрузок, выбору сечений проводов и средств защиты позволяет создать эффективную и экономически оправданную систему электроснабжения, соответствующую современным требованиям. Результаты расчетов могут служить основой для последующего проектирования и модернизации электросетевого оборудования на предприятии.

### 3 Расчет мощности и выбор силовых трансформаторов

Силовые трансформаторы играют ключевую роль в системах электроснабжения, обеспечивая преобразование и распределение электрической энергии на различных уровнях напряжения. В условиях современных производств, таких как заводы нефтяного оборудования, необходимость в надежных и эффективных решениях становится особенно актуальной. В этом контексте трансформаторы 35/6 кВ представляют собой оптимальный выбор для обеспечения высококачественного электроснабжения.

Данный раздел посвящен расчету мощности и выбору силовых трансформаторов, работающих на уровнях напряжения 35 и 6 кВ. В процессе работы будут рассмотрены методы определения необходимой мощности трансформаторов с учетом расчетных электрических нагрузок, режимов работы и особенностей эксплуатации. Особое внимание будет уделено критериям выбора трансформаторов, включая их классы изоляции, тип охлаждения и дополнительные функции, такие как резервирование мощности.

«Полная расчетная мощность на шинах ГПП определяется по расчетным активным и реактивным нагрузкам цехов, включая расчетную мощность силовых электроприемников на 6 кВ» [25].

$$S_{\text{рГПП}} = \sqrt{(P_{\text{рТП1-4}} + P_{\text{р6кВ}} + \Delta P_{\text{т}})^2 + (Q_{\text{рТП1-4}} + Q_{\text{р6кВ}} + \Delta Q_{\text{т}})^2} \quad (50)$$

где  $P_{\text{рТП1-4}}$ ,  $Q_{\text{рТП1-4}}$  – «расчетная активная и реактивная нагрузки ТП1–ТП4;

$P_{\text{р6кВ}}$ ,  $Q_{\text{р6кВ}}$  – расчетная активная и реактивная мощность высоковольтных двигателей (по таблице 5);

$\Delta P_{\text{т}} = 1\%$  – нормативные потери в трансформаторах ТП 6/0,4 кВ;

$\Delta Q_T$  – потери реактивной мощности в цеховых трансформаторах» [15].

$$S_{p\text{ГПП}} = \sqrt{(8313 + 8016 + 83)^2 + (2264 + 5955 + 416)^2} = 18545 \text{ кВА.}$$

Принимаем стандартное значение 35 кВ, так как ГПП получает питание от шин ОРУ–35 кВ ТЭЦ.

«Номинальную мощность трансформатора определяем по условию:

$$S_{н.т} \geq \frac{S_{p\text{ГПП}}}{N \cdot k_3}, \quad (51)$$

$$S_{н.т} \geq \frac{18545}{2 \cdot 0,7} = 13246 \text{ кВА.}$$

Выбираются трансформаторы типа ТДНС– 16000/35, с  $S_{н.т} = 16 \text{ МВА}$ » [25].

Каталожные данные трансформаторов представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Каталожные данные трансформатора

Тип тр-ра	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение, кВ		Потери, кВт		Напряжение КЗ, %	Ток ХХ, %	Цена, тыс. руб.
		ВН	НН	$P_{XX}$	$P_{K3}$			
ТДНС–16000/35	16000	36,75	6,3	18	85	10,0	0,55	9000

Определяется коэффициент загрузки в рабочем режиме:

$$k_3 = \frac{S_p}{N \cdot S_{н.т}}, \quad (52)$$

$$k_3 = \frac{18545}{2 \cdot 16000} = 0,58.$$

В результате проведенных расчетов и анализа определено, что выбранные силовые трансформаторы ТДНС–16000/35/6 кВ полностью соответствуют требованиям предприятия и обеспечивают стабильную работу всех производственных процессов. Эти результаты будут служить основой для «проектирования системы электроснабжения завода.

Выбирается сечение воздушных линий, по расчетной мощности ГПП. Выбор сечения воздушных линий электропередачи является важным этапом в проектировании систем электроснабжения, который напрямую влияет на надежность, безопасность и эффективность работы электрических сетей. Воздушные линии, благодаря своей простоте в установке и эксплуатации, широко применяются для передачи электрической энергии» [16] на различных уровнях напряжения, включая высоковольтные и низковольтные сети. Важными факторами для выбора являются допустимые токовые нагрузки, механические характеристики проводов, а также падение напряжения и температурные режимы. Правильный выбор сечения воздушных линий является залогом успешной работы системы электроснабжения на предприятии.

Ток нормального режима одной цепи для ГПП определяется по формуле:

$$I_p = \frac{S_{p\text{ГПП}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (53)$$
$$I_p = \frac{18545}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 153 \text{ A.}$$

Ток послеаварийного режима, при аварийном (плановом) отключении одной из цепей:

$$I_{p\text{max}} = 2 \cdot I_p = 2 \cdot 153 = 306 \text{ A.}$$

Экономически целесообразное сечение  $F_э$ , мм<sup>2</sup> определяется по формуле:

$$F_э = \frac{I_p}{j_э}, \quad (54)$$

где  $j_э$  – экономическая плотность тока [17] для  $T_{max} = 5000$  ч.

$$F_э = \frac{153}{0,9} = 170 \text{ мм}^2.$$

Выбирается провод АС–150/24 допустимым током  $I_{доп} = 450$  А и удельным сопротивлением  $x_0 = 0,406$  Ом/км по [17].

Выбранное сечение проверим по току в послеаварийном режиме:

$$I_{p.max} > I_{доп},$$
$$306\text{А} > 450 \text{ А}.$$

«Питание электроэнергией завода осуществляется от ГПП 35/6 кВ, с установленными трансформаторами 16000 кВА. Ввод на ГПП осуществляется двухцепной линией с проводом марки АС–150/24 от ОРУ–35 кВ ТЭЦ.

Схема соединений ГПП на стороне 35 кВ принимается типовая 5Н «мостик» с выключателями. Нормально выключатель на перемычке (в мостике) между двумя линиями включен» [13].

«Основное оборудование на стороне первичного напряжения: силовой трансформатор, линейный разъединитель, выключатель.

На стороне РУ НН 6 кВ выбирается типовая схема 9 с одной секционированной выключателем системой шин, приведенная на рисунке 3» [13].

