

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 Проектирование системы электроснабжения предприятия по производству газосиликатных строительных материалов

Обучающийся

О.И. Макухина

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., О.В. Самолина

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

Тольятти 2023

## Аннотация

В выпускной квалификационной работе проведена разработка проекта системы электроснабжения предприятия по производству газосиликатных блоков.

Ключевым вопросом выпускной работы является разработка системы электроснабжения, с оптимизированными параметрами и требуемой надежностью.

Целью бакалаврской работы является разработка проекта системы электроснабжения предприятия по производству газосиликатных блоков. Для этого необходимо проанализировать электроприемники исследуемого предприятия, выполнить расчет электрических нагрузок, рассчитать и выбрать силовые трансформаторы, электрооборудование высокого и низкого уровней напряжения, оценить необходимость проведения мероприятий по компенсации реактивной мощности, определить основные параметры главной понижающей подстанции, определиться со схемой электроснабжения, рассчитать токи короткого замыкания, подобрать электрооборудование и проверить его на электродинамическую стойкость.

Данная работа актуальна не только для предприятия по выпуску газосиликатных блоков, но и других аналогичных по назначению объектов.

Данная ВКР содержит пояснительную записку объемом 50 страниц, дополняемую 5 таблицами, 1 рисунком, а также 6 чертежами формата А1.

## Содержание

Введение .....	4
1 Анализ системы электроснабжения предприятия .....	6
1.1 Краткое описание предприятия .....	6
1.2 Структура электропотребления предприятия .....	8
1.3 Высоковольтные электропотребители .....	9
2 Проектирование системы электроснабжения предприятия по выпуску газосиликатных блоков .....	10
2.1 Расчет и выбор цеховых трансформаторных подстанций .....	10
2.2 Расчет и выбор трансформаторов главной понизительной подстанции ....	15
2.3 Построение картограммы нагрузок. Выбор места расположения ГПП .....	18
2.4 Выбор схемы электроснабжения предприятия .....	22
2.5 Расчет токов короткого замыкания .....	26
2.6 Расчет и выбор электрооборудования трансформаторных пунктов .....	35
2.7 Релейная защита цеховых трансформаторов .....	44
2.8 Электрические измерения и учет электрической энергии .....	48
3 Безопасность и экологичность проектируемой системы электроснабжения ...	53
3.1 Электромагнитные поля .....	53
3.2 Электробезопасность .....	55
3.3 Мероприятия по охране окружающей среды .....	58
Заключение .....	61
Список используемых источников .....	63

## Введение

Цель настоящей выпускной работы бакалавра заключается в разработке весьма эффективной и инновационной системы электроснабжения, предназначенной для применения на предприятии, специализирующемся в производстве газосиликатных блоков. В ходе анализа и проектирования данной системы электроснабжения необходимо уделить особое внимание ключевому моменту – обеспечению всестороннего и централизованного энергоснабжения, которое охватывает всех потребителей электроэнергии. Это фундаментальное требование предполагает не только непосредственное удовлетворение текущих потребностей, но и глубокий анализ и учет перспективного развития данной системы в долгосрочной перспективе, с учетом возможных изменений в энергетической потребности, технологических инноваций и экономических факторов, что, в свою очередь, требует тщательного планирования и гибкости в адаптации системы к будущим вызовам и требованиям растущего и развивающегося общества. Кроме того, не менее важным аспектом является обеспечение высокого качества электроэнергии, которое включает в себя соблюдение строгих требований экологической безопасности [28].

В рамках данной работы подробно исследуются и анализируются различные ключевые аспекты проектирования системы электроснабжения предприятия. Этот анализ включает в себя расчет электрических нагрузок, выбор оптимального количества и мощности трансформаторов, компенсацию реактивной мощности, а также тщательное технико–экономическое сравнение различных схем электроснабжения. Более того, в рамках данной работы выполняются сложные расчеты токов короткого замыкания, осуществляется выбор оптимального оборудования и определение необходимого сечения сетей напряжением свыше 1000 Вольт. Процесс работы также включает в себя расчет показателей качества поставляемой электроэнергии, проведение измерений

электрических величин на предприятии, а также разработку комплекса мероприятий, направленных на обеспечение высокого уровня экологической и технической безопасности для оборудования главной подстанции напряжением 110/10 кВ [26].

Для обеспечения надежности функционирования системы электроснабжения были предусмотрены комплексные защитные меры, которые устанавливаются на трансформаторах и отходящих линиях. Подробно произведены расчеты уровней напряжения на шинах цеховых трансформаторных подстанций. Особое внимание уделяется аспектам передачи электроэнергии, электрическим измерениям и учету электроэнергии, а также проблематике безопасности и экологической безопасности данного проекта. В результате данная работа охватывает «все неотъемлемые аспекты проектирования системы электроснабжения промышленного предприятия, включая создание высокоэффективной понижающей подстанции и цеховых подстанций, используя при этом серийно выпускаемое высокотехнологичное электрооборудование» [24].

# **1 Анализ системы электроснабжения предприятия**

## **1.1 Краткое описание предприятия**

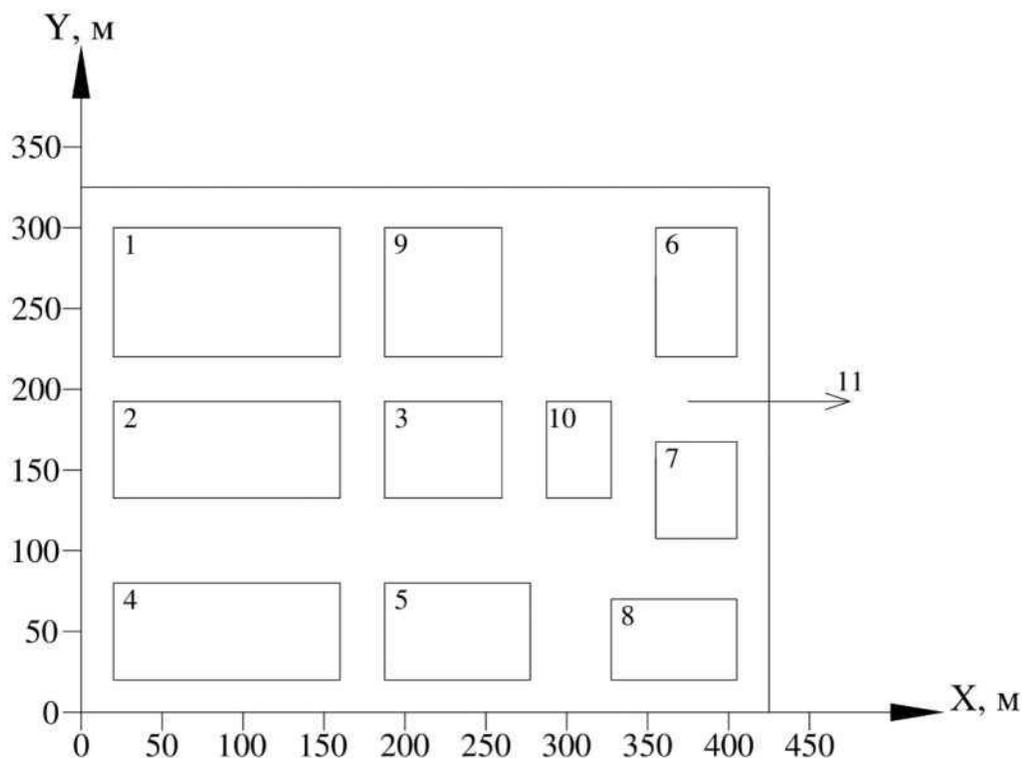
Для изготовления газосиликатных блоков используются естественные материалы, включая цемент, песок, известь, гипс и воду, которые, в свою очередь, тщательно смешиваются с алюминиевой пудрой, выполняющей функцию газообразователя и создающей необходимую структуру смеси.

Благодаря этому блоки из газосиликата получаются крепкими и долговечными. В результате интенсивной химической реакции образуется силикатная пена. Из нее формуют крупные блоки. Затем подвергают их обработке паром под высоким давлением в специальном оборудовании – автоклаве.

Производимая продукция не только соответствует международным стандартам качества, что регулярно подтверждается проведением аудитов со стороны аккредитованных сертифицирующих органов, но и подчиняется строгой системе управления качеством, которая получила сертификацию в соответствии с международным стандартом, гарантируя тем самым надежность и стабильность производства.

Электроэнергия поступает на предприятие через основную понижающую подстанцию, которая в свою очередь подключена к двум воздушным линиям электропередачи, обеспечивая стабильное и эффективное энергоснабжение. Распределение электроэнергии между производственными потребителями осуществляется посредством 10 кВ кабельных линий, исходящих от трансформаторных подстанций, расположенных в различных цехах предприятия, обеспечивая тем самым надежную подачу энергии на все уровни производства.

Следует отметить, что данный завод, рисунок 1, таблица 1, размещен в зоне умеренного климата, где окружающая среда подвергается постоянному наблюдению и контролю, поддерживая тем самым стандарты нормального экологического состояния.



1 – цех автоклавной обработки; 2 – цех ячеисто-бетонной смеси; 3 – цех формирования; 4 – цех дробления; 5 – склад сырья; 6 – обрабатывающий цех; 7 – ремонтно-механический цех; 8 – администрация; 9 – цех упаковки; 10 – цех резки; 11 – точка ввода энергии

Рисунок 1 – Примерное расположение основных цехов предприятия

Таблица 1 – Активные мощности цехов предприятия

Наименование цеха	Категория цеха	$P_p$ , кВт
Цех №1	II	1900
Цех №9	III	200
Итого:		2100

## Продолжение таблицы 1

Наименование цеха	Категория цеха	$P_p$ , кВт
Цех №2	II	1800
Цех №3	II	1750
Цех №10	III	150
Итого:		1900
Цех №4	II–III	1450
Цех №5	III	100
Итого:		1550
Цех №6	II–III	1250
Цех №7	II–III	140
Цех №8	III	100
Итого:		1490

### 1.2 Структура электропотребления предприятия

Стабильность электроснабжения, фундаментальный аспект функционирования технических систем, исследуется с учетом организации электрических систем и детального рассмотрения степени резервирования основных компонентов, включая линии электропередачи, трансформаторы и различные электрические устройства. Предприятие функционирует в течение двух смен, что предоставляет дополнительные аспекты для анализа непрерывности электроснабжения. Множество потребителей данного предприятия классифицируются как II и III категории по уровню непрерывности электропоставки, что обуславливает необходимость более тщательного исследования их электроснабжения и резервирования.

«Среди ключевых нагрузок, требующих особого внимания и анализа, выделяются пожарные насосы, неотъемлемо связанные с поддержанием непрерывности технологических процессов, аварийное освещение, необходимое в случае возникновения чрезвычайных ситуаций, а также системы связи и сигнализации, играющие важную роль в обеспечении безопасности производства

и обслуживания» [29]. Система электрического освещения внутри цехов функционирует на однофазном напряжении 220 В, исследуемые светильники строго и равномерно распределены по трем фазам внутри сети цеха, что способствует уменьшению пульсации и асимметрии напряжения, обеспечивая более стабильное и эффективное электроснабжение внутри предприятия.

### 1.3 Высоковольтные электропотребители

Согласно существующего технологического процесса, реализованного на предприятии, применяются высоковольтные электрические двигатели в цехе дробления (см. таблицу 2)

Таблица 2 – Высоковольтные потребители предприятия

Наименование цеха	Количество, тип двигателя	Мощность, кВт	Частота вращения, об/мин	КПД, %	cosφ
Цех №4	2×А–400–10–1500 У3	400	1500	95,5	0,9

Выводы.

В данном разделе проведен анализ системы электроснабжения предприятия, определены низковольтные и высоковольтные потребители электроэнергии. Большинство потребителей данного предприятия классифицируются как II и III категории по уровню непрерывности подачи энергии. Суммарная активная мощность установленных на предприятии электроприемников составила 1490 кВт.

## 2 Проектирование системы электроснабжения предприятия по выпуску газосиликатных блоков

### 2.1 Расчет и выбор цеховых трансформаторных подстанций

Рассчитаем «цеховые нагрузки по установленной мощности и коэффициенту спроса, используя формулу (1) для определения активной расчетной мощности, формулу (2) для определения реактивной мощности и формулу (3) для определения полной мощности приемников электрической энергии» [8]:

$$P_p = K_c \cdot P_{\text{ном}}, \quad (1)$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2)$$

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

где « $K_c$  – коэффициент спроса, справочная величина» [8];

« $\operatorname{tg} \varphi$  – определяется от  $\cos \varphi$ , справочная величина» [8].

Результат расчета по цехам предприятия сведен в таблицу 3.

Таблица 3 – Цеховые нагрузки

№ цеха	$P_p$ , кВт	$\cos \varphi$	$Q_p$ , квар	$S_p$ , кВА
1	1900	0,88	1025,511	2159,091
2	1800	0,92	766,797	1956,522
3	1750	0,85	1084,553	2058,824
4	1450	0,82	1012,106	1768,293
5	100	0,93	39,523	107,527
6	1250	0,84	807,42	1488,095
7	140	0,88	75,564	159,091
8	100	0,86	59,337	116,279

Продолжение таблицы 3

№ цеха	P <sub>p</sub> , кВт	cosφ	Q <sub>p</sub> , квар	S <sub>p</sub> , кВА
9	200	0,88	107,949	227,273
10	150	0,85	92,962	176,471

Принимаем к расчету трансформаторы типа ТМГ, изготовленные компанией «Электроцит» в городе Самара. Эти масляные трансформаторы, имеющие класс напряжения 10/0,4 кВ, соответствуют стандартам, установленным ведущими организациями и надзорными органами в отрасли электроэнергетики.

Основным и выдающимся преимуществом трансформаторов ТМГ является их способность функционировать в течение 25 лет без необходимости постоянного контроля и обслуживания со стороны персонала. Не требуется регулярное добавление масла, проведение профилактических работ или испытаний состояния масла и прочих видов технического обслуживания, что делает их экономически выгодными и удобными в использовании.

