

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 завода ООО «Спецтурбосервис»

Обучающийся

В. Д. Мингазеев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А. В. Бычков

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

Тольятти 2024

Аннотация

При выполнении настоящей выпускной бакалаврской работы выполняется проектирование системы электроснабжения предприятия ООО «Спецтурбосервис».

Целью выполнения работы является разработка технических решений по проектированию электроснабжения завода ООО «Спецтурбосервис» с использованием современных разработок, с обеспечением соблюдения всех требований действующей нормативно-технической документации, предъявляемым к системам электроснабжения.

Объект исследования – система электроснабжения завода ООО «Спецтурбосервис».

Предмет исследования – определение оптимальных мероприятий по разработке системы электроснабжения цехов.

В результате выполнения выпускной квалификационной работы должны быть получены технически обоснованные экономически эффективные мероприятия по электроснабжению цехов.

Содержание

Введение.....	5
1 Общая часть	7
1.1 Исходные данные для проектирования	7
1.2 Требования к системе электроснабжения.....	9
2 Расчет системы электроснабжения	11
2.1 Расчёт электрических нагрузок	11
2.2 Определение центра электрических нагрузок.....	23
2.3 Выбор схемы внешнего электроснабжения	29
2.4 Выбор силовых трансформаторов ГПП и ТП	37
2.5 Выбор КЛ и ВЛ.....	43
2.6 Расчет токов КЗ	46
2.7 Выбор оборудования ГПП и цеховых ТП	54
3 Расчет защитного заземления и молниезащиты	73
3.1 Расчет заземляющего устройства.....	73
3.2 Расчет молниезащиты.....	76
Список используемых источников.....	80

Введение

Важность электроэнергетики в современном народном хозяйстве невозможно переоценить. С развитием производства и внедрением новых технологий растет потребление энергии машинами и механизмами. В то же время, увеличиваются требования к их энергоэффективности, безопасности, экологичности и ремонтпригодности.

Цель выпускной квалификационной работы - разработать проект системы электроснабжения предприятия ООО «СпецТурбоСервис», используя современные научные и технические достижения. Проект должен соответствовать всем требованиям, предъявляемым к системам электроснабжения, и учитывать особенности технологических процессов предприятия.

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы требуется решить ряд задач:

- провести анализ предприятия, изучить характеристики цехов;
- определить расчетные электрические нагрузки силовых и осветительных электроустановок;
- найти расположение центра нагрузок предприятия;
- определить оптимальную схему электроснабжения;
- произвести выбор силовых трансформаторов;
- определить токи коротких замыканий;
- расчетным путем определить оптимальные сечения проводников;
- определить мероприятия, обеспечивающие безопасность от поражения электрическим током и молниезащите.

Объектом исследования в рамках выполнения выпускной квалификационной работы является группа цехов предприятия ООО «СпецТурбоСервис».

Предмет исследования – проектирование надежной и современной системы электроснабжения предприятия.

Грамотное проектирование системы электроснабжения предприятия выполняет важную роль в эффективности и надежности предприятия целиком. Оно позволяет определить оптимальные параметры системы, учесть особенности эксплуатации и требования к качеству электроэнергии.

Проектирование включает определение электрических нагрузок, структуры сети, показателей напряжения, выбор оборудования и электроустановок, обеспечение безопасности и энергоэффективности. Современные технологии и высокотехнологичное оборудование усложняют процесс разработки систем электроснабжения, поэтому главная цель проектирования — выбрать подходящие материалы и оборудование для конкретного объекта, создать эффективную схему и минимизировать затраты на монтаж и эксплуатацию системы.

Отсутствие грамотно разработанных технических решений может привести к серьезным проблемам, аварийным ситуациям и повышению рисков. Наличие качественных технических решений гарантирует соответствие электросети стандартам и требованиям безопасности, а также обеспечивает экономию средств на монтаже и пусконаладочных работах.

1 Общая часть

1.1 Исходные данные для проектирования

Общество с ограниченной ответственностью «СпецТурбоСервис» - это молодая и активно развивающаяся компания, которая предоставляет полный комплекс работ по производству двигателей, турбин, промышленных машин и механизмов, а также производящая работы по монтажу, обслуживанию и ремонту сложных механизмов в области двигателестроения.

Производственный процесс ООО «СпецТурбоСервис» относится к энергоемким, в связи с наличием в своем составе цехов, занимающихся обработкой и литьем металлов.

На рисунке 1 приведен план расположения цехов предприятия, в таблице 1 приведены наименования и номера цехов, а также сведения об установленной мощности.



Рисунок 1 – План расположения цехов

Таблица 1 – Сведения об установленной мощности цехов

№ на плане	Наименование цеха	Установленная мощность, кВт
1	Механический цех	1800
2	Сборочный цех	1900
3	Штамповочный цех	1100
4	Сварочный цех	1700
5	Инструментальный цех	600
6	Заготовительный цех	1500
7	Термический цех	1200
8	Малярный цех	500
9	Заводоуправление	90
10	Литейный цех	2100
11	Испытательный цех	1800
12	Ремонтно-механический цех	440
13	Насосная	600
14	Компрессорная 0,4 кВ	25
-	Компрессорная 10 кВ	4000
15	Электроремонтный цех	410
16	Склад	30
17	Транспортный цех	55

В каждом цехе имеются электроприемники первой и второй категории надежности электроснабжения.

Работа завода осуществляется в две смены, электроприемники завода работают на напряжении 380 В, часть компрессоров компрессорного цеха – на напряжении 10 кВ. Число часов использования максимальной мощности ООО «СпецТурбоСервис» равно 4500 часов в год.

Основная часть электроприемников – это электродвигатели, включая асинхронные двигатели 10 кВ компрессорного цеха, нагревательные элементы печей, лампы электрического освещения.

Центром питания для электроснабжения ООО «СпецТурбоСервис» является существующая подстанция ПС 110/35/10 кВ, именуемая в дальнейшем центром питания (ЦП).