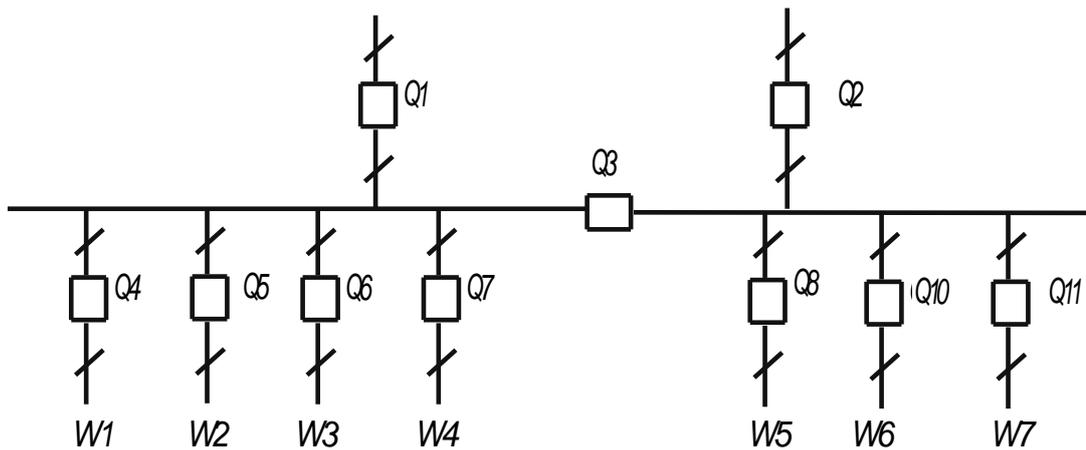


Рисунок 3 – Схема РУ НН

Оборудование КРУ–6 кВ комплектуется выключателями встраиваемые в базовые ячейки.

Выводы по разделу.

В ходе расчета мощности и выбора силовых трансформаторов 35/6 кВ были выполнены комплексные анализы, которые позволили определить оптимальные параметры оборудования для обеспечения надежного и эффективного электроснабжения предприятия. Проведен расчет полной мощности на шинах ГПП, на основании которой определены число и мощность силовых трансформаторов. К установки приняты два трансформатора типа ТДНС– 16000/35.

В результате проведенного анализа и расчетов, связанных с выбором сечения воздушных линий электропередачи, были достигнуты важные выводы, касающиеся обеспечения надежности и эффективности электроснабжения. Для электроснабжения предприятия принят провод АС– 150/24.

Схема соединений ГПП на стороне 35 кВ принимается типовая 5Н «мостик» с выключателями. На стороне РУ НН 6 кВ выбирается типовая схема 9 с одной секционированной выключателем системой шин.

## **4 Расчет токов короткого замыкания и выбор электрооборудования**

### **4.1 Расчет токов короткого замыкания**

Расчет токов короткого замыкания является критически важным этапом в проектировании и эксплуатации электрических систем. Он позволяет определить максимальные токи, которые могут возникнуть в результате короткого замыкания, и, следовательно, оценить потенциальные риски для оборудования, кабелей и защитных устройств. Правильный расчет этих токов необходим для выбора адекватных средств защиты, обеспечения безопасности работы системы и минимизации возможных последствий аварийных ситуаций.

В данном разделе будут рассмотрены основные методы расчета токов КЗ, а также их применение в зависимости от схемы электрической сети и типов используемого оборудования. Также будет уделено внимание факторам, влияющим на величину КЗ, таким как параметры трансформаторов, длина и сопротивление проводников, а также режимы работы системы.

Ключевым аспектом раздела станет анализ полученных результатов, которые будут служить основой для «выбора защитных устройств и настройки параметров системы защиты. Это поможет гарантировать надежность работы электроустановок и защитить их от повреждений, вызванных короткими замыканиями.

Результаты расчетов токов КЗ станут важным инструментом для проектирования систем электроснабжения, что обеспечит безопасное и эффективное функционирование всех электрических установок на предприятии.

Составляется однолинейная схема замещения электроснабжения по схеме электроснабжения завода, которая приведена на рисунке 4» [18].

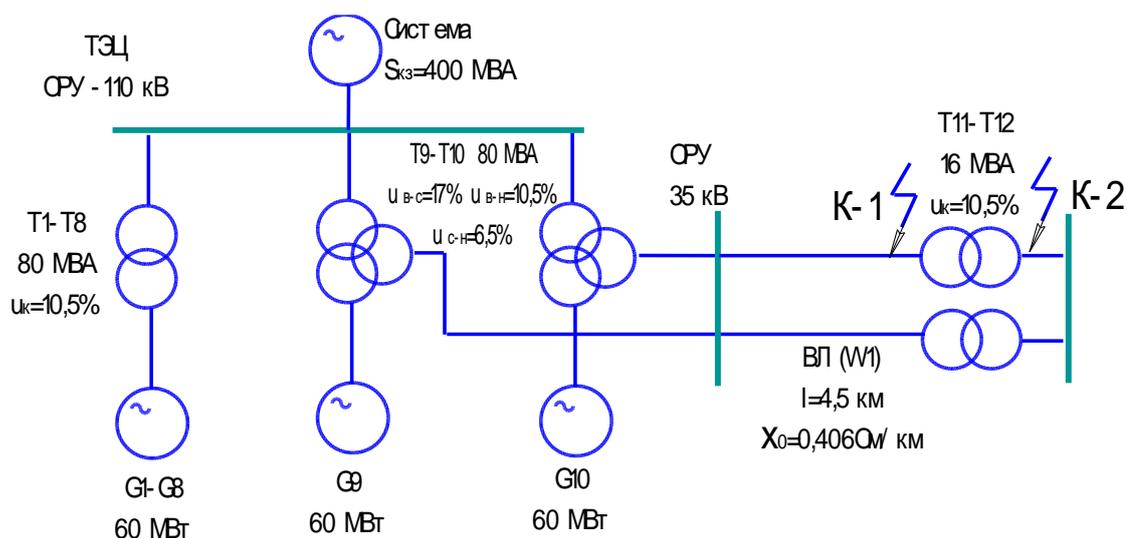


Рисунок 4 – Расчетная схема системы электроснабжения

«Выбираются расчетные точки короткого замыкания  $K_1$  – на стороне высшего напряжения трансформатора ГПП,  $K_2$  – на стороне низшего напряжения. Для снижения уровня тока короткого замыкания трансформаторы подстанции работают отдельно.

Определяются сопротивления элементов схемы замещения.

Принимаются за базисные условия» [18]:

$$S_6 = 1000 \text{ MVA};$$

$$U_{B2} = 37 \text{ кВ};$$

$$U_{B3} = 6,3 \text{ кВ}.$$

Генераторы G1–G10:

$$x_{*1-10} = x_d'' \cdot \frac{S_6}{S_{нг}}, \quad (55)$$

где  $x_d''$  – переходное сопротивление генератора, составляет 0,195 о.е.;

$S_{нг}$  – полная номинальная мощность генераторов:

$$S_{нг} = P_{нг} / \cos \varphi = \frac{60}{0,8} = 75 \text{ MVA},$$

$$x_{*1-10} = 0,195 \cdot \frac{1000}{75} = 2,6 \text{ о. е.}$$

Блочные трансформаторы Т1–Т8 на ТЭЦ:

$$S_{\text{н.т}} = 80 \text{ МВА}, u_{\text{к}} = 10,5\%.$$

$$x_{*11-18} = \frac{u_{\text{к}\%} \cdot S_{\text{б}}}{100 \cdot S_{\text{н}}}, \quad (56)$$

$$x_{*11-18} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 80} = 1,31 \text{ о. е.}$$