Трансформаторы ТМГ оснащены герметичными баками без использования расширителей, что исключает возможность контакта масла с внешней атмосферой. Этот факт, в свою очередь, предотвращает увлажнение, окисление и образование осадка внутри трансформатора, обеспечивая при этом стабильные диэлектрические характеристики масла на протяжении всего срока службы трансформатора.

«Требуемая мощность трансформатора» [1]:

$$S \geq \frac{S_{p\text{ГПП}}}{n \cdot K_3} \quad (4)$$

«Коэффициенты загрузки» [1]:

$$K_{з.ф.} = \frac{S_p}{n \cdot S_{ном.т.}} \quad (5)$$

Результаты расчета сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Результаты расчета цеховых трансформаторов

№ КТП	Наименование цеха	Категория цеха	P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> , квар	S, кВА	к <sub>з</sub>	пэ, шт.	S <sub>р.т</sub> , кВА	S <sub>ном</sub> , кВА	к <sub>з.ф</sub>
1	Цех №1	II	1900	1025,511	2159,091	0,7	2	1704,5 45	2500	0,477
	Цех №9	III	200	107,949	227,273	0,8				
	Итого:			2100	1133,46	2386,364				
2	Цех №2	II	1800	766,797	1956,522	0,7	2	1397,5	1600	0,611
3	Цех №3	II	1750	1084,553	2058,824	0,7	2	1596,6 39	1600	0,699
	Цех №10	III	150	92,962	176,471	0,8				
	Итого:			1900	1177,514	2235,294				
4	Цех №4	II–III	1450	1012,106	1768,293	0,75	2	1248,7 19	1600	0,585
	Цех №5	III	100	39,523	107,527	0,8				
	Итого:			1550	1051,629	1873,078				
5	Цех №6	II–III	1250	807,42	1488,095	0,75	2	1175,3 14	1250	0,705
	Цех №7	II–III	140	75,564	159,091	0,8				
	Цех №8	III	100	59,337	116,279	0,8				
	Итого:			1490	942,321	1762,971				

Рассмотрим компенсацию реактивной мощности на стороне низкого напряжения.

«Компенсация реактивной мощности (КРМ) занимает значительное место в процессе разработки системы электроснабжения промышленных предприятий. Эта процедура, сочетаемая с улучшением качества электроэнергии в промышленных сетях, представляет собой ключевой метод сокращения потерь энергии.

Расчет общей мощности конденсаторных установок с напряжением до 1000 В осуществляется с использованием упрощенного метода КРМ» [18]. Формулы для расчета представлены ниже.

Суммарная реактивная мощность  $Q_{н.к.}$ , квар, определяется

$$Q_{н.к.} = Q_{н.к1} + Q_{н.к2} \quad (6)$$

где  $Q_{н.к.1}$  – расчетная мощность конденсаторной батареи (КБ), квар (формула 7);

$Q_{н.к.2}$  – дополнительная принятая мощность КБ для оптимизации трансформаторных потерь (формула 19).

$$Q_{н.к1} = Q_{0,4кВ} - Q_T, \quad (7)$$

где « $Q_{0,4кВ}$  – реактивная расчетная нагрузка (см. таблицу 4);

$Q_T$  – наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передавать через трансформаторы на стороне 0,4 кВ» [23]:

$$Q_T = \sqrt{(N_T \cdot \beta_T \cdot S_T)^2 - P_{0,4}^2}, \quad (8)$$

где  $N_T$  – «общее число силовых трансформаторов на цеховой подстанции;

$\beta_T$  – коэффициент загрузки трансформаторов;

$S_T$  – паспортная номинальная мощность силового трансформатора;

$P_{0,4}$  – активная расчетная нагрузка» [23].

$$Q_{н.к2} = Q_{0,4кВ} - Q_{н.к1} - \gamma \cdot N_T \cdot S_T, \quad (9)$$

где  $\gamma$  – расчетный коэффициент в зависимости от класса напряжения трансформатора.

Расчет выполнен в табличном виде (см. таблицу 5), основные характеристики выбранных конденсаторных батарей – в таблице 6.

Таблица 5 – Расчет мощности КУ

№ КТП	«Р <sub>р</sub> , кВт», [27]	«Q <sub>p</sub> , квар», [27]	«tgφ о.е.», [27]	«Q <sub>нк</sub> ' квар», [27]	«Q <sub>нк.ном</sub> ' квар», [27]	Кол., шт.	Q <sub>p-ном</sub> , квар
1	2100	1133,46	0,35	398,46	200	2	733,46
2	1800	766,797		136,797	75	2	616,797
3	1900	1177,514		512,514	75	2	1027,514
4	1550	1051,629		509,129	240	2	571,629
5	1490	942,321		420,821	225	2	492,321

Таблица 6 – Данные выбранных КУ

Тип	«U <sub>ном</sub> В», [27]	«Мощность, квар», [27]	«Количество ступеней, шт.», [27]	«Конденсаторные модули, квар», [27]	«Ток вводного рубильника», [27]
КРМ-0,4-75-	400	75	10	7,5-15-22,5-30	250
КРМ-0,4-200-	400	200	13	15-30-60-90	500
КРМ-0,4-225-	400	225	15	15-30-60-90	500
КРМ-0,4-240-	400	240	8	2x30-3x60	630

Для компенсации реактивной мощности применяются автоматические установки КРМ, устанавливаемые на 0,4 кВ шинах трансформаторных подстанций. Путем определения мощности низковольтных батарей конденсаторов (НБК) для определенного КТП и загрузки батарей на номинальную мощность, рассчитанная реактивная мощность цеха уменьшается.

Таким образом, использование конденсаторных батарей позволяет снизить рассчитанную реактивную мощность цеха до нормативных значений.

Произведем окончательный выбор цеховых трансформаторов с учетом устройств компенсации реактивной мощности. Выбор моделей трансформаторов сведен в таблицу 7.

Таблица 7 – Выбор цеховых трансформаторов

Модель	$U_{вн}$ , кВ	$U_{нн}$ , кВ	$U_{кз}$ , %	$AP_{хх}$ , кВт	$AP_{кз}$ , кВт	$I_{хх}$ , %
ТМГ–СЭЩ–1250/10–12	10	0,4	6	1,35	10,5	1,2
ТМГ–СЭЩ–1600/10–12	10	0,4	6	1,75	13,25	1
ТМГ–СЭЩ–2500/10–12	10	0,4	6,5	2,4	24	0,8

## 2.2 Расчет и выбор трансформаторов главной понизительной подстанции

Расчетная нагрузка ( $P_B$ ) высоковольтных электроприемников определяется по формуле:

$$P_B = U \cdot I \cdot \sqrt{3} \cdot \cos\varphi, \quad (10)$$

где  $P$  – активная мощность (в ваттах, Вт);

$U$  – напряжение (в вольтах, В);

$I$  – сила тока (в амперах, А);

$\varphi$  – угол между напряжением и током (в радианах).

С учетом коэффициента использования  $k_{и}=0,85$ :

$$P_{B,p} = P_B \cdot k_{и}, \quad (11)$$

где  $k_{и}=0,85$  – коэффициент использования (от 0 до 1, где 1 представляет собой полное использование мощности).

Полная нагрузка:

$$S = \frac{P_{B,p}}{\cos\varphi}, \quad (12)$$

где  $S$  – полная мощность (в вольтах–амперах, ВА);

$P$  – активная мощность (в ваттах, Вт);

$\varphi$  – угол между напряжением и током (в радианах).

Реактивная мощность:

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

Для примера по формулам (10...13) рассчитаем для цеха №4:

$$P_B = 10 \cdot 40 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,9 = 623,5 \text{ кВт},$$

$$P_{B,p} = 623,5 \cdot 0,85 = 530 \text{ кВт},$$

$$S = \frac{530}{0,9} = 588,89 \text{ кВА},$$

$$Q_p = \sqrt{588,89^2 - 530^2} = 329,4 \text{ квар}.$$

«Расчет потерь активной мощности в цеховых трансформаторах  $i$ -го цеха может быть выполнен по следующей формуле» [14], учитывая потери холостого хода ( $AP_{xx}$ ), потери короткого замыкания ( $AP_{кз}$ ) и фактический коэффициент загрузки трансформаторов ( $k_{з,ф}$ ):

$$P_{пот} = \frac{P_{нагр}}{k_{з,ф}} + AP_{xx} + AP_{кз}, \quad (14)$$

где  $P_{пот}$  – «потери активной мощности в трансформаторе (в киловаттах, кВт);

$P_{\text{наг}}$  – нагрузка на трансформаторе (в киловаттах, кВт);

$AP_{\text{xx}}$  – потери холостого хода трансформатора (в киловаттах, кВт) (см. таблицу 7);

$AP_{\text{кз}}$  – потери короткого замыкания трансформатора (в киловаттах, кВт) (см. таблицу 7);

$k_{\text{з.ф}}$  – фактический коэффициент загрузки трансформатора (безразмерная величина)» [10].

$$P_{\text{пот}} = \frac{1600}{0,695} + 1,75 + 13,25 = 17,9 \text{ кВт.}$$

«Эта формула позволяет учесть потери холостого хода, потери короткого замыкания и фактическую загрузку трансформатора при расчете потерь активной мощности» [9].

«Расчет потерь реактивной мощности в цеховых трансформаторах  $i$ -го цеха может быть выполнен по формуле» [13], учитывая потери холостого хода ( $AP_{\text{xx}}$ ), потери короткого замыкания ( $AP_{\text{кз}}$ ) и фактический коэффициент загрузки трансформатора ( $k_{\text{з.ф}}$ ):

$$Q_{\text{пот}} = \frac{P_{\text{нагр}} \cdot (\sqrt{1 - \cos^2 \varphi})}{k_{\text{з.ф.}}} + AP_{\text{xx}} + AP_{\text{кз}}, \quad (15)$$

где  $Q_{\text{пот}}$  – потери реактивной мощности в трансформаторе (в киловарах, кВар);

$\varphi$  – угол сдвига фаз между напряжением и током в трансформаторе (в радианах)

$$Q_{\text{пот}} = \frac{1600(\sqrt{1 - 0,9^2})}{0,695} + 1,75 + 13,25 = 124,6 \text{ кВт.}$$

Эта формула позволяет учесть потери холостого хода, потери короткого замыкания и фактическую загрузку трансформатора при расчете потерь

реактивной мощности. Расчет по остальным цеховым трансформаторам в таблице 8.

Таблица 8 – Потери мощности в цеховых трансформаторах

№ КТП	Uном, кВА	n <sub>т</sub> , шт.	<sup>k</sup> з.ф	U <sub>к</sub> , %	AP <sub>хх</sub> , кВт	AP <sub>кз</sub> , кВт	I <sub>хх</sub> , %	P <sub>пот</sub> , кВт	Q <sub>пот</sub> , квар
1	1600	2	0,695	6	1,75	15	1	17,996	124,582
2	1600	2	0,595	6	1,75	15	1	14,107	99,691
3	1600	2	0,675	6	1,75	15	1	17,169	119,291
4	1250	2	0,661	6	1,35	13,25	1,2	14,272	95,38
5	1250	2	0,628	6	1,35	13,25	1,2	13,141	88,978
Итого:	–	–	–	–	–	–	–	76,685	527,923

### 2.3 Построение картограммы нагрузок. Выбор места расположения ГПП

В процессе разработки эффективной системы распределения электрической энергии на промышленных предприятиях учитывается ряд важных аспектов. Первым из них является правильный выбор трансформаторов, где необходимо учесть не только тип, но и мощность этих устройств. Следующим ключевым аспектом является оптимальное размещение подстанции, поскольку именно это расположение непосредственно влияет на структуру предприятия и обеспечивает эффективное распределение электроэнергии. Главная подстанция, будучи центром энергетической системы, требует особого внимания при выборе местоположения, учитывая ее влияние на общую структуру предприятия и эффективность функционирования. Проектирование системы электроснабжения предусматривает анализ общего плана предприятия, охватывающего все производственные цеха и зоны, чтобы обеспечить надежное и стабильное энергоснабжение всего предприятия. Кроме того, размещение цехов на плане

предприятия подвергается внимательному анализу и определению в соответствии с технологическими процессами производства, учитывая архитектурные, строительные и эксплуатационные стандарты для обеспечения безопасности и эффективности функционирования всей энергетической системы.

«Местоположение ГПП определяется геометрическим центром нагрузок предприятия. Для определения данного геометрического центра строится картограмма нагрузок, показанная на рисунке 2. В предположении, что нагрузки в цехах равномерно распределены по площади цеха, возможно совместить расчетную нагрузку  $S_p$  с геометрическим центром цеха» [6].

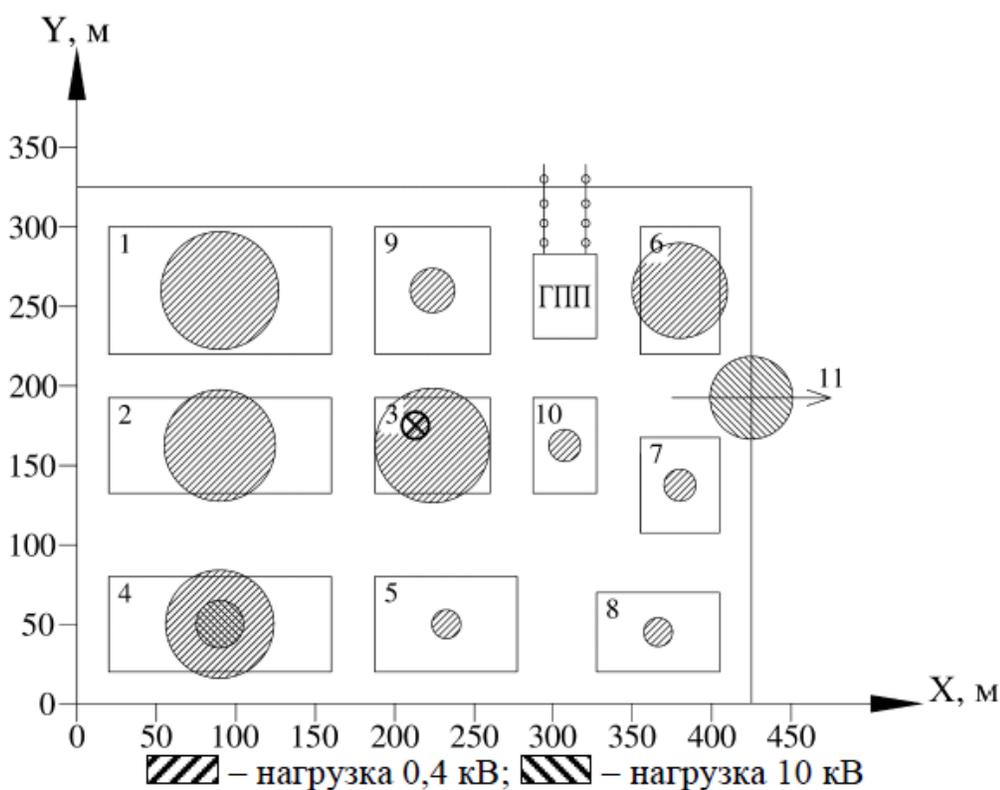


Рисунок 2 – Картограмма нагрузок предприятия

Кроме того, «для визуализации нагрузок в цехах применяются круговые диаграммы. В этих диаграммах центр круга совпадает с геометрическим центром цеха, а радиус круга определяется по следующему выражению» [3]:

$$r_i = \sqrt{\frac{S_{pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (16)$$

где  $S_{pi}$  – мощность цеха по расчету, кВА;

$m$  – масштаб нагрузки, кВА/м<sup>2</sup>.