Мощность металлического трехфазного КЗ на шинах 110 кВ ЦП равна 2450 МВА, на шинах 35 кВ – 1740 МВА. Уровень напряжения, на котором требуется выполнить электроснабжения предприятия от центра питания

необходимо определить путем расчетного выбора наиболее экономичного варианта.

В пятилетний период существует перспектива роста электрических нагрузок путем строительства новых цехов. Ориентировочный рост нагрузок может составить 30 %.

1.2 Требования к системе электроснабжения

Основные требования, предъявляемыми к системе электроснабжения изложены в [4]. К ним относятся:

- надежность;
- качество электроэнергии;
- безопасность;
- экономичность.

Спроектированная система электроснабжения должна обеспечить предприятие качественной электроэнергией, соответствующей требованиям [4]. Согласно стандарта основными показателями качества электрической энергии являются:

- отклонения частоты;
- медленные изменения напряжения;
- колебания напряжения и фликер;
- несинусоидальность напряжения;
- несимметрия напряжений в трехфазных системах;

Соответствие качества электроэнергии установленным требованиям достигается за счет верного подбора номинальных мощностей силовых трансформаторов и сечений проводников, снижения реактивной мощности, протекающей по сети. Тем самым достигается минимальное влияние спроектированной сети на изменение напряжения в процессе передачи электроэнергии от источника к потребителю.

Основными показателями надежности являются минимизация времени отключения потребителей и минимизация количества отключенных потребителей при аварийных и плановых отключениях. Достижение показателей высокой надежности электроснабжения достигается путем:

- применения схемных решений;
- использования современных устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Требования, предъявляемые к схемам распределительных устройств ГПП и цеховых трансформаторных подстанций:

- обеспечение возможности вывода в ремонт одного силового трансформатора, секции шин, присоединений по стороне ВН без перерыва в электроснабжении потребителей электрической энергии;
- использование современных коммутационных аппаратов, обладающих высокой коммутационной способностью, необслуживаемых или требующих минимального вмешательства при проведении технического обслуживания.

Наиболее предпочтительными коммутационными аппаратами являются элегазовые выключатели по уровню напряжения 110 кВ и выше, и вакуумные в сетях ниже 35 кВ.

В части безопасности, к проектируемым системам электроснабжения предъявляются следующие требования:

- защита оборудования ПС от ударов молнии, для чего проектируется система молниезащиты;
- защита от шагового напряжения, для чего применяется защитное заземление и выполняется защита от ОЗЗ (однофазного замыкания на землю) в сетях с изолированной нейтралью;
- защита от напряжения прикосновения.

Выводы по разделу: в данном разделе выпускной работы приведены исходные данные для проектирования и определены требования к системе электроснабжения.

2 Расчет системы электроснабжения

2.1 Расчёт электрических нагрузок

Первоначально производится расчет электрических нагрузок для электроприемников напряжением 0,4 кВ.

Расчет электрических нагрузок предприятия выполняется методом коэффициентов использования $k_{И}$ и коэффициента расчетной мощности $k_{Р}$ [15]. В качестве исходных данных применяются:

- сумма установленных мощностей электрооборудования цехов $P_{уст}$, кВт;
- параметры $\cos\varphi$ или $\operatorname{tg}\varphi$ электрооборудования;
- коэффициент использования $k_{И}$ для каждого цеха, которые определяются по справочным материалам.

Коэффициенты реактивной мощности и коэффициенты использования определяются на основании справочных данных [15].

Расчет предназначен для определения расчетных нагрузок для низковольтных электроприводов в цехах предприятия. При таком расчете каждый цех рассматривается как один обобщенный электроприбор, поэтому коэффициент $k_{Р}$ равен 1. В связи с этим, данный расчет выполняется по более простой методике, чем аналогичный расчет нагрузок для участка или всего цеха с отдельными электроприборами.

Для одного из цехов расчет полностью описывается в пояснительной записке, включая исходные данные и полученные результаты, представленные в виде таблицы согласно форме Ф636-92 [15]. Исходные данные и расчетные параметры для остальных цехов заполняются в таблицу 2.

Эта таблица заполняется следующим образом. В первой колонке указываются названия цехов. Вторая и третья колонки не заполняются, поскольку каждый цех представлен общей нагрузкой и внутренний состав электроприборов не учитывается. В четвертой колонке записываются значения полной или

установленной активной мощности электроприборов того или иного цеха. В пятой и шестой колонках указываются значения коэффициента использования $k_{И}$ и коэффициента реактивной мощности $\cos\varphi/\operatorname{tg}\varphi$.

Активная средняя мощность каждого цеха P_c , кВт, определяется по формуле (1):

$$P_c = k_{И} \cdot P_{уст}, \quad (1)$$

где $k_{И}$ – коэффициент использования электроприемников цеха, определяемая по справочным данным [11];

$P_{уст}$ – установленная мощность электроприемников цеха.

Для электроприемников механического цеха активная средняя мощность будет равна:

$$P_c = 1800 \cdot 0,35 = 630 \text{ кВт}$$

Полученное значение P_c заносится в столбец 7 таблицы 2.

Расчет средней реактивной мощности цеха Q_c , выполняется по выражению, приведенному в (2):

$$Q_c = P_c \cdot \operatorname{tg}\varphi \quad (2)$$

где $\operatorname{tg}\varphi$ – коэффициент реактивной мощности, определяемый по справочным данным [15];

Для механического цеха средняя реактивная мощность будет равна:

$$Q_c = 630 \cdot 0,88 = 555,61 \text{ кВар}$$

Найденная величина Q_c записывается в столбец 8.

Столбцы 9 и 10 не заполняются, в столбце 11 приводятся значения k_p , равные 1, для всех цехов ООО «СпецТурбоСервис».

Расчетная активная мощность каждого цеха P_p находится по формуле (3):

$$P_p = k_p \cdot k_{\text{и}} \cdot P_{\text{уст}}, \quad (3)$$

где k_p – расчетный коэффициент, равный 1.