Блочные трансформаторы Т9–Т10 на ТЭЦ:

$$S_{\text{н.т}} = 80 \text{ МВА}, u_{\text{кВ-С}} = 11\%, u_{\text{кВ-Н}} = 18,5\%, u_{\text{кС-Н}} = 7 \text{ по [15]}.$$

Определяется напряжение короткого замыкания, соответствующие лучам схемы замещения.

$$x_{*В} = \frac{0,5 \cdot (u_{\text{кВ-С}} + u_{\text{кВ-Н}} - u_{\text{кС-Н}}) \cdot S_{\text{б}}}{100 \cdot S_{\text{н.т}}}, \quad (57)$$

$$x_{*В} = \frac{0,5 \cdot (11 + 18,5 - 7) \cdot 1000}{100 \cdot 80} = 1,4 \text{ о. е.},$$

$$x_{*Н} = \frac{0,5 \cdot (u_{\text{кВ-Н}} + u_{\text{кС-Н}} - u_{\text{кВ-С}}) \cdot S_{\text{б}}}{100 \cdot S_{\text{н}}}, \quad (58)$$

$$x_{*Н} = \frac{0,5 \cdot (18,5 + 7 - 11) \cdot 1000}{100 \cdot 80} = 0,9 \text{ о. е.},$$

$$x_{*С} = \frac{0,5 \cdot (u_{\text{кВ-С}} + u_{\text{кС-Н}} - u_{\text{кВ-Н}}) \cdot S_{\text{б}}}{100 \cdot S_{\text{н}}} = 0, \quad (59)$$

$$x_{*19} = x_{*20} = x_{*В} = 1,4 \text{ о. е.}$$

$$x_{*21} = x_{*22} = x_{*Н} = 0,9 \text{ о. е.}$$

$$x_{*23} = x_{*24} = x_{*С} = 0 \text{ о. е.}$$

Сопrotивление линий ВЛ–35 кВ:

$$x_{*25-26} = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_6}{100 \cdot U_{61}^2}, \quad (60)$$

где  $x_0 = 0,406$  Ом/км – удельное сопротивление ВЛ [10].

$$x_{*25-26} = \frac{0,406 \cdot 4,5 \cdot 1000}{37^2} = 1,33 \text{ о. е.}$$

Система:

$$x_{*27} = \frac{S_6}{S_c}, \quad (61)$$

$$x_{*27} = \frac{1000}{400} = 2,5 \text{ о. е.}$$

Трансформаторы Т11–Т12 на ГПП  $S_{\text{ном}} = 16000$  кВА  $u_{\text{к\%}} = 10\%$  :

$$x_{*28} = \frac{u_{\text{к\%}} \cdot S_6}{100 \cdot S_H},$$

$$x_{*28} = \frac{10 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 6,25 \text{ о. е.,}$$

Схема замещения представлена на рисунке 5.

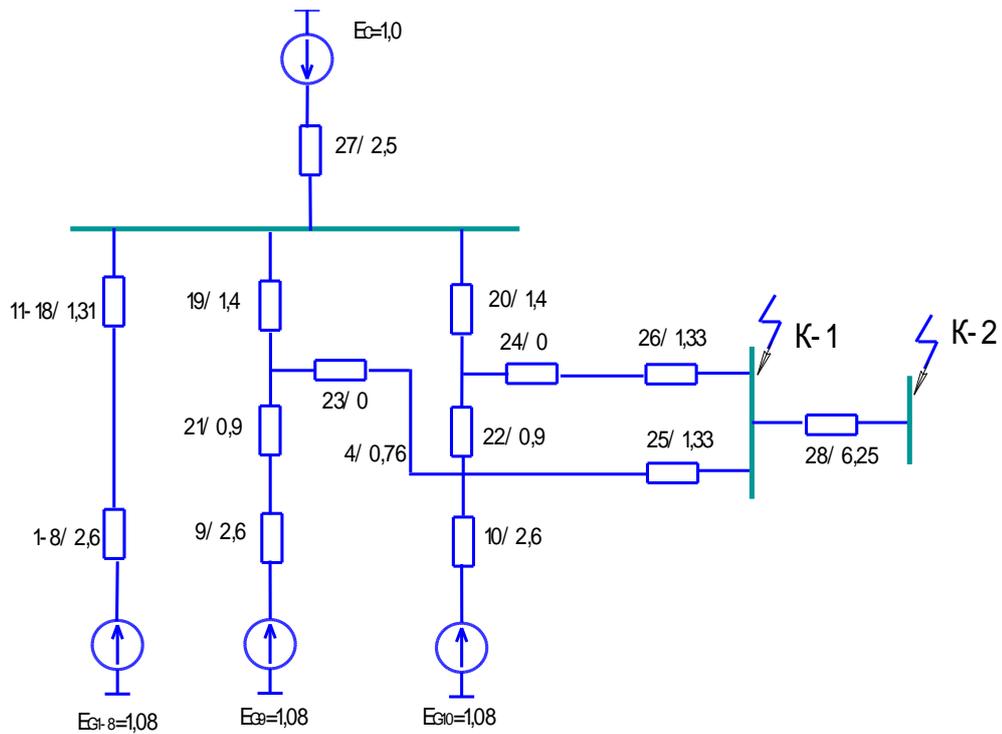


Рисунок 5 – Схема замещения

Упрощается схема и определяется результирующее сопротивление с до точки К1 со стороны генераторов и системы:

$$X_{*29} = \frac{X_{*1-8} + X_{*5}}{8} = \frac{2,6 + 1,31}{8} = 0,49 \text{ о. е.},$$

$$X_{*30} = \frac{X_{*9-10} + X_{*19-20}}{2} = \frac{2,6 + 1,4}{2} = 2,0 \text{ о. е.},$$

$$X_{*31} = \left( \frac{X_{*29} \cdot X_{*30}}{X_{*29} + X_{*30}} \right) = \frac{0,49 \cdot 2,0}{0,49 + 2,0} = 0,39 \text{ о. е.},$$

$$X_{*32} = \left( \frac{X_{*31} \cdot X_{*27}}{X_{*31} + X_{*27}} \right) = \frac{0,39 \cdot 2,5}{0,39 + 2,5} = 0,34 \text{ о. е.}$$

$$X_{*K1} = X_{*32} + \frac{X_{*25}}{2} = 0,34 + \frac{1,33}{2} = 1,0 \text{ о. е.}$$

Определяется результирующее сопротивление до точки К2:

$$X_{*K-2} = X_{*K-1} + X_{*28} = 1,0 + 6,5 = 7,25 \text{ о. е.}$$

Определяется результирующее значение ЭДС:

$$E''_{\text{ЭКВ}} = \frac{E''_{G1-10} \cdot X_{*27} + E''_C \cdot X_{*31}}{X_{*27} + X_{*31}}, \quad (62)$$

$$E''_{\text{ЭКВ}} = \frac{1,08 \cdot 2,5 + 1,0 \cdot 0,39}{2,5 + 0,39} = 1,07.$$

Расчет токов КЗ в точках К–1 и К–2 произведен в таблице 16.