Для графического построения выбираем следующие масштабы:  $m=0.5$  кВА/м<sup>2</sup> для низкого напряжения 0,4 кВ,  $m=1,0$  кВА/м<sup>2</sup> для высокого напряжения 10 кВ.

Для примера определим радиус нагрузки для цеха №4 в котором есть электропотребители как высокого, так и низкого уровней:

$$r_{\text{№4}}^{(0,4)} = \sqrt{\frac{1768,29}{3,14 \cdot 0,5}} = 33,56 \text{ м,}$$

$$r_{\text{№4}}^{(10)} = \sqrt{\frac{755,55}{3,14 \cdot 1,0}} = 15,51 \text{ м.}$$

Результат расчета по другим цехам в таблице 9.

Определение геометрического центра нагрузок на всем предприятии представляет собой важный этап проектирования электроснабжения. Этот процесс осуществляется в соответствии с определенным выражением, которое учитывает «равномерное распределение нагрузок по площади предприятия и позволяет точно определить геометрический центр» [26], что имеет ключевое

значение для разработки эффективной системы электропитания на промышленном объекте:

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n x_i \cdot S_{pi}}{\sum_{i=1}^n S_{pi}}, \quad (17)$$

$$y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n y_i \cdot S_{pi}}{\sum_{i=1}^n S_{pi}}, \quad (18)$$

где  $x_i$  и  $y_i$  – координаты центров нагрузки цехов (см. таблицу 9).

$$x_0 = \frac{2822757,447}{13245,748} = 213,1 \text{ м,}$$

$$y_0 = \frac{2284705,836}{13245,748} = 172,48 \text{ м.}$$

Таблица 9 – Результат расчета и данные для построения картограммы нагрузок

№ цеха	« $x_i$ , м	$y_i$ , м	$S_p$ , кВА	$r_i$ , м	$S_p \cdot x_i$ , кВА·м	$S_p \cdot y_i$ , кВА·м» [11]
Нагрузка 0,4 кВ						
1	90	260	2159,091	37,084	194318,182	561363,636
2	90	162,5	1956,522	35,301	176086,957	317934,783
3	223,75	162,5	2058,824	36,213	460661,765	334558,824
4	90	50	1768,293	33,56	159146,341	88414,634
5	232,5	50	107,527	8,276	25000	5376,344
6	380	260	1488,095	30,787	565476,19	386904,762
7	380	137,5	159,091	10,066	60454,545	21875
8	366,25	45	116,279	8,606	42587,209	5232,558
9	223,75	260	227,273	12,032	50852,334	59090,98
10	307,5	162,5	176,471	10,602	54264,833	28676,538
Нагрузка 10 кВ						
4	90	50	755,556	15,512	68000	37777,778
11	425	192,5	2272,727	26,904	965909,091	437500
Итого:	–	–	13245,748	–	2822757,447	2284705,836

Так как полученные координаты указали на территорию внутри цеха №3, располагаем ее в непосредственной близости от цеха на свободном пространстве (см. рисунок 2 и графическую часть ВКР).

## 2.4 Выбор схемы электроснабжения предприятия

Проводится тщательный анализ технико–экономических аспектов для двух возможных вариантов организации электроснабжения высоковольтных электроприемников.

Первый вариант, представленный на рисунке 3 предусматривает поставку электроэнергии на высоковольтные электроприемники и все КТП предприятия с использованием кабельных линий, исходящих от ЗРУ 10 кВ ГПП.

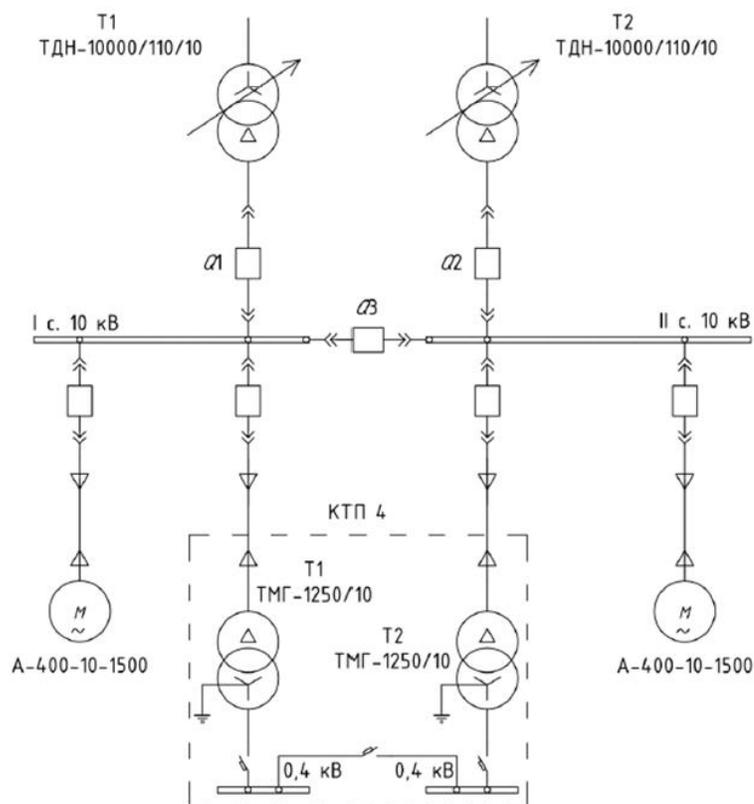


Рисунок 3 – Вариант №1

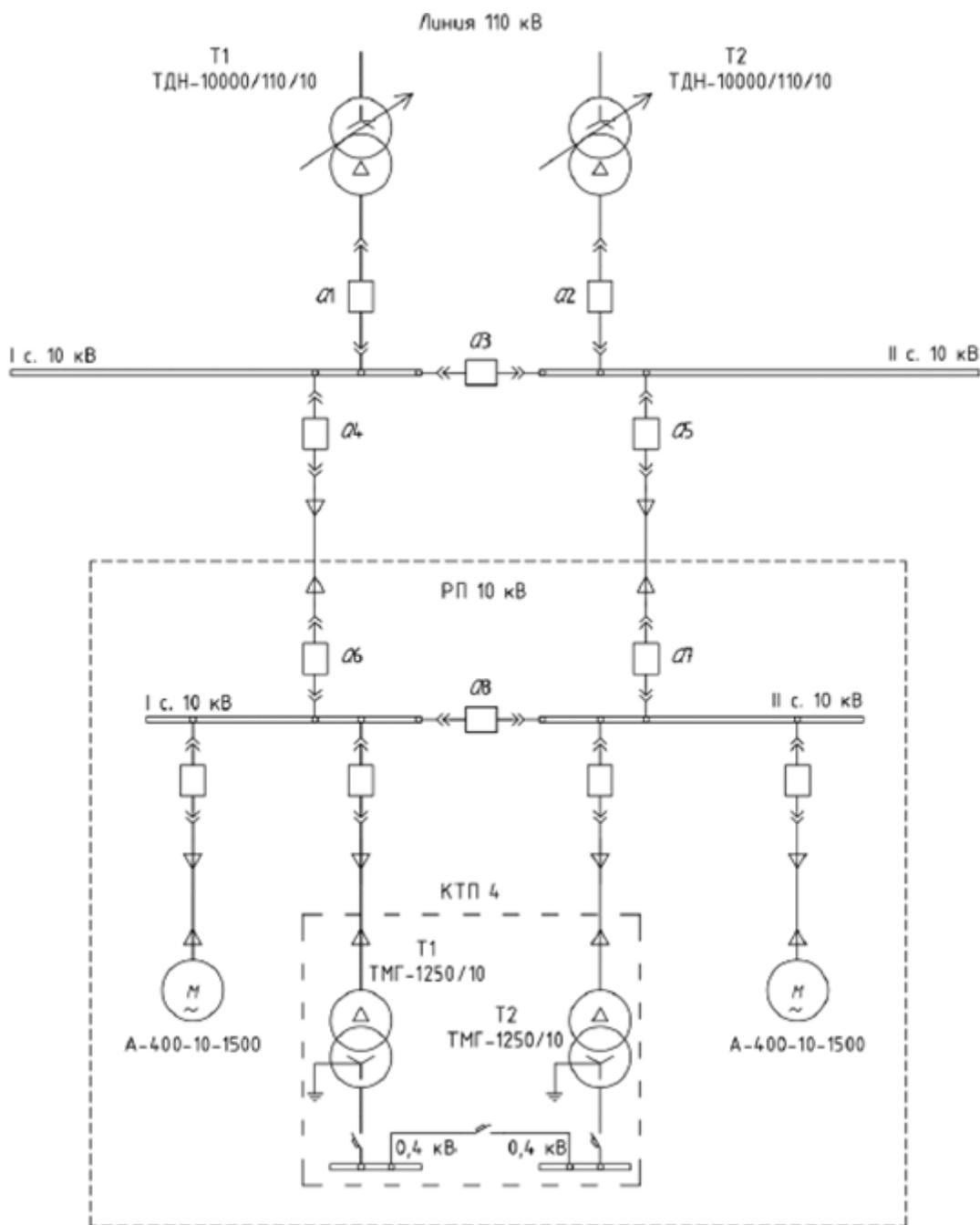


Рисунок 4 – Вариант №2

Второй вариант на рисунке 4 включает в себя поставку электроэнергии на КТП цехов и высоковольтные электроприемники цеха №4 через кабельные линии от ЗРУ 10 кВ ГПП. Кроме того, он предусматривает поставку электроэнергии на КТП №4 и высоковольтные электроприемники цеха №4 от РП 10 кВ.

Сравнение вариантов производится по величине экономического эффекта при минимальных вложениях. Методика сравнения подробно изложена в [21]. В расчете используем следующие данные:

- время годовой эксплуатации  $T_{г}=4840$  ч.;
- «ставка на содержание сетей  $\alpha=860,8$  руб/(кВт·мес);
- ставка на оплату технологических потерь  $\beta=0,145$  руб/(кВт·мес)» [20];
- время использования максимума нагрузки  $T_{М}=3370$  ч.;
- номинальный коэффициент эффективности  $E_{Н}=0,163$ ;
- уровень инфляции в первом полугодии 2023 года – 9,5%.

Результат сравнения в таблице 10.

Таблица 10 – Технико–экономические показателя двух вариантов

Показатели	Варианты	
	1	2
«1. Капиталовложения, млн.руб	16,648	24,989
2. Годовые расчетные потери электроэнергии, млн.кВт·ч/год	0,036	0,034
3. Годовые эксплуатационные расходы, млн.руб/год	0,166	0,25
4. Годовые амортизационные отчисления, млн.руб/год	0,937	1,496
5. Приведенные затраты $Z$ , млн.руб/год» [4]	17,752	26,735

Используя данные таблицы 10, определим годовой экономический эффект в результате применения второго варианта электроснабжения:

$$\mathcal{E} = Z_2 - Z_1, \quad (19)$$

$$\mathcal{E} = 26,735 - 17,752 = 8,984 \text{ млн. руб.}$$

Способ подключения ГПП организован как тупиковая конфигурация, исключая проход через другие электроузлы. Мощность трансформатора ГПП составляет 10 МВА, что обуславливает необходимость использования схемы с выключателями для эффективного управления электроснабжением. Предпочтение отдается «схеме без сборных шин на первичном напряжении, она основана на блочном принципе, где линия 110 кВ соединяется с трансформатором ГПП» [12]. Такая конфигурация оптимальна и экономически эффективна, успешно решая задачу электроснабжения завода.

«Блочная схема ГПП включает разъединители и выключатели на линиях, а также неавтоматическую перемычку из двух разъединителей, установленных со стороны питающей линии. Эта перемычка обеспечивает непрерывное функционирование трансформатора при повреждении питающей линии, переключая его на вторую линию» [12]. Также она гарантирует энергоснабжение ГПП во время проведения ревизии или ремонта трансформатора, обеспечивая надежность работы всей системы.

Внутренние электрические сети завода разделены радиальными схемами, что обеспечивает более структурированное и эффективное распределение электроэнергии. Шкафы управления 110 кВ оставлены открытыми, что способствует более легкому доступу к оборудованию для технического обслуживания. С другой стороны, шкафы управления 10 кВ используются закрытыми, обеспечивая дополнительную защиту и безопасность при работе с ними.

После тщательного «технико–экономического сравнения двух вариантов схем электроснабжения была выбрана схема непосредственного питания трансформаторных подстанций от РУ 10 кВ ГПП. Этот выбор обоснован более высокой экономической эффективностью данной схемы. Распределительные сети организованы с использованием кабельных линий, которые размещены в соответствии с комбинированной схемой» [12], что обеспечивает оптимальное

распределение электроэнергии и обеспечивает стабильность работы всей электросистемы предприятия.