Для механического цеха расчетная активная мощность будет равна:

$$P_p = 1 \cdot 0,35 \cdot 1800 = 630 \text{ кВт.}$$

Полученное значение P_p записывается в столбец 12 таблицы 2.

Расчетная реактивная мощность Q_p определяются по выражению (4):

$$Q_p = P_p \cdot \text{tg}\varphi. \quad (4)$$

Для механического цеха расчетная реактивная мощность будет равна:

$$Q_p = 630 \cdot 0,88 = 555,61 \text{ квар.}$$

Полученное значение Q_p отражается в столбце 13 для каждого цеха.

Расчет полной мощности электроприемников 0,4 кВ цеха выполняется по формуле (5):

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

Для механического цеха полная мощность электроприемников 0,4 кВ будет равна:

$$S_p = \sqrt{630^2 + 555,61^2} = 840 \text{ кВА.}$$

Рассчитанное значение полной мощности отражается в столбце 14. На основании рассчитанной полной мощности производится определение расчетного тока нагрузки:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (6)$$

где U_H – номинальное напряжение питания электроприемников, равное 0,4 кВ.

Для механического цеха расчетный ток будет равен:

$$I_p = \frac{840}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1212,4 \text{ А.}$$

Найденное значение расчетного тока цеха заносится в столбец 15. В строке «Итого» складываются значения столбцов четыре, двенадцать, тринадцать, четырнадцать.

Высоковольтные ЭП имеют номинальную мощность P_H и число N .

Количество электроприемников, мощность единичных электроприемников, суммарная мощность электроприемников цеха, а также коэффициенты мощности и коэффициенты использования приводятся в таблице 2.

Расчетная активная мощность высоковольтных ЭП P_{p10} рассчитывается по выражению:

$$P_{p10} = N \cdot k_{и} \cdot P_{н}, \quad (7)$$

где N – количество электродвигателей, шт.;

$k_{и}$ – коэффициент использования, определяемый по справочным данным;

$P_{н}$ – номинальная мощность двигателей, кВт.

Для электроприемников компрессорного цеха напряжением 10 кВ:

$$P_{p10} = 4 \cdot 0,8 \cdot 1000 = 3200 \text{ кВт},$$

Данное значение прописывается в столбце 12.

Индуктивная мощность Q_p , потребляемая электродвигателями выше 1 кВ рассчитывается по формуле (8):

$$Q_{p10} = N \cdot P_{н} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (8)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности электродвигателей;

Для высоковольтных двигателей компрессорного цеха реактивная составляющая мощности по формуле (8) будет равна:

$$Q_{p10} = 4 \cdot 1000 \cdot 0,48 = 1549,83 \text{ квар.}$$

Рассчитанные параметры нагрузки для каждого цеха заносятся в таблицу 2.

Таблица 2 – Расчет электрических нагрузок до 1000В (Ф636-92)

Наимен ЭП	Исходные данные					Расчетные величины			n_{Σ}	k_p	Расчетная мощность			I_p, A
	По заданию технологов		По справочным данным		$k_{и} P_H$						$k_{и} P_H \tan \varphi$	$n P_H^2$	$P_p, кВт$	
	Кол-во ЭП, шт	Номин. Мощность, кВт		$k_{и}$		$\cos \varphi$								
p_H		P_H	7		8		9	10	11	12	13	14	15	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Механический цех	-	-	1800	0,35	0,75	630,00	555,61	-	-	1	630,00	555,61	840,00	1212,44
Сборочный цех	-	-	1900	0,35	0,75	665,00	586,47	-	-	1	665,00	586,47	886,67	1279,79
Штамповочный цех	-	-	1100	0,50	0,75	550,00	485,05	-	-	1	550,00	485,05	733,33	1058,48
Сварочный цех	-	-	1700	0,50	0,60	850,00	1133,33	-	-	1	850,00	1133,33	1416,67	2044,78
Инструментальный цех	-	-	600	0,35	0,75	210,00	185,20	-	-	1	210,00	185,20	280,00	404,15
Заготовительный цех	-	-	1500	0,50	0,60	750,00	1000,00	-	-	1	750,00	1000,00	1250,00	1804,22
Термический цех	-	-	1200	0,60	0,75	720,00	634,98	-	-	1	720,00	634,98	960,00	1385,64
Малярный цех	-	-	500	0,50	0,60	250,00	333,33	-	-	1	250,00	333,33	416,67	601,41
Заводоуправление	-	-	90	0,50	0,80	45,00	33,75	-	-	1	45,00	33,75	56,25	81,19
Литейный цех	-	-	2100	0,70	0,80	1470,00	1102,50	-	-	1	1470,00	1102,50	1837,50	2652,20
Испытательный цех	-	-	1800	0,50	0,80	900,00	675,00	-	-	1	900,00	675,00	1125,00	1623,80
Ремонтно-механический цех	-	-	440	0,30	0,70	132,00	134,67	-	-	1	132,00	134,67	188,57	272,18

Продолжение таблицы 2

Наимен ЭП	Исходные данные				Расчетные величины			$n_{\text{Э}}$	$k_{\text{Р}}$	Расчетная мощность			$I_{\text{Р}}, \text{А}$	
	По заданию технологов		По справочным данным							$P_{\text{Р}}, \text{кВт}$	$Q_{\text{Р}}, \text{квар}$	$S_{\text{Р}}, \text{кВА}$		
	Кол-во ЭП, шт	Номин. Мощность, кВт		$k_{\text{И}}$	$\cos\varphi$	$k_{\text{И}} P_{\text{Н}}$	$k_{\text{И}} P_{\text{Н}} \tan\varphi$							$n P_{\text{Н}}^2$
$p_{\text{Н}}$		$P_{\text{Н}}$	$P_{\text{Р}}, \text{кВт}$					$Q_{\text{Р}}, \text{квар}$	$S_{\text{Р}}, \text{кВА}$					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Насосная	-	-	600	0,65	0,80	390,00	292,50	-	-	1	390,00	292,50	487,50	703,65
Компрессорная 0,4 кВ	-	-	25	0,65	0,80	16,25	12,19	-	-	1	16,25	12,19	20,31	29,32
Компрессорная 10 кВ	-	-	4000	0,80	0,90	3200,00	1549,83	-	-	1	3200,00	1549,83	3555,56	205,28
Электроремонтный цех	-	-	410	0,40	0,80	164,00	123,00	-	-	1	164,00	123,00	205,00	295,89
Склад	-	-	30	0,40	0,80	12,00	9,00	-	-	1	12,00	9,00	15,00	21,65
Транспортный цех	-	-	55	0,30	0,70	16,50	16,83	-	-	1	16,50	16,83	23,57	34,02