Таблица 16 – Расчетная таблица токов короткого замыкания

Точка КЗ	К–1	К–2
Базовая мощность $S_6$ , МВА	1000	
Среднее напряжение $U$ , кВ	37,5	6,3
Источники	G1– G10+Система	
Результирующее сопротивление $X_{*6.}$ , о.е.	1,0	7,25
Базовый ток $I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}$ , кА	$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6$	$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,8$
$E''_*$	1,07	
$I_{\text{по}}^{(3)} = \frac{E''_*}{X_{*\text{рез}}} \cdot I_6$ , кА	$\frac{1,07 \cdot 15,6}{1} = 16,7$	$\frac{1,07 \cdot 91,8}{7,25} = 13,5$
$\tau = 0,01 + t_{\text{с.в.отк}}$ , с	0,01 + 0,06 = 0,07	
$k_{\text{уд}}$	1,608	1,37
$T_a$ , с	0,15	0,01
$i_{\text{уд}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{по}}^{(3)}$	$\sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 16,7 = 38$	$\sqrt{2} \cdot 1,37 \cdot 13,5 = 26$
$e^{-\tau/T_a}$	$e^{-0,07/0,15} = 0,62$	$e^{-0,07/0,01} = 0,01$
$i_{\text{ат}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}}^{(3)} \cdot e^{-\tau/T_a}$	$\sqrt{2} \cdot 16,7 \cdot 0,62 = 14,6$	$\sqrt{2} \cdot 13,5 \cdot 0,01 = 0,2$

## 4.2 Выбор основного оборудования и токоведущих частей

### 4.2.1 Выбор выключателей и разъединителей

«Выбор и проверка выключателей производится по следующим условиям:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст.НОМ}},$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р.мах}},$$

$$I_{\text{вкл}} \geq i_y,$$

$$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{п0}},$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}},$$

где  $U_{\text{уст.ном}}$  – номинальное напряжение установленного оборудования, кВ;

$I_{\text{р.мах}}$  – максимальный ток послеаварийного режима, А;

$I_{\text{п0}}$  – периодическая составляющая тока КЗ, кА;

$i_y$  – ударный ток КЗ, кА;

$I_{\text{тер}}^2$  – ток термической стойкости кА;

$t_{\text{тер}}$  – время действия тока термической стойкости, с.;

$B_{\text{к}}$  – импульс квадратичного тока КЗ,  $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ » [21].

«Рабочий ток в нормальном режиме и максимальный в аварийном режиме на стороне 35 кВ» [21]:

$$I_{\text{р}} = \frac{S_{\text{н.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном ВН}}},$$

$$I_{\text{р}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 264 \text{ А},$$

$$I_{\text{р.мах}} = 1,4 \cdot I_{\text{р}} = 1,4 \cdot 264 = 370 \text{ А}.$$

«Рабочий ток в нормальном режиме и максимальный в аварийном режиме на стороне 6 кВ» [21]:

$$I_{\text{р}} = \frac{S_{\text{н.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном НН}}},$$

$$I_{\text{р}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1468 \text{ А},$$

$$I_{p,\max} = 1,4 \cdot I_p = 1,4 \cdot 1468 = 2055 \text{ A.}$$

Определяются импульсы квадратичного тока КЗ:

$$W_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a), \quad (63)$$

где  $T_a$  – «постоянная затухания аperiodической составляющей, 0,04с.

$t_{\text{отк.}} = 0,16 \div 0,2$  – время действия тока КЗ» [21].

$$W_{k-1} = 16,7^2 \cdot (0,2 + 0,15) = 97,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$W_{k-2} = 13,5^2 \cdot (0,1 + 0,01) = 20,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Параметры и расчетные значения выключателей для проверки сведем в таблицу 17.

Таблица 17 – Выбор выключателей

Расчетные данные		Паспортные данные	
Выключатель ВБУ–35–50/1000 (вакуумный)			
$U_{\text{уст.ном}}, \text{кВ}$	35	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	35
$I_{p,\max}, \text{А}$	370	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	1000
$i_y, \text{кА}$	38,0	$I_{\text{дин}}, \text{кА}$	125
$I_{\text{по}}, \text{кА}$	16,7	$I_{\text{откл}}, \text{кА}$	50
$W_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	97,6	$W_k = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	7500
Выключатель вводной ВВЭ–М–10–31,5/2500 (вакуумный) [6]			
$U_{\text{уст.ном}}, \text{кВ}$	6,0	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	10
$I_{p,\max}, \text{А}$	2055	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	2500
$i_y, \text{кА}$	26,0	$I_{\text{дин}}, \text{кА}$	52
$I_{\text{по}}, \text{кА}$	13,5	$I_{\text{откл}}, \text{кА}$	31,5
$W_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	20,0	$W_k = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	2977

«Выбор и проверка разъединителей производится по следующим условиям:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст.ном}},$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{p,\max},$$

$$I_{\text{пр.скв}} \geq i_y,$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}.$$

Выбирается разъединитель марки РНД3.2–35/1000 У1:

Р – разъединитель;

Н – наружной установки;

Д – двухколонковый;

3.1(2) – один (два) заземляющий нож;

35 – номинальное напряжение, кВ;

1000 – номинальный ток, А;

У1 – климатическое исполнение (умеренный климат) [24]».

Таблица 18 – Выбор разъединителей

Расчетные данные		Паспортные данные	
Разъединитель РНД3.2 –35			
$U_{\text{уст.ном}}, \text{кВ}$	35	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	35
$I_{\text{р.мах}}, \text{А}$	370	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	1000
$i_y, \text{кА}$	38,0	$I_{\text{вкл}}, \text{кА}$	63
$B_{\text{к}} = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_{\text{а}}) \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	97,6	$B_{\text{к}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	1200

#### 4.2.2 Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения

«Трансформатор тока предназначен для понижения первичного тока до стандартной величины и для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Выбор и проверка трансформаторов тока производится по следующим условиям» [26]:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст.ном}},$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р.мах}},$$

$$(k_{\text{тер}} \cdot I_{1\text{ном}})^2 \geq B_{\text{к}},$$

$$Z_{2\text{НОМ}} \geq Z_{2\text{расч}}$$

где  $U_{\text{уст.НОМ}}$  – «номинальное напряжение оборудования;

$I_{\text{р.мах}}$ , – наибольший ток послеаварийного режима;

$k_{\text{тер}}$ , – кратность термической стойкости по каталогу;

$I_{1\text{НОМ}}$  – первичный номинальный ток трансформатора тока;

$V_{\text{к}}$ – импульс квадратичного тока КЗ;

$Z_{2\text{НОМ}}$  – вторичная нагрузка трансформатора тока» [26].