## **2.5 Расчет токов короткого замыкания**

В электрических системах возможны различные короткие замыкания, сопровождающиеся резким увеличением тока, что делает важным обеспечение устойчивости оборудования, устанавливаемого в системах электроснабжения, к этим токам. Причины коротких замыканий могут включать повреждение изоляции отдельных частей электроустановки, ошибки обслуживающего персонала и наличие металлических перекрытий на токоведущих частях установки.

Короткое замыкание в сети имеет потенциал полностью прекратить подачу электроэнергии потребителям, подключенным к точкам, в которых произошло короткое замыкание. Это также может нарушить нормальную работу других потребителей, подключенных к участкам сети, из-за понижения напряжения на этих участках. Более того, короткое замыкание может повлиять на нормальный режим работы энергосистемы в целом.

Для предотвращения возможных коротких замыканий и минимизации их негативных последствий необходимо принимать конкретные меры. Важно выявить и устранить причины, вызывающие короткие замыкания, сократить время реакции защитных устройств, действующих при коротких замыканиях, и использовать быстродействующие выключатели. Кроме того, не менее важно правильно рассчитать величины токов короткого замыкания для эффективного выбора соответствующего оборудования и проводников. Расчеты токов короткого замыкания проводятся в ключевых точках системы, где токи при коротком замыкании достигают наибольших значений. Эти расчеты выполняются для рабочего режима системы, когда один из трансформаторов

находится в работе и секционный выключатель активирован. Для определения параметров срабатывания и проверки чувствительности и согласованности работы устройств релейной защиты электроустановок с напряжением 0,4–110 кВ используется приближенный метод, известный как практический метод.

«При проведении расчетов токов короткого замыкания учитывается ряд важных факторов, в числе которых:

- смещение фазы ЭДС и изменение частоты вращения роторов синхронных машин. Эти параметры играют ключевую роль в определении динамики работы электрических систем;
- ток намагничивания в системах генераторов, трансформаторов и электродвигателей. Намагничивание имеет влияние на электромагнитные характеристики устройств и должно учитываться в расчетах;
- насыщение магнитных систем генераторов, трансформаторов и электродвигателей» [17]. Этот фактор определяет предельные значения магнитного потока и токов, что существенно влияет на безопасность и стабильность системы;
- емкостная проводимость высоковольтных и низковольтных линий передач. «Емкостные потери в проводах могут создать дополнительные электрические нагрузки, что важно учитывать в расчетах;
- разница в значениях сверхпереходных сопротивлений по продольным и поперечным осям синхронных машин. Неравномерность сверхпереходных сопротивлений может привести к асимметричным токам и требует специального анализа;
- возможная несимметрия трехфазной системы. Несимметричные условия нагрузки могут вызвать дисбаланс в токах, что важно учесть для обеспечения стабильности работы системы;

– влияние неподвижных нагрузок на токи короткого замыкания» [17].

Нагрузки, не связанные с двигателями, также могут вносить вклад в токи короткого замыкания и должны быть учтены в расчетах;

– подпитка места короткого замыкания от электродвигателей напряжением до 1000 В в сетях выше 1000 В. Этот аспект требует дополнительного внимания, поскольку подпитка может значительно изменить параметры короткого замыкания в системе.

Для более точных расчетов токов короткого замыкания создается специальная расчетная схема, показанная на рисунке 5.

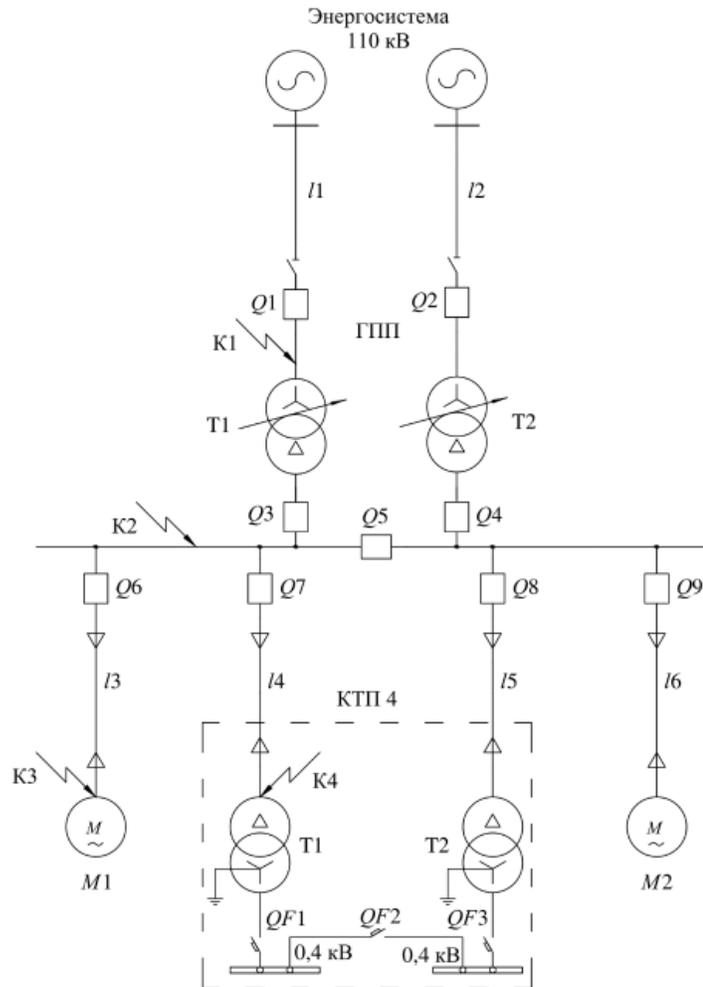


Рисунок 5 – Расчетная схема расчета тока  $K3$

«Эта схема представляет собой детальную диаграмму электрической сети, включающую все электрические устройства и провода, которые подлежат выбору и проверке с учетом вышеописанных условий короткого замыкания. В расчетную схему включаются все генераторы, синхронные компенсаторы, синхронные и асинхронные электродвигатели с напряжением выше 1000 В, которые находятся близко к расчетной точке короткого замыкания. Также учитываются трансформаторы, реакторы, высоковольтные и низковольтные линии передач, соединяющие источники питания с местом короткого замыкания» [30].

При проведении процедур отбора и тестирования электрооборудования и проводов в электрических системах отдаётся предпочтение использованию трехфазного типа короткого замыкания. В некоторых случаях, особенно в сетях с напряжением 110 кВ и выше, предпочтение отдается однофазному типу короткого замыкания.

«При анализе схем релейной защиты учитываются различные варианты короткого замыкания, которые могут возникнуть в электрических сетях. В сетях с напряжением 10 кВ рассматриваются как двухфазное, так и трехфазное короткое замыкание. В более высоковольтных сетях, например, с напряжением 110 кВ, учитываются трехфазное, двухфазное и однофазное короткое замыкание.

Для решения задачи проверки и выбора устройств и проводов с учетом всех вышеперечисленных условий короткого замыкания, расчетную схему необходимо составлять таким образом, чтобы максимальный ток короткого замыкания в выбранном или проверяемом элементе сети был учтен на рисунке 6. Это обычно соответствует максимальному режиму работы питающей энергосистемы, когда максимальное количество электродвигателей, связанных с расчетной точкой короткого замыкания, находится в работе. В случае, если в схеме электроснабжения предусмотрена отдельная работа питающих источников на сборных шинах 10 кВ, которые могут быть разделены нормально

отключенным секционным выключателем, то расчетным состоянием исходной схемы обычно является режим, при котором один трансформатор выключен, а секционный выключатель включен. При этом все электродвигатели должны находиться в работе» [22].

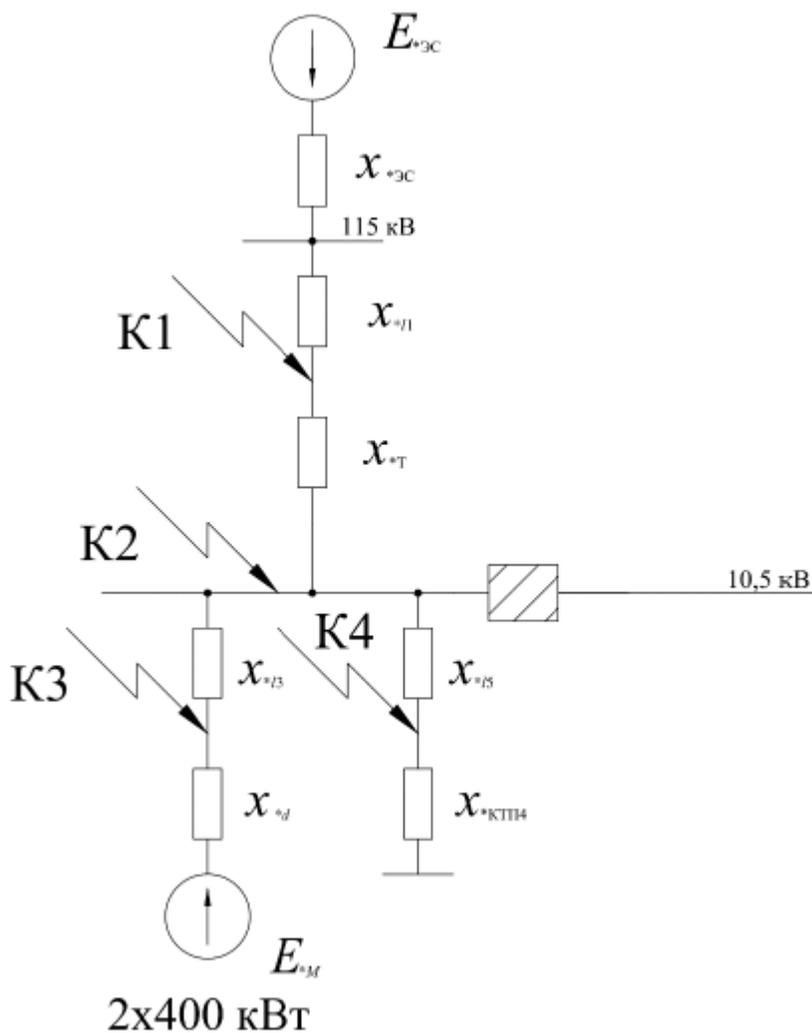


Рисунок 6 – Схема замещения для расчета токов КЗ

«Если на расчетной схеме изображаются однотипные электродвигатели, которые соединены с точкой короткого замыкания, то целесообразно изображать их как один эквивалентный электродвигатель, мощность которого указывается

как произведение количества объединенных электродвигателей на номинальную мощность одного электродвигателя.

В ситуации, когда активное сопротивление ветви не превышает 30% ее индуктивного сопротивления, производится определение периодической составляющей тока короткого замыкания при условии, что коэффициент равен  $R_{\Sigma}=0$ . В электроустановках с напряжением выше 1000 В это условие, а именно  $R_{\Sigma} \leq 0,3 \cdot X_{\Sigma}$ , как правило, соблюдается.

На схеме замещения (см. рисунок 6) выделяются точки, в которых необходимо определить токи короткого замыкания (ТКЗ). Эти точки подбираются таким образом, чтобы на основе полученных значений ТКЗ можно было провести выбор и проверку всех аппаратов и проводников в сетях с напряжением выше 1000 В с учетом их термической и динамической устойчивости» [19].

«Поскольку выбор сечений линий электропередачи и кабельных линий до сих пор не осуществлен, их индуктивное сопротивление принимается в соответствии с данными из источника:

- для кабельных линий 10 кВ: 0,08 Ом/км;
- для воздушных линий 110 кВ: 0,425 Ом/км.

С целью упрощения расчетов можно воспользоваться средними номинальными напряжениями по шкале исследовательских номиналов: 230; 115; 37; 10,5; 6,3; 0,4 кВ, вместо учета реальных значений напряжений на различных ступенях трансформации.

Рекомендуется выражать параметры элементов схемы замещения в относительных единицах. В расчетах принимается ЭДС энергосистемы равная 1,0 о.е, ЭДС асинхронного ЭД 0,9 о.е. Для этого необходимо определить базисную мощность и рассчитать значения базисного тока на различных ступенях трансформации, где расположены точки короткого замыкания, используя следующее выражение» [2]:

$$I_{6i} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}}, \quad (20)$$

где  $S_6$  – «базисная мощность, равная 10000 МВА» [9].

Определим базисный ток для высокого 115 кВ и среднего 10,5 кВ напряжений по формуле (20):

$$I_{6.115} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,2 \text{ А},$$

$$I_{6.10,5} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 549,8 \text{ А}.$$

Для примера выполним расчет тока КЗ в точке К1 (см. рисунок 7). По остальным точкам представим только результаты расчета.