Определение расчетной нагрузки, потребляемой лампами освещения по цехам и территории предприятия ООО «СпецТурбоСервис» выполняется с использованием метода удельной нагрузки и метода коэффициента спроса на освещение - раздел 51 [22]. Расчет предназначен для определения общей мощности, потребляемой системой освещения на каждом участке завода.

В качестве исходных данных применяются следующие параметры:

- площадь цеха, $F_{ц}$, м²;
- удельная осветительная нагрузка, $P_{уд}$, Вт/м²;
- коэффициент спроса освещения $k_{со}$.

Значение удельной осветительной нагрузки выбирается по справочным таблицам [22] в зависимости от индекса помещения и нормируемой освещенности.

Площадь цеха вычисляется в программной среде Компас по генплану предприятия, коэффициент спроса освещения $k_{со}$, удельная мощность осветительных приборов $P_{уд}$ определяются по справочнику [22].

В столбцах 1 и 2 записываются номера и названия цехов. Исходные данные записываются в столбцы 3, 4, 5 таблицы 3.

Установленная мощность светильников каждого цеха, требуемая для достижения нормируемого уровня освещенности, определяется по формуле (9):

$$P_{осв} = P_{уд} \cdot F_{ц} \cdot 10^{-3}, \quad (9)$$

где $P_{уд}$ – удельная мощность освещения, определяемая по справочным данным для каждого цеха в зависимости от типа производства, Вт;

$F_{ц}$ – площадь цеха, м².

Для механического цеха установленная мощность светильников будет равна:

$$P_{осв} = 12 \cdot 4533 \cdot 10^{-3} = 54,4 \text{ кВт.}$$

Эта величина записывается в столбец 6 таблицы 3.

Расчетная активная мощность каждого цеха определяется по выражению (10):

$$P_{\text{росв}} = k_{\text{со}} \cdot P_{\text{осв}}, \quad (10)$$

где $k_{\text{со}}$ – коэффициент спроса освещения.

Для механического цеха расчетная активная мощность освещения будет равна:

$$P_{\text{росв}} = 0,95 \cdot 54,4 = 51,68 \text{ кВт.}$$

Найденная величина расчетной активной мощности освещения записывается в столбец 7. Аналогичным образом рассчитываются мощности систем освещения каждого цеха с занесением сведений в таблицу 3.

Таблица 3 – Расчет осветительной нагрузки

Исходные данные					Расчетные величины	
По заданию технологов			Справочные данные		$P_{\text{осв}}$, кВт	$P_{\text{росв}}$, кВт
№ цеха	Наимен. цеха	Площадь цеха, м ²	$k_{\text{со}}$	$P_{\text{уд}}$, Вт/м ²		
1	2	3	4	5	6	7
1	Механический цех	4533	0,95	12	54,40	51,68
2	Сборочный цех	4178	0,95	12	50,14	47,63
3	Штамповочный цех	5806	0,95	12	69,67	66,19
4	Сварочный цех	3598	1	11	39,58	39,58
5	Инструментальный цех	2603	1	12	31,24	31,24
6	Заготовительный цех	4491	0,95	12	53,89	51,20
7	Термический цех	3720	0,95	11	40,92	38,87
8	Малярный цех	3008	1	13	39,10	39,10
9	Заводоуправление	2228	0,9	13	28,96	26,07
10	Литейный цех	5117	0,95	11	56,29	53,47
11	Испытательный цех	3493	0,95	13	45,41	43,14
12	Ремонтно-механический цех	3575	0,85	11	39,33	33,43
13	Насосная	3974	0,95	9	35,77	33,98
14	Компрессорная	2864	1	9	25,78	25,78
15	Электроремонтный цех	2384	1	11	26,22	26,22
16	Склад	2570	0,6	9	23,13	13,88
17	Транспортный цех	2803	1	12	33,64	33,64

Значения полных, расчетных и реактивных мощностей определяются с учетом одновременности максимумов нагрузок по формулам (11) и (12):

$$P_{рп} = (\Sigma P_p + \Sigma P_{10}) \cdot K_{рм} + \Sigma P_{осв}, \quad (11)$$

$$Q_{рп} = (\Sigma Q_p + \Sigma Q_{10}) \cdot K_{рм} + \Sigma Q_{осв}, \quad (12)$$

где ΣP_p – суммарная расчетная активная мощность электроприемников до 1000 В (без учета освещения);

ΣP_{10} – суммарная расчетная активная мощность электроприемников свыше 1000 В;

$K_{рм}$ – коэффициент одновременности максимумов нагрузки отдельных групп приемников;

$\Sigma P_{осв}$ – сумма активных мощностей освещения, кВт;

ΣQ_p – суммарная расчетная реактивная мощность электроприемников до 1000 В (без учета освещения);

ΣQ_{10} – суммарная расчетная реактивная мощность электроприемников свыше 1000 В;

$\Sigma Q_{осв}$ – сумма реактивных мощностей освещения, кВт;

Значения итоговых мощностей составят:

$$P_{рп} = (7770,75 + 3200) \cdot 0,85 + 655,08 = 9980,22 \text{ кВт},$$

$$Q_{рп} = (7313,42 + 1549,83) \cdot 0,85 + 215,31 = 7749,08 \text{ квар}.$$

Полная мощность предприятия определяется по формуле:

$$S_{р.г.п.п} = \sqrt{P_{р.г.п.п}^2 + Q_{р.г.п.п}^2}, \quad (13)$$

Значение полной мощности предприятия:

$$S_{p\text{ГПП}} = \sqrt{9980,22^2 + 7749,08^2} = 12635,39 \text{ кВА.}$$

Чтобы выбрать линии, питающие электрической энергией напряжением 35-110 кВ трансформаторы ГПП, необходимо произвести расчет мощности на шинах высшего напряжения 35-110кВ. Этот уровень мощности имеет отличия от мощности $S_{p\text{ГПП}}$, которые обусловлены потерями активной и реактивной мощности в трансформаторах ГПП. На вводах трансформаторов ГПП к сборным шинам РУ 6-10 кВ реактивная мощность будет уменьшена до значения реактивной мощности, которое рассчитано с учетом компенсации.