«Для напряжения 35 кВ выбираются одновитковые трансформаторы тока с литой изоляцией ТОЛ–35, а на напряжение 6 кВ ТОЛ–10 и ТШЛК–10. Каталожные данные трансформаторов тока представлены в таблице 19» [26].

Таблица 19 – Выбор трансформаторов тока

Расчетные данные		Паспортные данные	
ТОЛ–35–0,5/Р–500			
$U_{\text{уст.НОМ}}$ , кВ	35	$U_{\text{НОМ}}$ , кВ	35
$I_{\text{р.мах}}$ , А	370	$I_{\text{НОМ}}$ , А	500
$V_{\text{к}}$ , кА <sup>2</sup> · с	97,6	$(k_{\text{тер}} \cdot I_{1\text{НОМ}})^2$ кА <sup>2</sup> · с	4800
$Z_{2\text{расч}}$ , Ом	2,0	$Z_{2\text{НОМ}}$ , Ом	0,3
ТШЛК–10–0,2/0,5/Р–2500 (для вводов) ТОЛ–10–0,2/0,5/Р–300 (для линий)			
$U_{\text{уст.НОМ}}$ , кВ	6	$U_{\text{НОМ}}$ , кВ	10
$I_{\text{р.мах}}$ , А	2055   216	$I_{\text{НОМ}}$ , А	2500   300
$V_{\text{к}}$ , кА <sup>2</sup> · с	20	$(k_{\text{тер}} \cdot I_{1\text{НОМ}})^2$ кА <sup>2</sup> · с	4800
$Z_{2\text{расч}}$ , Ом	0,8	$Z_{2\text{НОМ}}$ , Ом	0,103

Таблица 20 – Данные приборов, присоединенных к трансформаторам тока

Класс напряжения	Наименование прибора	Тип	Класс точности	Потребляемая мощность обмоткой, ВА	
				тока	напряжения
35 кВ	Амперметр	ЩП–120	0,5	0,1	0,1
	Счетчик электрической энергии	МИП «Фотон»	0,5s	0,5	2
6 кВ	Амперметр	ЩП–120	0,5	0,1	0,1
	Счетчик электрической энергии	МИП «Фотон»	0,5s	0,5	2

«Определяется вторичная нагрузка для трансформаторов тока 6 кВ.

Индуктивное сопротивление токовых цепей не велико поэтому принимается следующее допущение» [21]:

$$Z_2 \approx R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{к}}$$

где  $R_{\text{приб}}$  – сопротивление приборов,

$R_{\text{пров}}$  – сопротивление проводов,

$R_{\text{к}}$  – сопротивление контактов (принимают 0,05 Ом)» [26].

$$R_{\text{приб}} = \frac{0,1 + 0,5}{5^2} = 0,024 \text{ Ом.}$$

«Для присоединения измерительных приборов к трансформатору тока используется кабель ВВГнг-LS с медными жилами сечения 4 мм<sup>2</sup>, протяженностью  $L=7$  м, удельное сопротивление медных жил кабелей составляет  $\rho=0,0168$  Ом мм<sup>2</sup>/м» [26],

Сопротивление соединительных проводов:

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot L_{\text{расч}}}{S} = \frac{0,0168 \cdot 7}{4} = 0,0294 \text{ Ом,}$$

$$Z_2 \approx R_2 = 0,024 + 0,0294 + 0,05 = 0,103 \text{ Ом.}$$

«Номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности» [26]:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом,}$$

$$Z_2 = 0,103 \text{ Ом} < Z_{2\text{ном}} = 0,8 \text{ Ом.}$$

«Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или  $100/\sqrt{3}$  В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения» [27].

Трансформаторы напряжения выбираются по условиям:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}},$$

$$S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma}.$$

где  $S_{2\Sigma}$  – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к ТН.

Данные о вторичной нагрузке трансформаторов напряжения заносим в таблицу 21.

Таблица 21 – Данные приборов, присоединенных к ТН

Класс напряжения	Наименование прибора	Тип	Класс точности	Потребляемая мощность обмоткой, ВА		Кол. приборов
				тока	напряжения	
35 кВ	Многофункциональный прибор	ЦМ–120	0,5	0,1	0,1	1
	Счетчик электрической энергии	МИП «Фотон»	0,5s	0,5	2	1
	Вольтметр	ЩП–120	0,5	0,1	0,1	2
6 кВ	Многофункциональный прибор	ЦМ–120	0,5	0,1	0,1	1
	Счетчик электрической энергии	МИП «Фотон»	0,5s	0,5	2	4
	Вольтметр	ЩП–120	0,5	0,1	0,1	2

Каталожные данные трансформатора напряжения представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Каталожные данные трансформаторов напряжения

Тип	Номинальный коэффициент трансформации	Номинальная мощность в классах точности, ВА			Предельная мощность, ВА
		0,2	0,5	3Р	
ЗНОЛ–35	$\frac{35000}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}}$	20	60	120	600
ЗНОЛ.06–10	$10000 / 100 / \frac{100}{3}$	50	75	200	400

«Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель ВВГнг–LS с жилами сечения 2,5 мм<sup>2</sup>, по условию механической прочности» [26]:

$$S_{2\Sigma 35кВ} = 3 \cdot (0,1 + 2 \cdot 1 + 0,1 \cdot 2) = 11 \text{ ВА}$$

$$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ} = U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ},$$

$$60 \text{ ВА} > 11 \text{ ВА},$$

$$S_{2\Sigma 10кВ} = 3 \cdot (0,1 + 2 \cdot 4 + 0,1 \cdot 2) = 24,9 \text{ ВА}$$

$$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ} = U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ},$$

$$75 \text{ ВА} > 24,9 \text{ ВА}.$$

#### 4.2.3 Выбор токоведущих частей на напряжение 6 кВ

«Принимаются шины прямоугольного сечения, медные шины (100×10) мм» [27].

$$I_{\text{доп}} = 2310 \text{ А} > I_{\text{р.мах}} = 2055 \text{ А}.$$

«Проверка сборных шин на термическую стойкость

Определяется минимальное сечение шин, отвечающее требованию его термической стойкости при КЗ по формуле» [27]:

$$q_{\text{эк}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}, \quad (64)$$

где  $B_{\text{к}}$  – «импульс квадратичного тока КЗ, А с<sup>2</sup>;

$C$  – функция, для медных жестких шин 170 А · с<sup>2</sup>/мм» [27].

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{20 \cdot 10^6}}{170} = 26 \text{ мм}^2.$$

«Минимальное сечение шин меньше выбранного сечения, следовательно, шины термически стойки.

Проверим шины на механическую прочность по условию:

Наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ,  $f^{(3)}$ , Н · м определяется по формуле» [27]:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y2}^2}{a}, \quad (65)$$

где  $i_{y2}$  – «ударный ток в точке К–2, на шинах 6 кВ;

$a$  – расстояние между фазами шин, м» [27].