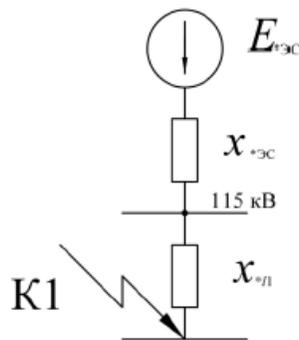


Рисунок 7 – Расчетная схема КЗ в точке К1

«Результирующее сопротивление до точки К1» [21]:

$$x_{*\Sigma 1} = x_{*эс} + x_{*л1}, \quad (21)$$

где  $x_{*эс}$  – «сопротивление системы, о.е.;

$x_{*l1}$  – сопротивления воздушной линии, питающей трансформатор ГПП, о.е.» [21]

$$x_{*\Sigma 1} = 0,667 + 6,427 = 7,094 \text{ о. е.}$$

«Сопротивление энергосистемы» [21]:

$$x_{*\Sigma C} = \frac{S_6}{S_{K3}}, \quad (22)$$

где  $S_{K3}$  – «мощность короткого замыкания на шинах источника питания, равная 15000 МВ–А» [21].

$$x_{*\Sigma C} = \frac{10000}{15000} = 0,667 \text{ о. е.}$$

«Сопротивление ВЛ, питающей трансформатор ГПП» [21]:

$$x_{*l1} = x_0 \cdot l_1 \cdot \frac{S_6}{U_{115}^2}, \quad (23)$$

где  $x_0$  – «удельное сопротивление воздушной линии, равное 0,425 Ом/км;

$l_1$  – длина воздушной линии, равная 20 км;

$U_{115}$  – среднее напряжение питающей сети ГПП предприятия, равное 115 кВ» [21].

$$x_{*l1} = 0,425 \cdot 20 \cdot \frac{10000}{115^2}, \quad (24)$$

«Периодическая составляющая тока короткого замыкания в точке К1» [21]:

$$I_{\Pi 0} = \frac{E_{*\Sigma}}{x_{*\Sigma}} \cdot I_{6,i}, \quad (25)$$

$$I_{\Pi 0} = \frac{1,0}{7,094} \cdot 50,204 = 7,077 \text{ kA.}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{уд.i} = \sqrt{2} \cdot I_{Поi} \cdot k_{уд.i}, \quad (26)$$

где  $I_{Поi}=7,077$  кА – «установившееся значение тока короткого замыкания (ток короткого замыкания без учета подпитки от высоковольтных электродвигателей);

$k_{уд.i}=1,8$  – ударный коэффициент для ветви 110 кВ» [21].

$$i_{уд.i} = \sqrt{2} \cdot 7,077 \cdot 1,8 = 18,015 \text{ кА.}$$

«Расчетное время отключения места короткого замыкания для точки К1» [21]:

$$\tau = t_{рз} + t_{св}, \quad (27)$$

где  $t_{рз}=0,3$  с – «время срабатывания релейной защиты, с учетом продолжительности ступени селективности;

$t_{св}=0,1$  с – собственное время отключения выключателя защиты» [21].

$$\tau = 0,3 + 0,1 = 0,4 \text{ с.}$$

«Апериодическая составляющая тока короткого замыкания для точки К1» [21]:

$$i_{ат.i} = \sqrt{2} \cdot I_{Поi} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (28)$$

где  $T_a=0,05$  с – «постоянная времени затухания апериодической составляющей для точки К1» [21].

$$i_{ат.i} = \sqrt{2} \cdot 7,077 \cdot e^{\frac{-0,4}{0,05}} = 0,003358 \text{ кА.}$$

«Тепловой импульс от тока короткого замыкания для точки К1» [21]:

$$B_{ki} = I_{\text{Пoi}}^2 \cdot (\tau + T_a), \quad (29)$$

$$B_{ki} = 7.077^2 \cdot (0.4 + 0.05) = 22.539 \text{ kA}^2 \cdot \text{с}.$$

Результаты расчета токов КЗ в характерных точках К2, К3 и К4 сведены в таблицу 11.

Таблица 11 – Результаты расчета токов КЗ

«Точка короткого замыкания	$I_{\text{по}},$ кА	$I_{\text{Σпод}},$ кА	$I_{\text{подΣ}},$ кА	$I_{\text{уд}},$ кА	$i_{\text{ат}},$ кА	$B_{\text{к}},$ кА <sup>2</sup> ·с» [21]
К1	7,077	–	7,077	18,015	$3,358 \cdot 10^{-3}$	22,539
К2	4,905	0,293	5,198	14,115	0,569	11,35
К3	4,794	0,293	5,087	11,51	$45,67840^{-3}$	6,21
К4	4,779	0,293	5,071	10,041	$2,68740^{-30}$	18,26

## 2.6 Расчет и выбор электрооборудования трансформаторных пунктов

Выбор электрооборудования ОРУ 110 кВ.

Распределительное устройство напряжением 110 кВ, известное как РУ 110кВ ГПП, представляет собой открытую систему, внутри которой все электрическое оборудование аккуратно размещается на открытых площадках. Оно полностью соответствует нормам и стандартам, установленным в ГОСТ 15150–69, а также категориям размещения У1 или УХЛ1.

Структура РУ 110 кВ подробно изображена на рисунке 8. Внимание привлекают основные компоненты системы, которые «включают в себя разъединители, выключатели, трансформаторы тока, ограничители перенапряжений и однополюсные заземлители» [25].

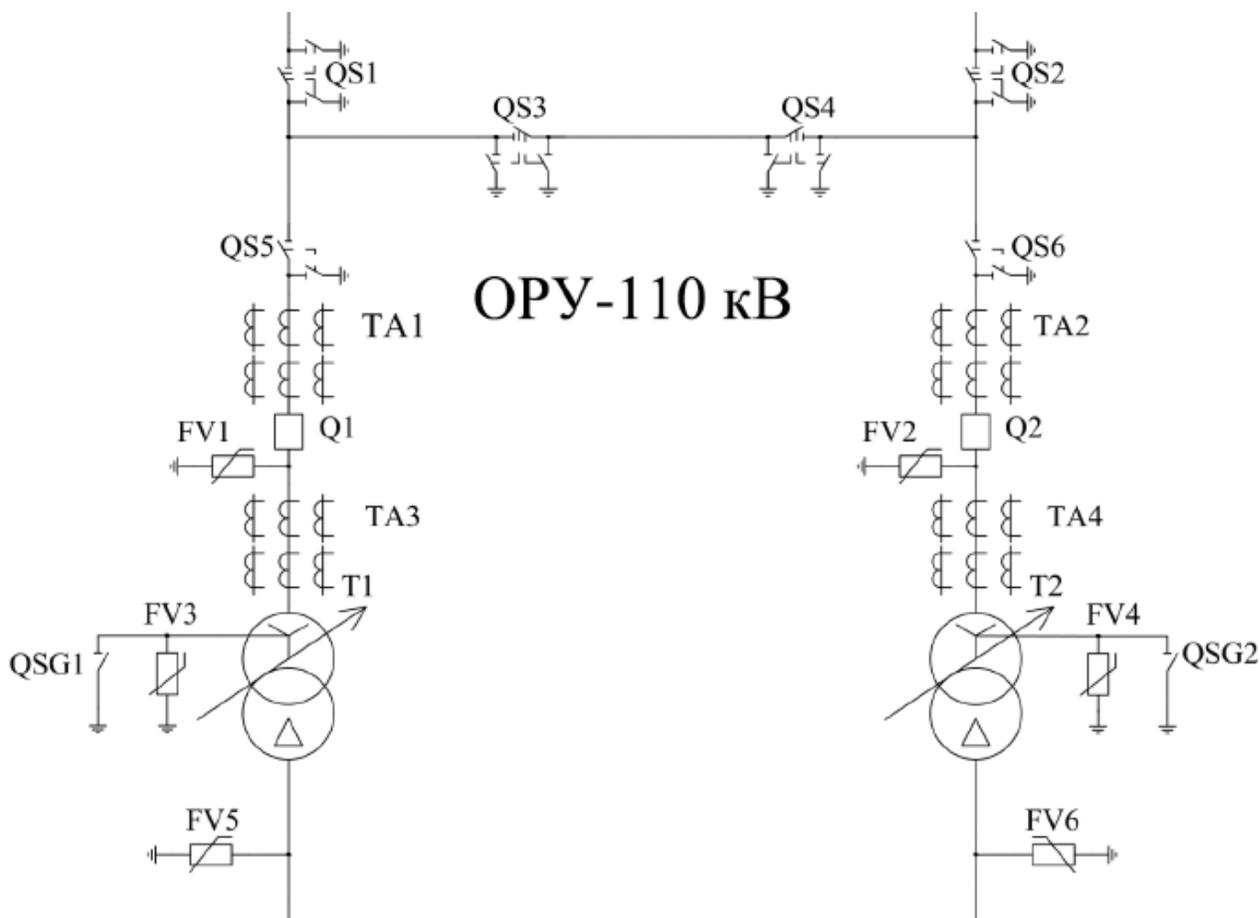


Рисунок 8 – Структура РУ 110 кВ

«При осуществлении выбора электрооборудования для систем с напряжением выше 1000 В, наш взгляд обращен на несколько ключевых аспектов. На первом месте стоит прочность изоляции, которая должна обеспечивать устойчивость в долгосрочных режимах работы и при кратковременных перенапряжениях. Кроме того, необходимо учесть допустимый уровень нагрева при продолжительной эксплуатации, а также обеспечить устойчивость к коротким замыканиям» [5]. Также следует уделить внимание технико-экономическим параметрам, таким как оптимальные затраты и экономическая целесообразность выбора оборудования. Кроме того, не менее важным является адаптация оборудования к окружающей среде, включая

условия эксплуатации и специфику установки. И наконец, механическая прочность оборудования имеет важное значение, поскольку это обеспечивает долгий срок службы и надежность работы всей системы.

Электрооборудование выбирается исходя из следующих условий:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}, \quad (30)$$

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

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\infty}, \quad (32)$$

$$i_{a.\text{ном}} \geq i_{a.\tau}, \quad (33)$$

$$t_{\text{терм}} \cdot I_{\text{терм}}^2 \geq B_{\text{к}}, \quad (34)$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (35)$$

где  $U_{\text{ном}}$ ,  $U_{\text{сети}}$  – «номинальное напряжение оборудования и сети соответственно, кВ;

$I_{\text{ном}}$ ,  $I_{p.\text{max}}$  – номинальный и максимально расчетный ток, А;

$I_{\text{откл.ном}}$ ,  $I_{\infty}$  – номинальная отключающая способность и установившееся значение тока короткого замыкания соответственно, кА;

$i_{a.\text{ном}}$ ,  $i_{a.\tau}$  – номинальная и тока короткого замыкания апериодическая составляющая, кА;

$I_{\text{терм}}$  – ток термической стойкости, кА;

$t_{\text{терм}}$  – время действия термического тока, с;

$B_{\text{к}}$  – тепловой импульс от тока короткого замыкания,  $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ » [25].

«В схеме главных цепей РУ 110 кВ используются элегазовые выключатели ВГТ–110, разъединители РГ с двумя и одним заземлителем на каждый полюс, трансформаторы тока ТРГ–110 У1, ограничители перенапряжения ОПН–110. В

нейтрали силовых трансформаторов устанавливаются заземлитель 3011–110М/УХЛ1 и ограничитель перенапряжения ОПН–110» [25].

Выбор электрооборудования ОРУ 110 кВ сведем в таблицу 12.

Таблица 12 – Выбор оборудования ОРУ–110 кВ

Аппарат	«Условие выбора	Паспортные данные	Расчетные данные	Проверка условия» [25]
«Выключатель вводной ВГТ–110И–40/2500 У1 с пружинным приводом ППрК–1800С. Присоединение трансформатора ТДН–10000/110» [25]	$U_{ном} \geq U_{сети}$	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{сети} = 110$ кВ	110 кВ = 110 кВ
	$I_{ном} \geq I_{р.мах}$	$I_{ном} = 2500$ А	$I_{р.мах} = 73,481$ А	2500 А > 73,481 А
	$I_{откл.ном} \geq I_{\infty}$	$I_{откл.ном} = 40$ кА	$I_{\infty} = 7,077$ кА	40 кА > 7,077 кА
	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$	$i_{а.ном} = 27,713$ кА	$i_{ат} = 0,0033$ кА	27,713 кА > 0,0033 кА
	$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 102$ кА	$i_{уд} = 18,015$ кА	102 кА > 18,015 кА
	$I^2_{терм} \cdot t_{терм} \geq B_k$	$I^2_{терм} \cdot t_{терм} = 402 \cdot 3 = 4800$ кА <sup>2</sup> · с	$B_k = 22,53$ кА <sup>2</sup> · с	4800 кА <sup>2</sup> · с > 22,53 кА <sup>2</sup> · с
«Разъединитель РГ–2–110/1000 УХЛ1, присоединение до ремонт–ной перемычки и присоединение ремонтной перемычки» [25]	$U_{ном} \geq U_{сети}$	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{сети} = 110$ кВ	110 кВ = 110 кВ
	$I_{ном} \geq I_{р.мах}$	$I_{ном} = 1000$ А	$I_{р.мах} = 73,481$ А	1000 А > 73,481 А
	$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 80$ кА	$i_{уд} = 18,015$ кА	80 кА > 18,015 кА
	$I^2_{терм} \cdot t_{терм} \geq B_k$	$I^2_{терм} \cdot t_{терм} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977$ кА <sup>2</sup> · с	$B_k = 22,53$ кА <sup>2</sup> · с	2977 кА <sup>2</sup> · с > 22,53 кА <sup>2</sup> · с
«Разъединитель РГ–1–110/1000 УХЛ1, присоединение после ремонтной перемычки» [25]	$U_{ном} \geq U_{сети}$	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	110 кВ = 110 кВ
	$I_{ном} \geq I_{р.мах}$	$I_{ном} = 1000$ А	$I_{р.мах} = 73,481$ А	1000 А > 73,481 А
	$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 80$ кА	$i_{уд} = 18,015$ кА	80 кА > 18,015 кА
	$I^2_{терм} \cdot t_{терм} \geq B_k$	$I^2_{терм} \cdot t_{терм} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977$ кА <sup>2</sup> · с	$B_k = 22,53$ кА <sup>2</sup> · с	2977 кА <sup>2</sup> · с > 22,53 кА <sup>2</sup> · с

Продолжение таблицы 12

Аппарат	Условие выбора	Паспортные данные	Расчетные данные	Проверка условия
«Трансформатор тока ТРГ–110 У1» [25]	$U_{ном} \geq U_{сети}$	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{сети} = 110$ кВ	$110 \text{ кВ} = 110$ кВ
	$I_{ном} \geq I_{р.мах}$	$I_{ном} = 75$ А	$I_{р.мах} = 73,481$ А	$75 \text{ А} > 73,481$ А
	$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 52$ кА	$i_{уд} = 18,015$ кА	$52 \text{ кА} > 18,015$ кА
	$I^2_{терм} \cdot t_{терм} \geq B_k$	$I^2_{терм} \cdot t_{терм} = 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 22,53 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 22,53 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
«Трансформатор тока, встроенные в высоковольтные вводы силовых трансформаторов ТВТ–110–I» [25]	$U_{ном} \geq U_{сети}$	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{сети} = 110$ кВ	$110 \text{ кВ} = 110$ кВ
	$I_{ном} \geq I_{р.мах}$	$I_{ном} = 75$ А	$I_{р.мах} = 73,481$ А	$75 \text{ А} > 73,481$ А
	$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 50$ кА	$i_{уд} = 18,015$ кА	$50 \text{ кА} > 18,015$ кА
	$I^2_{терм} \cdot t_{терм} \geq B_k$	$I^2_{терм} \cdot t_{терм} = 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 22,53 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 22,53 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
«Заземлитель нейтрали трансформатора ЗОН–110М/УХЛ1» [25]	$U_{ном} \geq U_{сети}$	$U_{ном} = 70$ кВ	$U_{сети} = 110/\sqrt{3} = 63,5$ кВ	$70 \text{ кВ} > 63,5$ кВ
«ОПН–110 для нейтралей трансформаторов ТДН–10000/110» [25]	$U_{ном} \geq U_{сети}$	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{сети} = 110$ кВ	$110 \text{ кВ} = 110$ кВ
«ОПН–110 УХЛ1. Присоединение трансформатора ТДН–10000/110» [25]	$U_{ном} \geq U_{сети}$	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{сети} = 110$ кВ	$110 \text{ кВ} = 110$ кВ

Выбор электрооборудования ЗРУ 10 кВ.