Реактивная мощность с учетом компенсации вычисляется по выражению (14):

$$Q_{э.1} = \text{tg}\varphi_{э.1} \cdot P_{p\text{ГПП}}, \quad (14)$$

где $\text{tg}\varphi_{э.1} = 0,328$ – экономически эффективное значение коэффициента реактивной мощности на шинах 10 кВ.

Значение реактивной мощности будет равно:

$$Q_{э.1} = 0,328 \cdot 9980,22 = 3273,51 \text{ квар}$$

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторах ГПП вычисляются по формулам (15) и (16):

$$\Delta P_{p\text{ГПП}} = 0,02 \cdot S_{p.1\text{ГПП}}, \quad (15)$$

$$\Delta Q_{p\text{ГПП}} = 0,1 \cdot S_{p.1\text{ГПП}}, \quad (16)$$

где $S_{p.1\text{ГПП}}$ – показатель полной расчетной мощности на шинах 10 кВ с учетом компенсации реактивной мощности. Определяется по формуле (17):

$$S_{p.1П} = \sqrt{P_{p.ГПП}^2 + Q_{э.1}^2}. \quad (17)$$

Значение мощности с учетом компенсации составит:

$$S_{p.1П} = \sqrt{9980,22^2 + 3273,51^2} = 10503,36 \text{ кВА.}$$

Потери активной и реактивной мощности будут равны:

$$\Delta P_{p.ГПП} = 0,02 \cdot 10503,36 = 210,07 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{p.ГПП} = 0,1 \cdot 10503,36 = 1050,336 \text{ квар.}$$

Полная мощность ГПП с учетом потерь в силовых трансформаторах, вычисляется по формуле (18):

$$S_{ГПП} = \sqrt{(P_{p.ГПП} + \Delta P_{т.ГПП})^2 + (Q_{p.ГПП} + \Delta Q_{т.ГПП})^2}, \quad (18)$$

Значение полной мощности предприятия с учетом потерь электроэнергии в трансформаторах будет равно:

$$\begin{aligned} S_{ГПП} &= \sqrt{(9980,22 + 210,07)^2 + (3273,51 + 1050,336)^2} \\ &= 11069,67 \text{ кВА.} \end{aligned}$$

2.2 Определение центра электрических нагрузок

На основе картограммы можно определить центр электрических нагрузок. Она представляет из себя совокупность окружностей разного размера, которые нанесены на план предприятия.

Картограмма позволит визуализировать распределение электрических нагрузок по территории завода на генеральном плане предприятия. В центре соответствующего цеха располагается центр окружности.

В соответствии с методикой, которая описана в [7], производится расчет параметров окружностей картограммы.

Все расчеты производятся с помощью программного обеспечения «Компас». Нижняя левая часть территории предприятия, является началом координат.

Данные, которые были взяты для расчета:

- данные о расположении цехов на предприятии;
- значения активной части мощности силовой и осветительной нагрузок производственных цехов.

Сведения о расчете центра электрических нагрузок сводятся в таблицу 3.

Значения радиусов окружностей, образующих картограмму нагрузки, определяются по формуле (19):

$$R = \pi \cdot R^2 \cdot m, \quad (19)$$

где P – расчетная активная нагрузка всех ЭП цеха, кВт; R – радиус окружности, мм;

m – масштаб нагрузки, принимаемый от 0,5 до 1,0 кВт/мм².

Для удобства расчетов, радиус окружности, без перевода в мм для удобства отображения в САПР Компас, находится по формуле (20):

$$R = \sqrt{\frac{P}{\pi \cdot m}}. \quad (20)$$

Для механического цеха радиус окружности составит:

$$R = \sqrt{\frac{630 + 51,68}{\pi \cdot 0,5}} = 20,83 \text{ м.}$$

Показатель $\alpha_{\text{осв}}$ – это параметр, который означает долю осветительной нагрузки в составе активной мощности цеха и определяется по формуле (21):

$$\alpha = \frac{P_{\text{росв}} \cdot 360}{P_{\text{р}} + P_{\text{росв}}}, \quad (21)$$

где $P_{\text{росв}}$ – расчетная мощность освещения цеха, кВт;

$P_{\text{р}}$ – расчетная мощность силовой нагрузки, кВт.

Для механического цеха угол будет равен:

$$\alpha = \frac{51,68 \cdot 360}{630 + 51,68} = 27,29^\circ.$$

Определение центра электрических нагрузок выполняется по выражениям (22) и (23):

$$X_{\text{цэн}} = \frac{\Sigma(P_i \cdot X_i)}{\Sigma P_i}; \quad (22)$$

$$Y_{\text{цэн}} = \frac{\Sigma(P_i \cdot Y_i)}{\Sigma P_i}. \quad (23)$$

где $\Sigma(P_i \cdot X_i)$ и $\Sigma(P_i \cdot Y_i)$ – сумма произведений мощности и координаты каждого цеха, кВт·м;

ΣP_i – суммарная мощность цехов предприятия.