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(26 \cdot 10^3)^2}{0,3} = 390 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

Изгибающий момент Н м, определяется по формуле [27]:

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10}, \quad (66)$$

$$M = \frac{390 \cdot 1^2}{10} = 39 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

Напряжение в материале шины, МПа, определяется по формуле [27]:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W}, \quad (67)$$

где  $W$  – момент сопротивления шины,  $\text{м}^3$ ,

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{10 \cdot 100^2}{6} = 16667 \text{ мм}^3 = 16,7 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3,$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{16,7}{39} = 0,43 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{\text{расч}} = 0,43 \text{ МПа} < \sigma_{\text{доп}} = 120 \text{ МПа}.$$

Поэтому шины механически прочны.

Выводы по разделу.

В четвёртом разделе ВКР проведен расчет токов короткого замыкания, ударных токов и термической прочности на напряжениях 35 кВ и 6 кВ.

Выбрано высоковольтное коммутационное оборудование (выключатели, разъединители), измерительное оборудование трансформаторы тока и напряжения на сторонах напряжениях 35 кВ и 6 кВ.

Все принятое к рассмотрению оборудование проверено на термическую стойкость.

## 5 Расчет молниезащиты ГПП

Молниезащита является важным элементом обеспечения надежности и безопасности работы электрических подстанций. В условиях непредсказуемых атмосферных явлений, молния может стать серьезной угрозой для оборудования, приводя к его повреждениям и сбоям в электроснабжении. Поэтому проектирование эффективной системы молниезащиты становится необходимым шагом для защиты энергетических объектов.

В данном разделе будет рассмотрен процесс расчета молниезащиты для ГПП 35/6 кВ, включающий в себя анализ зон ответственности, определение класса молниезащиты, а также выбор методов защиты. Будут оценены такие аспекты, как высота и расположение молниеприемников, эффективность заземляющих устройств и влияние внешних факторов, таких как климатические условия и специфика расположения подстанции.

Кроме того, внимание будет уделено современным методам и технологиям молниезащиты, что позволит обеспечить соответствие проектируемой системы современным стандартам и требованиям. Основываясь на проведенных расчетах и анализах, будут выработаны рекомендации по оптимизации защиты оборудования и повышению устойчивости к воздействию молнии.

Результаты расчетов молниезащиты послужат основой для разработки надежной системы защиты ГПП 35/6 кВ, что обеспечит безопасность эксплуатации оборудования и стабильность электроснабжения, минимизируя риски аварийных ситуаций и финансовых потерь.

«От прямых ударов молнии данную подстанцию защищаем стержневыми молниеотводами.

Исходными данными для расчёта молниезащиты являются:

- размеры подстанции (38x38) м;
- высота самой высокой точки подстанции  $h_x = 5,5$  м;

– высота молниеотводов  $h = 20$  м.

Молниезащита выполняется двумя молниеотводами, расположенными на земле.

Активная высота молниеотвода» [8]:

$$h_a = h - h_x = 20 - 5,5 = 14,5 \text{ м.}$$

«Расчёт зоны защиты на уровне самой высокой точки подстанции определяется по формуле» [8]:

$$r_x = 1,5 \cdot \left( h - \frac{h_x}{0,92} \right), \quad (68)$$

где  $r_x$  – радиус защиты одного из молниеотводов.

$$r_x = 1,5 \cdot \left( 20 - \frac{5,5}{0,92} \right) = 21 \text{ м.}$$

«Расчёт зоны защиты на уровне земли определим по формуле» [8]:

$$r_0 = 1,5 \cdot h, \quad (69)$$

$$r_0 = 1,5 \cdot 20 = 30,0 \text{ м.}$$

Расчёт высоты до молниеприёмника:

$$h_o = 0,85 \cdot h, \quad (70)$$

$$h_o = 0,92 \cdot 20 = 18,4 \text{ м}$$

«Данные молниеотводы установлены на расстоянии 3 метра от ограждения. Тогда расчётное расстояние между молниеотводами составит» [8]:

$$L = \sqrt{35^2 + 35^2} = 49,5 \text{ м.}$$

Середина расстояния между молниеотводами на высоте при  $L > h$  равна:

$$h_c = h_0 - 0,14 \cdot (L - 1,5h), \quad (71)$$

$$h_c = 18,4 - 0,14 \cdot (49,5 - 1,5 \cdot 20) = 15,7 \text{ м.}$$

$$r_{cx} = r_0 \cdot \frac{h_c - h_x}{h_c}, \quad (72)$$

$$r_{cx} = 30 \cdot \frac{15,7 - 5,5}{15,7} = 19,5 \text{ м.}$$

$$r_c = r_0 = 30,0 \text{ м.}$$

Установленный анализ зон защиты подтвердил, что предложенная система молниезащиты обеспечивает надежное покрытие всех критически важных элементов ГПП, что существенно снижает вероятность возникновения аварийных ситуаций.

Выводы по разделу.

В пятом разделе ВКР произведен расчет молниезащиты ГПП 35/6 кВ завода нефтяного оборудования. Рассчитанные параметры молниезащиты, включая высоту и расположение молниеприемников, а также характеристики заземляющих устройств, позволили определить оптимальные решения для минимизации рисков повреждений от ударов молний. Результаты расчетов молниезащиты для ГПП 35/6 кВ подтверждают важность комплексного подхода к проектированию систем защиты от молний. Правильное применение полученных данных обеспечит безопасность эксплуатации подстанции, стабильность электроснабжения и минимизацию рисков финансовых потерь, связанных с повреждениями оборудования.

## 6 Расчет заземления ГПП

Заземление является ключевым элементом в системе безопасности электрических подстанций. Правильная организация заземления обеспечивает защиту оборудования и персонала от опасных токов, возникающих в результате коротких замыканий, молний и других аварийных ситуаций. Эффективная система заземления способствует также снижению помех в работе оборудования и повышению надежности электроснабжения.

В данном разделе будет рассмотрен процесс расчета заземления для ГПП 35/6 кВ. Основное внимание будет уделено определению сопротивления заземляющих устройств, выбору их конструкции и материалов, а также анализу факторов, влияющих на эффективность заземления, таких как тип грунта, глубина заложения и геометрия заземляющих электродов.

Кроме того, будут рассмотрены нормативные требования и рекомендации по проектированию систем заземления, что поможет обеспечить соответствие современным стандартам безопасности и эффективности. Проведенные расчеты и анализы позволят определить оптимальные решения для обеспечения надежной защиты подстанции и ее оборудования.

Результаты данного раздела будут служить основой для проектирования системы заземления ГПП 35/6 кВ, что, в свою очередь, обеспечит безопасность эксплуатации, минимизирует риски аварийных ситуаций и повысит общую устойчивость электроснабжения.

«Заземляющее устройство выполним в виде контура из полосы 40х4 мм, проложенной на глубине  $t = 0,7$  м вокруг оборудования подстанции на расстоянии 2 м от внутренней стороны ограды.