«Распределительное устройство напряжением 10 кВ, известное как РУ–10 кВ ГПП, представляет собой закрытую систему, основанную на ячейках КРУ–СЭЩ–70, которые размещаются в отдельно сооружаемом здании. Эти ячейки, включающие в себя ячейки ввода, отходящих линий и секционного выключателя, могут быть оборудованы вакуумными выключателями ВВУ–СЭЩ, произведенными компанией «Таврида Электрик». В ячейках отходящих линий используются трансформаторы тока нулевой последовательности типа ТЗЛКР–

СЭЩ–0,66 У2, выпущенные фирмой «Русский трансформатор» (г. Самара), которые служат для земляной защиты каждого кабеля. Ячейки, оснащенные вакуумными выключателями, снабжаются ограничителями перенапряжения ОПНп–10 УХЛ1.

Для подключения цепей релейной защиты, автоматики, сигнализации и измерительных приборов используются ячейки с трансформатором напряжения типа ЗНОЛ–СЭЩ–10 УХЛ1. В каждой из этих ячеек устанавливаются трансформаторы тока типа ТОЛ–СЭЩ–10 У2» [7]. Эти технические компоненты играют ключевую роль в обеспечении стабильности и надежности электроснабжения, поддерживая эффективное функционирование системы в различных условиях эксплуатации.

Выбор системы оперативного тока и источника оперативного тока.

«Энергоподвод для оперативных цепей управления, защиты, автоматики, телемеханики и сигнализации, включая коммутационные аппараты, реализуется через специальные источники оперативного тока, предназначенные для обеспечения нормального функционирования подстанции. Тот же тип тока используется для аварийного освещения в случае сбоев в работе электроустановки.

Источники оперативного тока обязаны обладать повышенной надежностью. Их мощность должна быть достаточной для обеспечения бесперебойной работы вторичных устройств даже в самых серьезных аварийных ситуациях, и напряжение должно поддерживаться на высокой стабильности. Для удовлетворения этих требований необходимо наличие резервных источников оперативного тока и дублирующих распределительных цепей.

К постоянно включенным электроприемникам оперативного тока относятся сигнальные лампы, реле катушек, а также часть аварийного освещения (см. таблицу 13). Эти устройства функционируют в течение продолжительного

времени, обеспечивая эффективную работу системы даже при длительных нагрузках, связанных с оперативным током.

Полностью активируемое аварийное освещение используется в течение 0,5 – 1 часа до устранения аварийной ситуации. Кроме продолжительных нагрузок, связанных с оперативным током, возникают кратковременные (не превышающие 5 секунд) пиковые нагрузки, вызванные активацией аппаратов, что представляет собой значительную энергетическую нагрузку на систему.

В распределительных устройствах напряжением 110 кВ используются выключатели ВГТ–110П с пружинным приводом, использующим постоянный ток 220 В. Для устройств напряжением 10 кВ применяются выключатели ВВУ–СЭЩ–Э с электромагнитным приводом, который также питается постоянным током 220 В» [25].

Таблица 13 – Потребители оперативного тока

«Наименование потребителя	Номинальный ток потребления, А	Примечание
Блоки управления сигнализацией, автоматики, релейной защиты.	5	–
Аварийное освещение	5	–
Охранное освещение» [25]	5	–
Приводы выключателей:		
ЗРУ 10 кВ: ВВУ–СЭЩ–Э–10	5	Электромагнитный привод
ОРУ 110 кВ: ВГТ–110//	5	Пружинный
Приводы разъединителей		
ОРУ 110 кВ: РГ–110/1000	5	Пружинный
Суммарный ток:	30	–

«Выбор трансформатора собственных нужд ГПП.

Собственные потребности подстанции охватывают широкий спектр систем и оборудования, включая системы защиты и управления, подогрев приводов

выключателей, освещение, обогрев, вентиляцию, аварийное освещение и ряд других неотъемлемых систем, необходимых для нормального функционирования энергетической подстанции» [10].

Для обеспечения энергией этих разнообразных потребителей в открытом распределительном устройстве (ОПУ) специально устанавливается распределительное устройство с номинальным напряжением 0,4 кВ, включающее две секции сборных шин. Питание этих секций обеспечивается от выделенных трансформаторов, специально разработанных для удовлетворения потребностей собственных нужд генерирующей подстанции.

Согласно строгим требованиям безопасности и надежности энергетических систем, вторичное напряжение трансформаторов, предназначенных для удовлетворения собственных потребностей, устанавливается на уровне 380 В, при этом нейтраль системы заземляется, и устанавливается система контроля, обеспечивающая постоянное мониторинг состояния изоляции в системе. Эти меры позволяют обеспечить стабильность и надежность в работе энергетической подстанции в самых различных условиях эксплуатации.

Собственные нужды ГПП составляют:

- «установленная активная мощность 29,02 кВт;
- установленная реактивная мощность 16,967 квар;
- установленная полная мощность 33,616 кВА» [21].

«Выбор трансформаторов собственных нужд производится по следующему условию» [25]:

$$S_{\text{ном}} \geq S_{p\tau}, \quad (36)$$

$$S_{p\tau} = \frac{k_c \cdot S_{\text{уст}}}{1,1}, \quad (37)$$

где  $S_{\text{ном}}$  – «номинальная мощность трансформатора, кВА;

$S_{p\tau}$  – расчетная мощность трансформатора, кВА;

$k_c$  – коэффициент спроса, равный 0,8, о.е.;

$S_{уст}$  – установленная полная мощность потребителей собственных нужд» [21].

$$S_{пт} = \frac{0,8 \cdot 33,616}{1,1} = 19,209 \text{ кВА.}$$

«Для питания потребителей собственных нужд принимаются 2 трансформатора номинальной мощностью 25 кВ·А, типа ТСЛ–СЭЦ–25/10 У2» [21]. Схема подключения выбранных трансформаторов показана на рисунке 9.

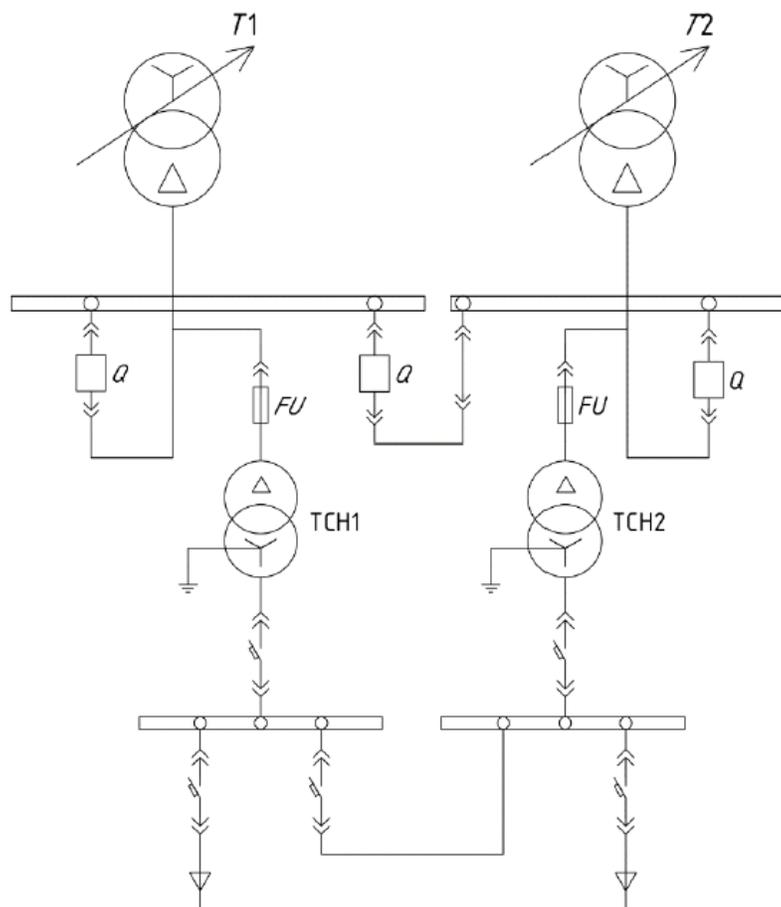


Рисунок 9 – Схема питания собственных нужд подстанции

## 2.7 Релейная защита цеховых трансформаторов

«Цеховые трансформаторные подстанции, как правило, оснащаются трансформаторами, работающими при напряжении 10/0,4 кВ. Релейная защита этих трансформаторов тесно связана с типом коммутационных аппаратов на стороне как высокого, так и низкого напряжения, и включает в себя ряд важных аспектов.

Защита от межфазных коротких замыканий на стороне высокого напряжения:

- применение предохранителей в случае использования выключателей нагрузки;
- реализация максимальной токовой защиты;
- иногда предусматривается токовая отсечка для обеспечения селективности.

Защита от однофазных замыканий на землю на стороне низкого напряжения: применение автоматических выключателей или специализированных средств защиты нулевой последовательности, размещаемых в нулевом проводе на стороне низкого напряжения.

Защита от повреждений внутри трансформаторного кожуха и снижения уровня масла:

- использование газовой защиты для трансформаторов мощностью 400 кВ·А и выше;
- у герметически закрытых трансформаторов, не имеющих расширителя, устанавливается реле повышения внутреннего трансформаторного давления, которое отключает трансформатор в случае неисправности» [22].

Защита от перегрузки: применение максимально токовой защиты для предотвращения повреждений от избыточного тока.

Релейная защита двигателей выше 1 кВ.

Защита от многофазных коротких замыканий включает в себя несколько видов оборудования, зависящих от мощности двигателей. «Для двигателей мощностью до 4 МВт используется максимальная токовая отсечка, которая активируется как на линейных выводах, так и в обмотке статора. Для двигателей с меньшей мощностью, до 2 МВт, используется более простая однорелейная схема защиты. В случаях, когда токовая отсечка не обеспечивает необходимую чувствительность, применяется продольная дифференциальная защита без выдержки времени.

Защита от перегрузки активируется в случае возможных технологических перегрузок или при тяжелых условиях пуска и самозапуска, особенно если время пуска превышает 20 секунд. В этих случаях используется максимальная токовая защита, сопровождаемая предупреждающим сигналом» [21]. Причина перегрузки не может быть выявлена без остановки двигателя, что приводит к его автоматическому отключению.

«Защита от однофазных коротких замыканий на землю зависит от мощности двигателя. Для двигателей мощностью до 2 МВт устанавливается защита, срабатывающая при токе, превышающем 10 А. Для более мощных двигателей, где ток срабатывания устанавливается на уровне 5 А, применяется токовая защита нулевой последовательности или токовая направленная защита нулевой последовательности. Крупные двигатели, питаемые через несколько кабелей, обеспечиваются единым трансформатором тока нулевой последовательности для защиты от замыканий на землю. Для предотвращения двойных замыканий используется токовая отсечка нулевой последовательности.

Защита от потери питания и снижения напряжения предполагает установку защиты от минимального напряжения» [22]. Эта защита выключает менее важные двигатели, обеспечивая возможность автоматического запуска критически важных двигателей. В некоторых случаях, например, при

использовании систем автоматического восстановления питания, может потребоваться отключение части ключевых двигателей. Количество настроенных ступеней срабатывания зависит от типа двигателей и условий их эксплуатации.

Релейная защита трансформаторов ГПП.

Для защиты установленного в ГПП трансформатора ТДН–10000/110/10 применяется микропроцессорный терминал «Сириус–Т». Рассчитаем уставку дифференциальной отсечки.

«Номинальный вторичный ток стороны ВН трансформатора, соответствующей его номинальной мощности» [25]:

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}}, \quad (38)$$

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,2 \text{ А.}$$

«Номинальный вторичный ток стороны НН трансформатора, соответствующей его номинальной мощности» [25]:

$$I_{\text{НОМ.НН}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.НН}}}, \quad (39)$$

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 549,85 \text{ А.}$$

«Уставки дифференциальной отсечки для терминала «Сириус–Т» [25]:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{НОМ}}} > K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб}} \cdot I_{\text{кзВН*}}, \quad (40)$$

где  $K_{\text{отс}}$  – «коэффициент отстройки,  $K_{\text{отс}} = 1,2$  о.е. [4];

$K_{нб}$  – коэффициент небаланса равен 0,7 о.е., так как у трансформатора тока вторичный ток равен 5 А;

$I_{кзВН*}$  – относительное значение максимального сквозного тока короткого замыкания, проходящего по стороне ВН при коротком замыкании на стороне НН» [25] (41)

$$I_{кзВН*} = \frac{I_{под\Sigma K2}}{I_{ном.ВН} \cdot n_{\tau}}, \quad (41)$$

где  $I_{под\Sigma K2}$  – «ток трехфазного короткого замыкания на стороне НН, А;

$n_{\tau}$  – коэффициент трансформации трансформатора (42)» [25]

$$n_{\tau} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}}, \quad (42)$$

$$I_{кзВН*} = \frac{5198}{50,204 \cdot 10,952} = 9,453 \text{ о. е.},$$

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} > 1,2 \cdot 0,7 \cdot 9,453 = 7,941.$$

Газовая защита.

Защитные механизмы в данном контексте представляют собой газовое реле ВГ–50/10, обладающее двумя элементами – верхним и нижним, выполненными из герметичных пластмассовых поплавков, которые наполнены воздухом, идентично поплавкам, применяемым в газовых реле РГЧ–66.