Координаты центра электрических нагрузок будут равны:

$$X_{\text{цэн}} = \frac{\Sigma(3874471,45)}{10970,75} = 353,2 \text{ м};$$

$$Y_{\text{цэн}} = \frac{\Sigma(1849488,88)}{10970,75} = 168,6 \text{ м}.$$

Центр нагрузок по найденным координатам отмечается на генплане условным знаком. В месте, наиболее приближенном к центру нагрузок размещается ГПП. Окружности картограммы нагрузок наносятся на каждый цех.

Картограмма нагрузок приведена на рисунке 2.

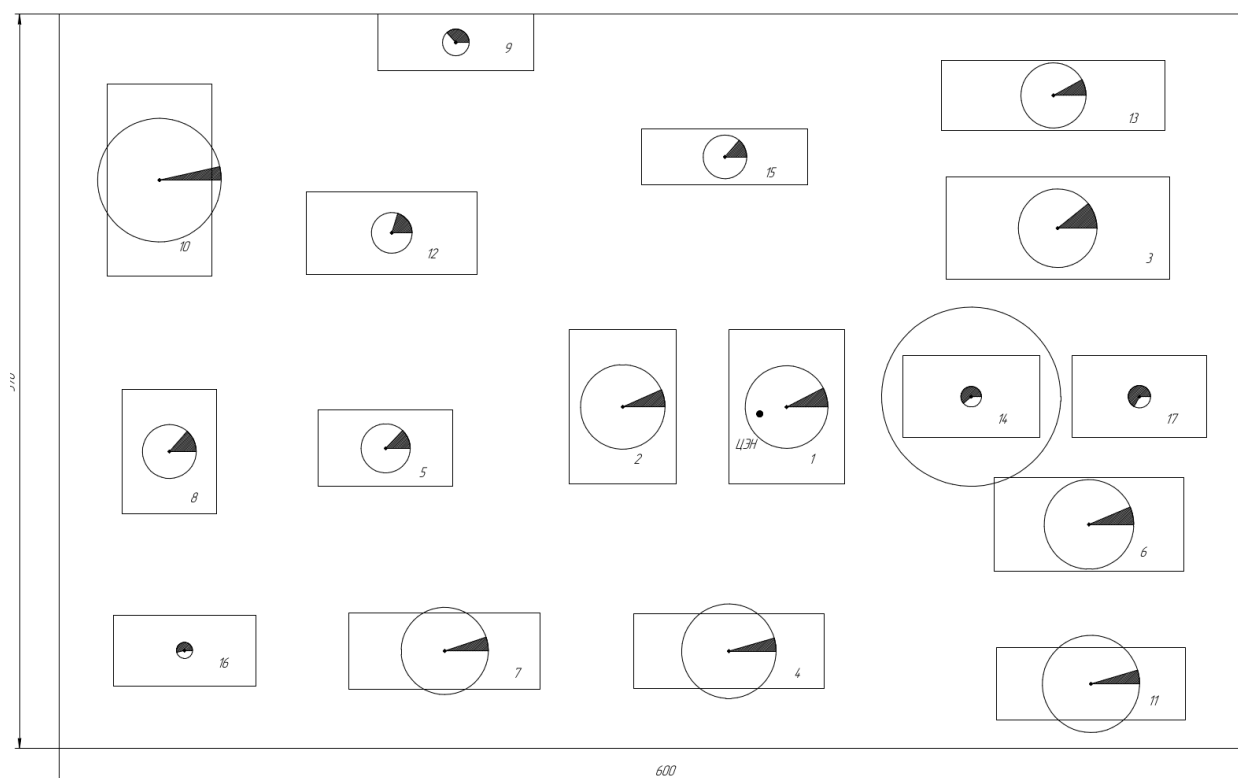


Рисунок 2 – Картограмма электрических нагрузок

Таблица 4 - Определение условного центра электрических нагрузок

Исходные величины						Расчетные величины			
№ цехов	Наименование	P_p , кВт	P_{POCB} , кВт	X_i , м	Y_i , м	R , мм	α , град	$P_{Pi} \cdot X_i$, кВт*м	$P_{Pi} \cdot Y_i$, кВт*м
Нагрузка 0,4 кВ									
1	Механический цех	630,00	51,68	366,7	172,1	20,83	27,29	231021,00	108423,00
2	Сборочный цех	665,00	47,63	284,2	172,1	21,30	24,06	188993,00	114446,50
3	Штамповочный цех	550,00	66,19	503,4	262,2	19,81	38,67	276870,00	144210,00
4	Сварочный цех	850,00	39,58	337,6	49	23,80	16,02	286960,00	41650,00
5	Инструментальный цех	210,00	31,24	164,7	151,3	12,39	46,61	34587,00	31773,00
6	Заготовительный цех	750,00	51,20	519,2	112,9	22,58	23,00	389400,00	84675,00
7	Термический цех	720,00	38,87	194,4	49,1	21,98	18,44	139968,00	35352,00
8	Малярный цех	250,00	39,10	55,7	149,6	13,57	48,69	13925,00	37400,00
9	Заводоуправление	45,00	26,07	200	355,8	6,73	132,05	9000,00	16011,00
10	Литейный цех	1470,00	53,47	50,6	286,4	31,14	12,64	74382,00	421008,00
11	Испытательный цех	900,00	43,14	520,1	32,5	24,50	16,47	468090,00	29250,00
12	Ремонтно-механический цех	132,00	33,43	167,7	259,8	10,26	72,74	22136,40	34293,60
13	Насосная	390,00	33,98	501,3	329,1	16,43	28,85	195507,00	128349,00
14	Компрессорная	16,25	25,78	459,8	177,3	5,17	220,80	7471,75	2881,13
15	Электроремонтный цех	164,00	26,22	335,7	298,1	11,00	49,63	55054,80	48888,40
16	Склад	12,00	13,88	63,3	49,4	4,06	193,06	759,60	592,80
17	Транспортный цех	16,50	33,64	544,6	177,3	5,65	241,52	8985,90	2925,45