Исходными данными для расчёта заземляющего устройства являются:

- площадь подстанции равная  $S = 38 \times 38 = 1444 \text{ м}^2$ ;
- $\rho_1$  – удельное сопротивление верхнего слоя грунта равное  $75 \text{ Ом}\cdot\text{м}$  [7];
- $\rho_2$  – удельное сопротивление нижнего слоя грунта равное  $90 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ;

- $h$  – толщина верхнего слоя равная 0,85 метра;
- $I_k$  – ток замыкания на землю на стороне 35 кВ, составляет  $I_3 = 8$  А, на стороне 6 кВ –  $I_3 = 25$  А;
- общая длина полосы  $l = 144$  м;
- естественных заземлителей нет.

Сопротивление заземляющего устройства для установок 10–35 кВ при использовании его одновременно для установки собственных нужд напряжением до 1 кВ согласно [23] должно быть:

- для сети с незаземленной нейтралью:

$$R_3 \leq \frac{250}{I_3}, \quad (73)$$

$$R_3 \leq \frac{250}{8} = 15,6 \text{ Ом.}$$

- для сети с изолированной нейтралью:

$$R_3 \leq \frac{125}{I_3}, \quad (74)$$

$$R_3 \leq \frac{125}{25} = 5 \text{ Ом.}$$

«Сопротивление заземляющего устройства нейтрали трансформатора на стороне 0,4 кВ согласно ПУЭ должно быть не более 4 Ом» [23].

Таким образом, последнее требование является определяющим для расчета:

$$R_3 \leq 4 \text{ Ом.}$$

Сопротивление заземляющей полосы [23]:

$$r_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{расч.г}}}{l} \cdot \lg \frac{2l^2}{b \cdot t}, \quad (75)$$

где  $k_c$  – «коэффициент сезонности, учитывающий промерзание и просыхание грунта» [23].

«В средних климатических зонах (вторая и третья) для вертикальных электродов длиной 3 – 5 м  $k_c = 1,45 \div 1,15$ , для горизонтальных длиной 10 – 15 м  $k_c = 3,5 \div 2,0$ » [23].

$$\rho_{\text{расч.г}} = 3,5 \cdot 150 = 525 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$\rho_{\text{расч.в}} = 1,25 \cdot 90 = 112,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

$$r_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot 525}{144} \cdot \lg \frac{2 \cdot 144^2}{40 \cdot 10^{-3} \cdot 0,7} = 8,23 \text{ Ом}.$$

«Предварительно принимая в контуре 20 вертикальных заземлителей для отношения расстояния между заземлителями к их длине  $a/l = 1$  находим по» [23] коэффициент использования полосы  $\eta_{\Gamma} = 0,27$ , в контуре из 20 вертикальных заземлителей.

Определяется сопротивление полосы в контуре по формуле:

$$R_{\Gamma} = \frac{r_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}} = \frac{8,23}{0,27} = 30,5 \text{ Ом}. \quad (76)$$

Необходимое сопротивление вертикальных заземлителей рассчитывается по формуле:

$$R_B = \frac{R_{\Gamma} \cdot R_3}{R_{\Gamma} - R_3}, \quad (77)$$

$$R_B = \frac{30,5 \cdot 4}{30,5 - 4} = 4,6 \text{ Ом}.$$

«Определяется сопротивление одного вертикального заземлителя (стержня длиной 2 м, диаметром 16 мм) по формуле» [23]:

$$r_B = \frac{\rho_{\text{расч.в}}}{2\pi l} \cdot \left( \ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+1}{4t-1} \right), \quad (78)$$

где  $d$  – диаметр стержня;

$l$  – длина стержня;

$t$  – глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины заземлителя.

$$r_B = \frac{112,5}{2 \cdot 3,14 \cdot 2} \left( \lg \frac{2 \cdot 2}{16 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 1,7 + 2}{4 \cdot 1,7 - 2} \right) = 52,2 \text{ Ом.}$$

Определяется количество вертикальных заземлителей:

$$n_B = \frac{r_B}{R_B \cdot \eta_B}, \quad (79)$$

где  $\eta_B$  – коэффициент использования вертикальных заземлителей [23].

$$n_B = \frac{52,2}{4,6 \cdot 0,57} = 19,9.$$

Принимаем в контуре 20 вертикальных заземлителей.

Выводы по разделу.

В результате проведенного расчета заземления ГПП 35/6 кВ достигнуты важные выводы, касающиеся обеспечения надежности и безопасности эксплуатации электроустановок. Проведенные расчеты показали, что разработанная система заземления обеспечивает необходимое сопротивление, что в свою очередь гарантирует эффективное отведение токов короткого замыкания и защиту оборудования от повреждений. Проанализированы ключевые факторы, влияющие на эффективность заземления, такие как тип

грунта, глубина заложения заземляющих электродов и их конфигурация. Эти данные позволили оптимизировать проектируемую систему, учитывая специфику условий эксплуатации. Расчеты и проектирование системы заземления выполнены в соответствии с действующими нормативными документами, что подтверждает соответствие разработанных решений современным требованиям безопасности.

Горизонтальный заземлитель представляет собой полосы 40х4 мм, проложенной на глубине  $t = 0,7$  м вокруг оборудования подстанции на расстоянии 2 от внутренней стороны ограды. В качестве вертикальных заземлителей приняты 20 стержней длиной 2 м, диаметром 16 мм.

Эффективная система заземления не только повышает безопасность эксплуатации подстанции, но и минимизирует риски аварийных ситуаций, что является залогом стабильности и надежности электроснабжения. Эти выводы послужат основой для успешной реализации проектных решений и повышения общей надежности электроэнергетической инфраструктуры.

## Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы по проектированию системы электроснабжения предприятия завода нефтяного оборудования были проведены комплексные исследования и разработки, направленные на обеспечение надежного и эффективного электроснабжения.

В процессе расчета электрических нагрузок предприятия были детально проанализированы все электроприемники и их режимы работы, что позволило получить полное представление о потребностях в электроэнергии. Оценка нагрузок включала как номинальные значения, так и расчетные пиковые нагрузки, что критически важно для обеспечения надежности и устойчивости электроснабжения.

Построение картограммы и определение центра электрических нагрузок являются важными инструментами для анализа и оптимизации систем электроснабжения.

Проведен расчет числа и мощности цеховых трансформаторов. Так как на вспомогательных цехах и зданиях плотность нагрузки на порядок меньше, чем в основных производственных помещениях, поэтому присоединим их к трансформаторам соседних основных цехов. ТП размещаем в цехах с наибольшей нагрузкой в: цехе автомобильных поршней, литейном корпусе, блоке механических цехов и на складе готовой продукции.

Проведен расчет и выбор компенсирующих устройств для цеховых трансформаторов. Определены потери цеховых трансформаторов.

В качестве питающих линий 6 кВ выбраны кабели АПвП различных сечений.

Выбраны КТП цеха и оборудование в них.

Для электроснабжения ДСП применяется к установке печной трансформатор типа ЭТДЦП–4000/6.