Каждый из этих поплавков оснащен магнитом, что является ключевой характеристикой в функционировании данной системы. В ситуации, когда газовое реле заполнено маслом, поплавки находятся в верхнем положении, оставаясь в состоянии покоя. Однако при поступлении газа или воздуха внутрь реле, поплавки начинают опускаться вниз под воздействием гравитационной силы, начиная с верхнего поплавка и заканчивая нижним.

Этот процесс опускания поплавка имеет важное значение, так как он приближает магнит к геркону, являющемуся герметичным контактом внутри реле. Под воздействием магнитного поля, создаваемого магнитом на поплавке, геркон срабатывает, происходит замыкание, и данное событие служит сигналом для системы о наличии газа или воздуха внутри реле

## **2.8 Электрические измерения и учет электрической энергии**

Система учета и измерения электроэнергии в предприятии тщательно определяется структурой электроснабжения, характеристиками подключенных потребителей и методами коммутации. При разработке этой системы учитывается минимально необходимый набор приборов с тем, чтобы избежать избыточного дублирования инструментов на различных этапах электроснабжения.

«Система учета электроэнергии на промышленных предприятиях выполняет ряд важных функций:

- определение объема электроэнергии, полученной от энергоснабжающей организации;
- проведение внутриводского межотделочного расчета за потребленную электроэнергию хозяйственными потребителями предприятия;
- установление, уточнение и мониторинг удельных норм потребления электроэнергии на единицу продукции или полуфабриката;
- мониторинг потребления и производства реактивной мощности на всем предприятии в целом, а также на крупнейших потребителях, и определение средневзвешенного коэффициента мощности предприятия» [22].

Расчетные счетчики активной и реактивной мощности размещаются в соответствии с рекомендациями Правил устройства электроустановок. Счетчики,

предназначенные для расчетов с энергоснабжающей организацией и потребителями электроэнергии согласно [1], устанавливаются на границе раздела электроснабжающей организации и потребителя.

В связи с постоянным ростом энергоемкости и потребления электроэнергии «на промышленных предприятиях становится необходимым внедрение централизованного учета электроэнергии и сосредоточение всех устройств для регистрации и суммирования данных в одной оперативно-контрольной точке предприятия.

Учет электроэнергии подразделяется на коммерческий и технический (контрольный). Коммерческий учет необходим для финансовых расчетов между предприятием и энергоснабжающей организацией, в то время как технический учет предназначен для внутреннего контроля и учета электроэнергии внутри предприятия.

Класс точности расчетных счетчиков составляет 1,0; счетчики реактивной электроэнергии должны обладать точностью на одну ступень ниже, чем счетчики активной электроэнергии. Класс точности для счетчиков технического учета составляет 1,0, а для трансформаторов тока и напряжения – 0,5» [20].

Для эффективного учета электроэнергии в настоящее время применяются современные микропроцессорные счетчики, такие как Меркурий 233 ART, класс точности которых составляет 0,5. Эти счетчики обладают широким спектром функциональных возможностей:

Они проводят измерение, учет, хранение, отображение и передачу как активной, так и реактивной электроэнергии через различные интерфейсы. Учитывается потребление для каждого тарифа, и данные суммируются за различные временные интервалы, что позволяет получить подробные и точные статистические данные.

Эти счетчики способны осуществлять учет активной энергии в каждой фазе сети, что обеспечивает точность и надежность учета в сложных электрических сетях.

Кроме того, счетчики имеют функцию учета технических потерь, которая позволяет определить и минимизировать потери энергии в линиях электропередачи и силовых трансформаторах.

Счетчики предоставляют возможность измерения мгновенных значений активной, реактивной и полной мощности для каждой фазы сети, а также их суммарных значений. Они также указывают направление вектора полной мощности, что является важным аспектом для эффективного управления электроэнергией.

Дополнительно, счетчики измеряют фазные токи, напряжения и углы между фазными напряжениями, что обеспечивает подробную информацию о параметрах электрической сети.

Они также определяют частоту сети, коэффициенты мощности и искажения синусоидальности фазных кривых. Эти данные необходимы для анализа и оптимизации работы электрооборудования.

«Важным аспектом работы счетчиков является возможность архивирования данных о средних мощностях активной и реактивной энергии. Это позволяет проводить анализ профиля мощности технических потерь с разным временем усреднения от 1 до 45 минут, что в свою очередь позволяет выявить и устранить причины потерь энергии.

Счетчики регистрируют утренние и вечерние максимумы активной и реактивной мощности в определенных временных интервалах согласно ежемесячному расписанию. Это важно для планирования и оптимизации работы электрооборудования предприятия.

Они осуществляют контроль показателей качества электроэнергии (ПКЭ), фиксируя время выхода/возврата напряжения и частоты за пределы нормальных

и максимальных значений. Кроме того, счетчики сохраняют до 100 записей на каждое событие, обеспечивая возможность анализа и долгосрочного мониторинга показателей качества электроэнергии.

Функция контроля и управления нагрузкой через встроенное или внешнее реле отключения является ключевым элементом работы счетчиков. При превышении заранее установленных лимитов активной мощности или энергии, счетчики автоматически отключают потребителя или управляют внешними устройствами отключения нагрузки» [11]. Это обеспечивает безопасность и эффективное управление электропитанием.

Для ГПП выбрали следующие контрольно–измерительные приборы (см. таблицу 14).

Таблица 14 – Контрольно–измерительные приборы ГПП

Наименование присоединения	Место установки	Измерительные приборы	Контролируемые показатели
«Понизительный трансформатор ГПП, сторона НН	В каждой ячейке КРУ с вводным выключателем	Меркурий 233 <i>ART</i>	«Токи фаз, активная мощность, реактивная мощность, активная электроэнергия, реактивная электроэнергия
Сборные шины 10 кВ, обе секции	На каждой секции	Вольтметр	Линейные и фазные напряжения
Секционный выключатель	Секционная ячейка КРУ	Амперметр	Ток
Присоединения отходящих линий 10 кВ	В ячейках КРУ	Меркурий 233 <i>ART</i>	Токи фаз, активная электроэнергия, реактивная электроэнергия
Трансформаторы собственных нужд» [21]	Сторона ВН	Меркурий 233 <i>ART</i>	Токи фаз, активная мощность, реактивная мощность, активная электроэнергия, реактивная электроэнергия» [22]

## Выводы.

В данном разделе выполнены основные расчеты, по их результатам выбор основного электрооборудования ГПП и цеховых трансформаторных подстанций, их проверка на электродинамическую стойкость. К установке в ТП приняты трансформаторы типа ТМГ, изготовленные компанией «Электроцит» в городе Самара. Для каждой цеховой подстанции определены устройства компенсации реактивной мощности типа КРМ–0,4, учитываемые при выборе силовых трансформаторов. Построена картограмма цеховых нагрузок и определено место расположение ГПП. При выборе схемы электроснабжения предприятия были просчитаны два возможных варианта, из которых выбран вариант, который принесет максимальный экономический эффект при минимальных затратах на ее внедрение. После разработки схемы электроснабжения были рассчитаны параметры КЗ в четырех характерных точках. Более подробно рассмотрен выбор электрооборудования ОРУ 110 кВ. Подобраны аппараты релейной защиты, измерения и учета потребляемой электроэнергии.

### **3 Безопасность и экологичность проектируемой системы электроснабжения**

#### **3.1 Электромагнитные поля**

«На проектируемой подстанции выделяются важнейшие источники электромагнитного излучения: подвесные линии гибкой ошиновки напряжением 110 кВ, воздушные линии 110 кВ и силовые трансформаторы. Согласно нормам и требованиям, предписанным в СанПиН 1.2.3685–21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания», допустимый уровень напряженности электромагнитного поля составляет 25 кВ/м.

Пребывание человека в области воздействия электромагнитного поля разрешено при определенных условиях. Например, при уровне напряженности поля менее 5 кВ/м, человек имеет право находиться в данной зоне весь рабочий день. При напряженности от 5 до 10 кВ/м пребывание разрешается не более 180 минут, а при уровне от 10 до 15 кВ/м – не более 90 минут. Если напряженность превышает 15 кВ/м, человек может присутствовать в этой зоне не более 10 минут, и при значении от 20 до 25 кВ/м – не более 5 минут.

Если напряженность электрического поля переходит 25 кВ/м или продолжительность нахождения человека в данной зоне превышает установленные пределы, работникам должны быть предоставлены специальные защитные средства. Эти средства включают в себя переносные экранирующие козырьки, навесы, перегородки и аналогичные устройства, а также экранирующие костюмы» [2]. Максимально допустимые уровни напряженности магнитного поля указаны в таблице 15 в соответствии с установленными нормами и стандартами.

Таблица 15 – ПДУ напряженности магнитного поля

Время пребывания (час)	Допустимые уровни напряженности магнитного поля, $H$ [А/м] при воздействии	
	общем	локальном
1 и менее	1600	6400
2	800	3200
4	400	1600
8	80	800

«Напряженность электрического поля  $E$ , кВ/м, создаваемого ВЛ на поверхности земли, определяется по формуле» [21]:

$$E = \frac{C \cdot U}{2\sqrt{3}\pi \cdot \varepsilon_0} \left\{ \frac{2 \cdot H}{(x - D_0)^2 + H^2} - \frac{H}{x^2 + H^2} - \frac{H}{(x + D_0)^2 + H^2} \right\}, \quad (43)$$

где  $C$  – «ёмкость единицы длины линии, Ф/м (формула 44);

$U$  – номинальное напряжение,  $U = 110$  кВ;

$\varepsilon_0$  – диэлектрическая постоянная,  $\varepsilon_0 = 8,85 \cdot 10^{-12}$  Кл/Н·м;

$H$  – высота подвеса провода,  $H = 10$  м;

$D_0$  – расстояние между фазами,  $D_0 = 3,0$  м;

$x$  – расстояние до точки (размер санитарной зоны),  $x = 10$  м» [21].

$$C = \frac{24 \cdot 10^{-12}}{\lg \left( \frac{2 \cdot D_0}{d} \right)}, \quad (44)$$

где  $d$  – диаметр провода АС–70/11,  $d = 7,5 \cdot 10^{-3}$  м.

$$C = \frac{24 \cdot 10^{-12}}{\lg \left( \frac{2 \cdot 3}{7,5 \cdot 10^{-3}} \right)} = 7,75 \cdot 10^{-12} \frac{\text{Ф}}{\text{м}}$$

$$E = \frac{7,75 \cdot 10^{-12} \cdot 110}{2\sqrt{3}\pi \cdot 8,85 \cdot 10^{-12}} \left\{ \frac{2 \cdot 10}{(10 - 3)^2 + 10^2} - \frac{10}{10^2 + 10^2} - \frac{10}{(10 + 3)^2 + 10^2} \right\}$$

$$= 0,417 \frac{\text{кВ}}{\text{м}}$$

«Напряжённость электрического поля ( $E = 0,474$  кВ/м) меньше допустимого значения электрической напряженности для ненаселенной местности ( $E = 15$  кВ/м)» [3].

### 3.2 Электробезопасность

В процессе эксплуатации электрооборудования существует непрерывный риск поражения электрическим током вследствие различных обстоятельств, включая приближение персонала к оборудованию на опасное расстояние, что может возбудить воздушное замыкание. Этот риск значительно возрастает в случае нарушения изоляции и ее замыкания на тех частях оборудования, которые обычно не находятся под напряжением, например, в корпусе. Кроме того, возможны ошибки со стороны персонала во время ремонтных работ или контакт с токоведущими частями под напряжением, что также способно создать опасные ситуации. Помимо этого, могут возникнуть ситуации, связанные с напряжением шага или нахождением человека в зоне распределения тока в случае замыкания на землю, а также наведенное напряжение.

На промышленных предприятиях электрооборудование проектируется и устанавливается с учетом вышеописанных рисков с целью исключить возможность повреждения, короткого замыкания или заземления. Токоведущие компоненты электроустановок строятся так, чтобы они были недоступны для случайных касаний. Открытые проводящие элементы, находящиеся под напряжением или имеющие поврежденную изоляцию, должны быть недоступны для случайных прикосновений как в нормальных условиях работы, так и в случае нарушения изоляции.

В процессе эксплуатации электрооборудования возникает угроза поражения электрическим током в результате различных обстоятельств. Эти обстоятельства включают в себя приближение персонала к оборудованию на

опасное расстояние, что может привести к возникновению воздушного замыкания. Увеличение риска также наблюдается при нарушении изоляции и ее замыкании на тех частях оборудования, которые обычно не находятся под напряжением, например, в корпусе. Кроме того, ошибки со стороны персонала во время ремонтных работ или контакт с токоведущими частями под напряжением также могут создать опасные ситуации. Дополнительно возможны ситуации, связанные с напряжением шага или пребыванием человека в зоне распределения тока в случае замыкания на землю, а также наведенное напряжение.

«Меры по обеспечению электробезопасности разрабатываются в соответствии с ГОСТ Р 12.1.019–2009 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты» и другими нормативами. Эксплуатацией электроустановок должны заниматься специально подготовленные электротехнические специалисты, прошедшие медицинский осмотр и обладающие необходимой теоретической и практической подготовкой. Они также должны обладать удостоверением, позволяющим проводить работы в электроустановках. Согласно стандартам, оборудование распределительных сетей напряжением 110 кВ считается особо опасным местом с точки зрения угрозы поражения электрическим током, оборудование напряжением 10 кВ – помещением с повышенной опасностью, а помещения операторов и вспомогательные помещения считаются безопасными.

Для предотвращения поражения электрическим током в нормальных условиях эксплуатации, необходимо внедрить комплекс мер защиты от непосредственного контакта, включая основную изоляцию токоведущих частей, осуществляемую с применением фарфоровых изоляторов. На гирляндах с напряжением 110 кВ устанавливаются 9 подвесных изоляторов ПФ6–Б и 3 опорных ОИШ. Эффективность изоляции электрооборудования ЗРУ–10 кВ подтверждается испытаниями при повышенном напряжении 42 кВ в течение 5

минут, а сопротивление изоляции одного опорного изолятора, измеренное мегомметром при 2,5 кВ, должно составлять не менее 300 МОм» [3].