Продолжение таблицы 4

Исходные величины						Расчетные величины			
№ цехов	Наименование	P_p , кВт	P_{POCB} , кВт	X_i , м	Y_i , м	R , мм	α , град	$P_{Pi} \cdot X_i$, кВт·м	$P_{Pi} \cdot Y_i$, кВт·м
Итого 0,4 кВ		7770,75	655,08	-	-	-	-	2403111,45	1282128,88
Нагрузка 10 кВ									
14	Компрессорная	3200,00	-	459,8	177,3	45,14	-	1471360,00	567360,00
Итого 10 кВ		3200,00	-	-	-	-	-	1471360,00	567360,00
Всего		10970,75	655,08	-	-	-	-	3874471,45	1849488,88

2.3 Выбор схемы внешнего электроснабжения

Электроснабжение предприятия осуществляется по двум питающим линиям от центра питания 110/35/10 кВ. определение наиболее оптимального уровня напряжения с экономической точки зрения выполняется по формуле (24):

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \cdot \sqrt{L + 0,016 \cdot P}, \quad (24)$$

где L – длина питающей линии электропередачи, км;

P – активная мощность объекта.

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \cdot \sqrt{13 + 0,016 \cdot 10190,28} = 57,58 \text{ кВ.}$$

Вопрос электроснабжения завода на уровне напряжения 10 кВ в данной работе не рассматривается, ввиду существенного отличию данного уровня напряжения от рационального, что говорит о низкой эффективности передачи электрической энергии.

Из ряда стандартных напряжений, наиболее приближенными к рациональному напряжению, отбирается два варианта: вариант 1 – 35 кВ, вариант 2 – 110 кВ. Выбор питающего напряжения между 110 кВ и 35 кВ необходимо осуществить путем технико-экономического сравнения двух вариантов.

Определение оптимального уровня напряжения выполняется путем сравнения капитальных и эксплуатационных затрат.

Расчет максимального рабочего тока ЛЭП производится по формуле (25):

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (25)$$

где $S_{\text{ТР}}$ – мощность трансформаторов ГПП;

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение сети.

Для уровня напряжения $U_{\text{НОМ}} = 35$ кВ максимальный рабочий ток составит:

$$I_{\text{РАБ35}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 131,97 \text{ А.}$$

Для уровня напряжения $U_{\text{НОМ}} = 110$ кВ максимальный рабочий ток составит:

$$I_{\text{РАБ110}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 41,99 \text{ А.}$$

Экономическая плотность по [9] $j_э = 1,1$ А/мм²

Сечение проводов одной фазы проектируемой ВЛ определяется по формуле (26):

$$F_э = \frac{I_p}{j_э}, \quad (26)$$

Для ВЛ-35 кВ сечение проводов составит:

$$F_э = \frac{131,97}{1,1} = 119,97 \text{ мм}^2.$$

Выбирается сечение из ряда стандартных сечений: АС-120/19.

Для ВЛ-110 кВ сечение проводов составит:

$$F_э = \frac{41,99}{1} = 38,17 \text{ мм}^2.$$

Выбирается сечение из ряда стандартных сечений: АС-70/11.

Выбранные сечения проводов требуется проверить на соответствие ограничениями:

– по условиям короны сечение проводов ЛЭП должно быть не менее 70 мм^2 для ВЛ-110 кВ [9, таблица 3.7], ВЛ-35 кВ по условию короны не проверяются.

– по условию нагрева длительной допустимый ток используемых проводов не должен быть менее расчетного тока в рабочем и аварийном режиме по условию (27):

$$I_p \leq I_{\text{доп}} \text{ и } I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (27)$$

Для ВЛ-35 кВ соблюдение условий выглядит следующим образом:

$$131,97 < 380 \text{ и } 263,93 < 380.$$

Для ВЛ-110 кВ соблюдение условий выглядит следующим образом:

$$41,99 < 265 \text{ и } 83,98 < 265.$$

Капитальные затраты на сооружение электрической сети складываются из стоимости ОРУ высокого напряжения подстанции энергосистемы, силовых трансформаторов и стоимости воздушных линий (ВЛ), рассматриваются только отличающиеся элементы ГПП для двух вариантов.

Стоимость капитальных вложений при строительстве ОРУ определяется по формуле (28):

$$K_{\text{ОРУ}} = N_{\text{ВВ}} \cdot K_{\text{ВВ}} + N_{\text{ТР}} \cdot K_{\text{ТР}}, \quad (28)$$

где N – количество ячеек высоковольтных выключателей, принимаемое, предварительно равным 2.

$K_{ВВ}$ – капитальные вложения на монтаж ячейки выключателя высокого напряжения, тыс. руб.;

$N_{ТР}$ – количество силовых трансформаторов, равное 2;

$K_{ТР}$ – капитальные вложения в монтаж силовых трансформаторов.

Стоимость капитальных вложений при строительстве ВЛ определяется по формуле (29):

$$K_{ВЛ} = L_{ВЛ} \cdot K_{ВЛ}, \quad (29)$$

где $L_{ВЛ}$ – протяженность ЛЭП, км;

$K_{ВЛ}$ – капитальные вложения на монтаж 1 км ЛЭП, тыс. руб.

Для РУ 35 кВ согласно [10] стоимость строительства одной ячейки выключателя, включая трансформаторы тока, напряжения, ОПН, РЗА, обогрева, приборов измерения, металлоконструкций, строительно-монтажных работ составляет 27469,92 тыс. руб.

Стоимость строительства ячейки с трансформатором 35 кВ, с предварительной мощностью 16 МВА, составляет 45019,29 тыс. руб.

Стоимость строительства 1 км ВЛ-35 кВ с проводами АС-120/19 составляет 9482,54 тыс. руб. за 1 км.

Стоимость строительства ОРУ 35 кВ составит:

$$K_{ОРУ} = 2 \cdot 27469,92 + 2 \cdot 45019,29 = 144978,42 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость строительства ВЛ 35 кВ составит:

$$K_{ОРУ} = 26 \cdot 9482,54 = 246546,04 \text{ тыс. руб.}$$

Для варианта на напряжении 110 кВ сведения заносятся в таблицу 8.