Расчет питающих сетей напряжением до 1000 В является важным шагом в проектировании систем электроснабжения, обеспечивающим надежное и

безопасное распределение электроэнергии. Правильный подход к расчету нагрузок, выбору сечений проводов и средств защиты позволяет создать эффективную и экономически оправданную систему электроснабжения, соответствующую современным требованиям. Результаты расчетов могут служить основой для последующего проектирования и модернизации электросетевого оборудования на предприятии.

Проведен расчет полной мощности на шинах ГПП, на основании которой определены число и мощность силовых трансформаторов. К установки приняты два трансформатора типа ТДНС– 16000/35.

Для электроснабжения предприятия принят провод АС–150/24.

Схема соединений ГПП на стороне 35 кВ принимается типовая 5Н «мостик» с выключателями. На стороне РУ НН 6 кВ выбирается типовая схема 9 с одной секционированной выключателем системой шин.

Распределительная сеть завода выполнена СПЭ кабелями марки 3×АПвП1×70. Питание цехов осуществляется от КТП производства ОАО «Самарский завод «Электроштит».

Рассчитаны токи коротких замыканий. Выбрано высоковольтное электрооборудование внешней и внутренней сети в соответствии с существующими методиками: вакуумные выключатели марки ВБУ–35–50/1000 и ВВЭ–М–10–31,5.

Произведен расчет молниезащиты ГПП 35/6 кВ завода нефтяного оборудования. Рассчитанные параметры молниезащиты, включая высоту и расположение молниеприемников, а также характеристики заземляющих устройств, позволили определить оптимальные решения для минимизации рисков повреждений от ударов молний. Результаты расчетов молниезащиты для ГПП 35/6 кВ подтверждают важность комплексного подхода к проектированию систем защиты от молний. Правильное применение полученных данных обеспечит безопасность эксплуатации подстанции, стабильность электроснабжения и минимизацию рисков финансовых потерь, связанных с повреждениями оборудования.

В результате проведенного расчета заземления ГПП 35/6 кВ достигнуты важные выводы, касающиеся обеспечения надежности и безопасности эксплуатации электроустановок. Проведенные расчеты показали, что разработанная система заземления обеспечивает необходимое сопротивление, что в свою очередь гарантирует эффективное отведение токов короткого замыкания и защиту оборудования от повреждений. Проанализированы ключевые факторы, влияющие на эффективность заземления, такие как тип грунта, глубина заложения заземляющих электродов и их конфигурация. Эти данные позволили оптимизировать проектируемую систему, учитывая специфику условий эксплуатации. Расчеты и проектирование системы заземления выполнены в соответствии с действующими нормативными документами, что подтверждает соответствие разработанных решений современным требованиям безопасности.

Горизонтальный заземлитель представляет собой полосы 40x4 мм, проложенной на глубине  $t = 0,7$  м вокруг оборудования подстанции на расстоянии 2 от внутренней стороны ограды. В качестве вертикальных заземлителей приняты 20 стержней длиной 2 м, диаметром 16 мм.

Эффективная система заземления не только повышает безопасность эксплуатации подстанции, но и минимизирует риски аварийных ситуаций, что является залогом стабильности и надежности электроснабжения. Эти выводы послужат основой для успешной реализации проектных решений и повышения общей надежности электроэнергетической инфраструктуры.

## Список используемых источников

1. Автоматические выключатели серия «Электрон». URL: [http://www.kontak-tor.ru/auto\\_breakers/detail\\_page.php?ID=201](http://www.kontak-tor.ru/auto_breakers/detail_page.php?ID=201) (дата обращения 10.09.2024 г.)
2. Бирюлин В.И., Куделина Д.В. Электроснабжение промышленных и гражданских объектов. Вологда. Инфра-Инженерия, 2022. 204 с.
3. Бойчук В. С., Куксин А. В. Электрооборудование энергетических систем. Вологда. Инфра-Инженерия, 2021. 268 с.
4. Вахнина В.В. Проектирование систем электроснабжения : электрон. учеб.–метод. пособие. Тольятти: Изд–во ТГУ, 2016. 78 с. URL: <https://dspace.tltsu.ru/handle/123456789/2976> (дата обращения: 10.09.2024).
5. Вахнина В.В. Системы электроснабжения : электрон. учеб.–метод. пособие. Тольятти: Изд–во ТГУ, 2015. 46 с. URL: <https://dspace.tltsu.ru/handle/123456789/2943> (дата обращения: 10.09.2024).
6. Вакуумные выключатели типа ВВЭ. URL: <http://www.konstalin.ru/?star-tid=3&id=161> (дата обращения 10.09.2024 г.)
7. ГОСТ 19912–2001. Грунты. Методы полевых испытаний статическим и динамическим зондированием // Консультант плюс: справочно-правовая система
8. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. СО 153–343.21.122–2003 // Консультант плюс: справочно-правовая система
9. Комплектные конденсаторные установки от 0,4 до 10 кВ. URL: [http://slavenergo.ru/kondensatornaja\\_ustanovka](http://slavenergo.ru/kondensatornaja_ustanovka) (дата обращения 15.09.2024 г.)
10. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов. М.: Академия, 2021. 400 с.
11. Куксин А.В. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие. Вологда.: Инфра-Инженерия, 2021. 156 с.

12. Малафеев А. В., Панова Е. А., Варганова А. В. Проектирование электрической части понизительных подстанций промышленного предприятия. Вологда.: Инфра-Инженерия, 2022. 312 с.

13. Марков В.С. Главные электрические схемы и схемы питания собственных нужд электростанций и подстанций. 2-е изд. Вологда.: Инфра-Инженерия, 2024. 192 с.

14. М788–1069 – Справочные данные по расчетным коэффициентам электрических нагрузок // Консультант плюс: справочно-правовая система

15. Немировский А. Е., Сергиевская И. Ю., Крепышева Л. Ю. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций. Вологда : Инфра-Инженерия, 2023. 176 с.

16. Патшин Н.Т. Проектирование электроснабжения. Вологда : Инфра-Инженерия, 2024. 680 с.

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

18. РД 153–34.0–20.527–98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования // Консультант плюс: справочно-правовая система

19. РТМ 36.18.32.4–92. Указания по расчету электрических нагрузок // Консультант плюс: справочно-правовая система

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

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

22. СП 440.1325800.2018 Проектирование естественного и искусственного освещения // Консультант плюс: справочно-правовая система

23. СТО 56947007–29.130.15.114–2012 РУ по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6–750 кВ. ОАО ФСК ЕЭС. 2012. 63 с.

24. Таваров С.Ш. Проектирование и надежность электротехнических систем напряжением до 1000 В. Вологда : Инфра-инженерия, 2024. 164 с.

25. Технические характеристики силового трансформатора ТДНС-16000/35. URL: <https://powertrans.nt-rt.ru/images/manuals/tdns-16000-35.pdf?ysclid=m1lupz1th1558366489> (дата обращения 10.09.2024)

26. Фризен В.Э., Назаров С.Л. Расчет и выбор электрооборудования низковольтных распределительных сетей промышленных предприятий. Екатеринбург: Издательство Уральского университета, 2021. 184 с.

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