«В рамках обеспечения безопасности также предусмотрено развертывание ограждений и оболочек, включая внешние и внутренние ограждения в ОРУ–110кВ. Внешние ограждения, имеющие высоту 2,4 м, функционируют как эффективные барьеры для посторонних лиц и крупных животных, в то время как внутренние ограждения, выделяющие зоны ОРУ под высоким напряжением, имеют высоту 1,6 м и конструируются с использованием сетчатых структур размером 25×25 мм, с отверстиями размером 15×15 мм и специальными механизмами запираения на замок.

Токоведущие части ОРУ–110 кВ умело размещаются выше уровня планировки на высоте 3600 мм и не имеют внутренних ограждений. Трансформаторы и аппараты 110 кВ, у которых нижняя кромка фарфоровых изоляторов находится выше уровня планировки на 2500 мм, осознанно не оборудуются дополнительными ограждениями» [16].

В периметре подстанции стратегически размещаются сплошные железобетонные ограждения на железобетонных столбах, высотой 2,4 м, с колючей проволокой в трех рядах в соответствии с [11].

«Для эффективной защиты от поражения электрическим током в случае повреждения изоляции, следует активно использовать меры защиты от косвенного контакта. Это включает в себя применение защитного заземления, которое включает в себя прокладку заземляющих шин внутри подстанции и формирование наружного контура заземления. Оборудование аккуратно заземляется гибкими перемычками из стального троса, один конец которых уверенно приваривается к заземляющему проводнику, в то время как другой соединяется болтовым соединением. Процедура заземления охватывает корпуса электрических машин, трансформаторов, аппаратов, светильников, приводы электрических аппаратов, каркасы распределительных щитов, щиты управления,

щитки и шкафы, а также съемные или открывающиеся части, где установлено электрооборудование с напряжением выше 50 В переменного или 120 В постоянного тока. Металлические конструкции распределительных устройств, кабельные конструкции, кабельные муфты, оболочки и броня контрольных и силовых кабелей, оболочки проводов, рукава и трубы электропроводки, оболочки и опорные конструкции шинопроводов, лотки, короба, струны, тросы и полосы, на которых укреплены кабели и провода (за исключением струн, тросов и полос, по которым проложены кабели с заземленной металлической оболочкой или броней), а также другие металлические конструкции, на которых устанавливается электрооборудование, подвергаются заземлению. Кроме того, ограждения передвижных и переносных электроприемников также оснащаются системами заземления» [3].

Дополнительно, для уравнивания потенциалов и снижения разности потенциалов между одновременно доступными для прикосновения открытыми проводящими частями, сторонними проводящими частями, заземляющими и защитными проводниками активно используется их электрическое соединение между собой. Введение системы выравнивания потенциалов эффективно снижает разность потенциалов на поверхности земли или пола за счет использования специальных защитных проводников, уложенных в землю, в пол или на их поверхность, которые аккуратно присоединяются к заземляющему устройству

### **3.3 Мероприятия по охране окружающей среды**

При проведении эксплуатации электрооборудования возникают различные источники загрязнения окружающей среды, причем одним из них является деятельность обслуживающего персонала, который способен породить как бытовые, так и производственные отходы. Также следует отметить, что

электромагнитное излучение, исходящее от объектов распределительных устройств (ОРУ), высоковольтных линий (ВЛ), трансформаторов и другого оборудования, также вносит свой вклад в загрязнение окружающей среды. Кроме того, силовые трансформаторы, помимо электромагнитного излучения, способны вызывать шум и приводить к выбросам масла в аварийных ситуациях.

«Согласно нормативам СанПиН 2.1.3684–21, установлены санитарные требования для территорий городских и сельских поселений, которые охватывают водные объекты, питьевую воду и питьевое водоснабжение, атмосферный воздух, почвы, жилые помещения, а также производственные и общественные помещения». Для предприятий второго класса установлена санитарная зона, простирающаяся на расстояние в 500 метров, и на данной территории предусматривается озеленение не менее чем на 50% от общей площади данной зоны.

«Эффективная охрана окружающей среды на предприятии включает в себя реализацию комплекса мероприятий, направленных на предотвращение негативного воздействия деятельности предприятия на окружающую среду. Это включает в себя создание благоприятных и безопасных условий для человеческой жизнедеятельности. Следует учесть, что в условиях стремительного развития научно–технического прогресса ключевой задачей становится защита окружающей среды от загрязнений, вызванных техногенными отходами и выбросами, которые могут привести к окислению почвы и воды, разрушению озонового слоя и климатическим изменениям.

Для улучшения экологической обстановки необходимо стремиться к рациональному использованию природных ресурсов, их активной охране и восстановлению» [15]. Это также включает в себя обеспечение безопасности окружающей среды, внедрение противорадиационных мер, формирование экологического сознания среди населения и тщательный контроль над экологическими процессами в промышленности. На предприятии

предпринимаются меры для снижения уровня загрязнения, включая выявление, оценку и постоянный контроль за выбросом вредных элементов в атмосферу. Кроме того, «разрабатываются законы, направленные на защиту окружающей среды, и проводятся мероприятия, направленные на материальное стимулирование выполнения природоохранных мероприятий и профилактику загрязнений. Предпринимаются шаги по профилактике экологической обстановки путем выделения специальных территорий (зон)» [3].

#### Выводы.

В данном разделе рассмотрены часть мероприятий по обеспечению безопасности и экологичности проекта, в том числе определен уровень напряженности электрического поля в помещении ГПП, составивший 0,474 кВ/м, что меньше допустимого значения в 15 кВ. Мероприятия по обеспечению электробезопасности при выполнении работ по обслуживанию и ремонту ГПП соответствуют ГОСТ Р 12.1.019–2009. Определены источники загрязнения окружающей среды от работы трансформаторных подстанций, в первую очередь это электромагнитное излучение и шум от работающих трансформаторов.

## Заключение

В представленной выпускной квалификационной работе разработана система электроснабжения предприятия по производству газосиликатных блоков.

В первом разделе проведен анализ системы электроснабжения предприятия, определены низковольтные и высоковольтные потребители электроэнергии. Большинство потребителей данного предприятия классифицируются как II и III категории по уровню непрерывности подачи энергии. Суммарная активная мощность установленных на предприятии электроприемников составила 1490 кВт. Электроэнергия поступает на предприятие через основную понижающую подстанцию, которая в свою очередь подключена к двум воздушным линиям электропередачи, обеспечивая стабильное и эффективное энергоснабжение. Распределение электроэнергии между производственными потребителями осуществляется посредством 10 кВ кабельных линий, исходящих от трансформаторных подстанций, расположенных в различных цехах предприятия, обеспечивая тем самым надежную подачу энергии на все уровни производства.

Во втором разделе выполнены основные расчеты, по их результатам выбор основного электрооборудования ГПП и цеховых трансформаторных подстанций, их проверка на электродинамическую стойкость. К установке в ТП приняты трансформаторы типа ТМГ, изготовленные компанией «Электроцит» в городе Самара. Для каждой цеховой подстанции определены устройства компенсации реактивной мощности типа КРМ-0,4, учитываемые при выборе силовых трансформаторов. Построена картограмма цеховых нагрузок и определено место расположение ГПП. При выборе схемы электроснабжения предприятия были просчитаны два возможных варианта, из которых выбран вариант, который принесет максимальный экономический эффект при минимальных затратах на ее

внедрение. После разработки схемы электроснабжения были рассчитаны параметры КЗ в четырех характерных точках. Более подробно рассмотрен выбор электрооборудования ОРУ 110 кВ. Подобраны аппараты релейной защиты, измерения и учета потребляемой электроэнергии.

В третьем разделе рассмотрены часть мероприятий по обеспечению безопасности и экологичности проекта, в том числе определен уровень напряженности электрического поля в помещении ГПП, составивший 0,474 кВ/м, что меньше допустимого значения в 15 кВ. Мероприятия по обеспечению электробезопасности при выполнении работ по обслуживанию и ремонту ГПП соответствуют ГОСТ Р 12.1.019–2009. Определены источники загрязнения окружающей среды от работы трансформаторных подстанций, в первую очередь это электромагнитное излучение и шум от работающих трансформаторов.

## Список используемых источников

1. Анчарова Т. В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник. – М.: Форум, НИЦ ИНФРА–М, 2018. 416 с.
2. Выбор расчетных точек КЗ. Базисные величины [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «StudFile» URL: <https://studfile.net/preview/5512886/page:2/> (дата обращения: 10.09.2023)
3. Выбор местоположения и мощности трансформаторов ГПП. [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «Инфопедия». URL: <https://infopedia.su/1x407.html> (дата обращения: 10.10.2023).
4. Газалов В. С. Светотехника и электротехнология: учебное пособие. – Зерноград: ФГОУ ВПО АЧГАА, 2018. 268 с.
5. Группы допуска по электробезопасности [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «U–hold.ru». URL: <https://www.u–hold.ru/stati/gruppy–dopuska–elektrikov–i–osobennosti–ikh–polucheniya/> (дата обращения: 12.09.2023)
6. Картограмма нагрузок [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «EbzorGroup». URL: [https://websor.ru/oborudovanie-i-materialy/podstanciya/objie\\_polojeniya\\_pp/kartogramma\\_pp/](https://websor.ru/oborudovanie-i-materialy/podstanciya/objie_polojeniya_pp/kartogramma_pp/) (дата обращения: 10.10.2023)
7. Как подобрать трансформаторы тока [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «Forum.dwg.ru». URL: <https://forum.dwg.ru/showthread.php?t=149418> (дата обращения: 04.10.2023)
8. Кудрин Б. И. Электроснабжение – М.: Academia, 2018. 352 с.
9. Курдюмов В. И., Зотов Б. И. Энергетика и экономика. – М.: Колос, 2019. 247 с.
10. Подстанции промышленных предприятий [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «Forca.ru». URL: <https://forca.ru/knigi/arhivy/montazh–podstanciy–promyshlennyh–predpriyatiy–5.html> (дата обращения: 14.09.2023)

11. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) : 7–е изд–е. – М.: Альвис, 2018. 632 с.
12. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей: 4–е изд., перераб. и доп. – М: Энергоатомиздат, 2019. 174 с.
13. Потери в силовых трансформаторах [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «Всё про трансформаторы». URL: <https://protransformatory.ru/raschety/poteri-v-transformatore> (дата обращения: 05.10.2023)
14. Расчет цеховой электрической сети [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «Библиофонд». URL: <https://www.bibliofond.ru/view.aspx?id=799989> (дата обращения: 01.09.2023)
15. Разработка плана мероприятий по охране окружающей среды на предприятиях [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «Мир–ecology». URL: [https://tsk-eko.ru/problemy-i-voprosy/mery-po-predotvrashcheniyu-zagryazneniya-2.html?utm\\_referrer=https%3A%2F%2Fyandex.ru%2F](https://tsk-eko.ru/problemy-i-voprosy/mery-po-predotvrashcheniyu-zagryazneniya-2.html?utm_referrer=https%3A%2F%2Fyandex.ru%2F) (дата обращения: 04.09.2023)
16. Расчет заземления [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «Zandz.com». URL: [https://zandz.com/ru/raschet\\_zazemleniya/](https://zandz.com/ru/raschet_zazemleniya/) (дата обращения: 12.09.2023)
17. Ремонт силовых трансформаторов [Электронный ресурс] : URL: [https://studme.org/240005/tehnika/remont\\_silovyh\\_transformatorov](https://studme.org/240005/tehnika/remont_silovyh_transformatorov) (дата обращения: 11.09.2023)
18. Сибикин Ю. Д. Электроснабжение.– Вологда: Инфра–Инженерия, 2019. 328 с.
19. Сибикин Ю. Д. Монтаж, эксплуатация и ремонт электрооборудования промышленных предприятий и установок.– Вологда: Инфра–Инженерия, 2019. 464 с.

20. Справочник по проектированию электрических сетей [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «С.О.К». URL: <https://www.c-o-k.ru/library/document/12751> (дата обращения: 10.02.2023)

21. Справочник по проектированию электрических сетей : под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4–е изд., перераб. и доп. [Электронный ресурс] : URL: [https://stroykanasha.ru/upload/iblock/5ea/04\\_Karapetyan\\_Spravochnik\\_po\\_proektirovaniyu\\_elektricheskikh\\_setey.pdf](https://stroykanasha.ru/upload/iblock/5ea/04_Karapetyan_Spravochnik_po_proektirovaniyu_elektricheskikh_setey.pdf) (дата обращения: 10.02.2023)

22. Справочник по проектированию электроснабжения : под ред. Ю.Г. Барыбина и др [Электронный ресурс] : URL: <https://djvu.online/file/cZnCUTfHMPR93?ysclid=lpf524jbfj580474274> (дата обращения: 10.02.2023)

23. Трансформаторы силовые: назначение, устройство, типы и виды [Электронный ресурс] : Информационный ресурс «SVEL». URL: <https://svel.ru/articles/silovye-transformatory-naznachenie-ustroystvo-tipy-i-vidy.html> (дата обращения: 10.02.2023)

24. Фролов Ю. М. Основы электроснабжения. – М.: Лань, 2019. 480 с.

25. Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению.– М.: Форум, Инфра–М, 2018. 136 с.

26. Kolleen Kessler. Electricity and magnetism. See all formats and editions. Paperback, September 12, 2018.

27. Howard C. Hayden. Energy: a textbook. See all formats and editions. Perfect Paperback, June 2, 2018.

28. Stephen P. Mayfield. Our Energy Future: Introduction to renewable energy and biofuels. Paperback – Illustrated, 18 Mart, 2019.

29. Robert L. Jaffe. The physics of energy. MIT Energy Initiative from the S. D. Bechtel, Jr. Foundation. Printed in the United Kingdom by Bell and Bain Ltd, January, 2018. URL: [https://assets.cambridge.org/97811070/16651/frontmatter/9781107016651\\_frontmatter.pdf](https://assets.cambridge.org/97811070/16651/frontmatter/9781107016651_frontmatter.pdf) (дата обращения: 10.02.2023)

30. David MacKay's. Understanding energy use and technology. By Bill Gates.  
January 15, 2020