Для определения эксплуатационных затрат требуется определить время максимальных потерь для графиков нагрузок типовой формы по следующей формуле:

$$\tau = (0,124 + T_{\text{МАХ}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760, \quad (30)$$

где $T_{\text{МАХ}}$ – величина продолжительности использования максимальной нагрузки, принимаемая равной 4500 ч. Время максимальных потерь будет равно:

$$\tau = (0,124 + 4500 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 2886,21 \frac{\text{ч}}{\text{год}}$$

В стоимость эксплуатационных затрат входит стоимость потерь электроэнергии в линиях (тыс. руб./год) по формуле (31)

$$И_{\Delta W} = c_э(\Delta W_{\text{ВЛ}} + \Delta W_{\text{ТР}}), \quad (31)$$

где $\Delta W_{\text{ВЛ}}$ – потери электроэнергии в проводах ЛЭП, тыс. кВт·ч/год;

$\Delta W_{\text{ТР}}$ – потери электроэнергии в силовых трансформаторах, тыс. кВт·ч/год

$c_э$ – стоимость электроэнергии, равная 5 руб. за 1 кВт·ч.

Расчет потерь в проводниках линии электропередачи определяется следующим образом по формуле (32):

$$\Delta W_{\text{ВЛ}} = 3 \cdot N_{\text{ВЛ}} \cdot I_{\text{РАБ}}^2 \cdot r_0 \cdot L_{\text{ВЛ}} \cdot \tau, \quad (32)$$

где $N_{\text{ВЛ}}$ – число питающих линий;

r_0 – удельное активное сопротивление провода ВЛ, ом/км;

Для ВЛ-35 кВ потери электроэнергии в ЛЭП составят:

$$\Delta W_{л} = 3 \cdot 2 \cdot 131,97^2 \cdot 0,249 \cdot 13 \cdot 2886,21 \cdot 10^{-3} = 976,21 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$$

Потери электроэнергии в силовых трансформаторах определяются по выражению в соответствии с [5] по формуле (33):

$$\Delta W_{\text{ТР}} = 2 \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot 8760 + \frac{\Delta P_{\text{КЗ}}}{N_{\text{ТР}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{ГПП}}}{S_{\text{ТР}}} \right) \cdot \tau, \quad (33)$$

где $\Delta P_{\text{ХХ}}$ – потери холостого хода трансформатора, кВт;

$\Delta P_{\text{КЗ}}$ – потери в режиме КЗ в силовых трансформаторах, кВт.

Для трансформаторов 35 кВ потери электроэнергии составят:

$$\Delta W_{\text{ТР}} = 2 \cdot 21 \cdot 8760 + \frac{21}{2} \cdot \left(\frac{11069,67}{16000} \right) \cdot 2886,21 = 430,09 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$$

Стоимость потерь электроэнергии в проводах ВЛ-35 кВ и силовых трансформаторах 35/10 кВ составит:

$$I_{\Delta W} = 5 \cdot (976,21 + 430,09) = 7031,51 \frac{\text{тыс. руб.}}{\text{год}}$$

Стоимость амортизационных отчислений на линии определяется по выражению (34):

$$I_{л} = \frac{p}{100} \cdot K_{л}, \quad (34)$$

p – коэффициент отчислений на амортизацию $p = 6,7$ о.е./год.

Для ВЛ-35 кВ амортизационные отчисления составят:

$$И_{л} = \frac{6,7}{100} \cdot 246546,04 = 16518,58 \frac{\text{тыс. руб.}}{\text{год}}$$

Стоимость амортизационных отчислений на РУ определяется по выражению (35):

$$И_{ру} = \frac{p}{100} \cdot K_{в}, \quad (35)$$

p – коэффициент отчислений на амортизацию $p = 5$ о.е./год.

Для РУ 35 кВ амортизационные отчисления будут равны:

$$И_{ру} = \frac{5}{100} \cdot 144978,42 = 7248,92 \frac{\text{тыс. руб.}}{\text{год}}$$

Сумма издержек будет рассчитана по формуле (36):

$$И = И_{\Delta W} + И_{л} + И_{в}, \quad (36)$$

$$И = 7031,51 + 16518,58 + 7248,92 = 30799,01 \frac{\text{тыс. руб.}}{\text{год}}$$

Приведённые затраты будут рассчитаны по формуле (37):

$$З = E_{н} \cdot K + И, \quad (37)$$

$$З = 0,12 \cdot 391524,46 + 30799,01 = 77781,95 \frac{\text{тыс. руб.}}{\text{год}}$$

Аналогично производится расчёт для второго варианта.

Полученные результаты по обоим вариантам заносятся в таблицу 5.

Таблица 5 - Технико-экономическое сравнение вариантов напряжения питающих линий

Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}=35$ кВ	$U_{\text{ном}}=110$ кВ
Марка в сечении питающих линий	АС 120/24	АС 70/11
Капитальные затраты на РУ, K_B , тыс.руб.	144978,42	216795,18
Капитальные затраты на линии, K_L , тыс.руб.	246546,04	325005,98
Суммарные капитальные затраты, K , тыс.руб	391524,46	541801,16
Потери электроэнергии на ВЛ, тыс. кВт·ч/год	976,21	169,88
Потери электроэнергии на РУ, тыс. кВт·ч/год	430,09	391,59
Стоимость потерь, $I_{\Delta W}$, тыс.руб./год	7031,51	2807,37
Амортизационные отчисления на линии, I_L , тыс.руб./год	16518,58	21775,4
Амортизационные отчисления на выключатели, I_B , тыс.руб./год	7248,92	10839,76
Ежегодные эксплуатационные расходы, I , тыс.руб./год	30799,01	35422,53
Приведённые затраты, Z , тыс.руб./год	77781,95	100438,67

Анализ приведенных затрат позволяет определить, что вариант с напряжением питания 35 кВ более предпочтителен ввиду более низких приведенных затрат.

Для РУ 35 кВ, с учетом питания по двум лучам выбирается схема основных соединений «мостик с выключателями в цепях линий» (рисунок 3):

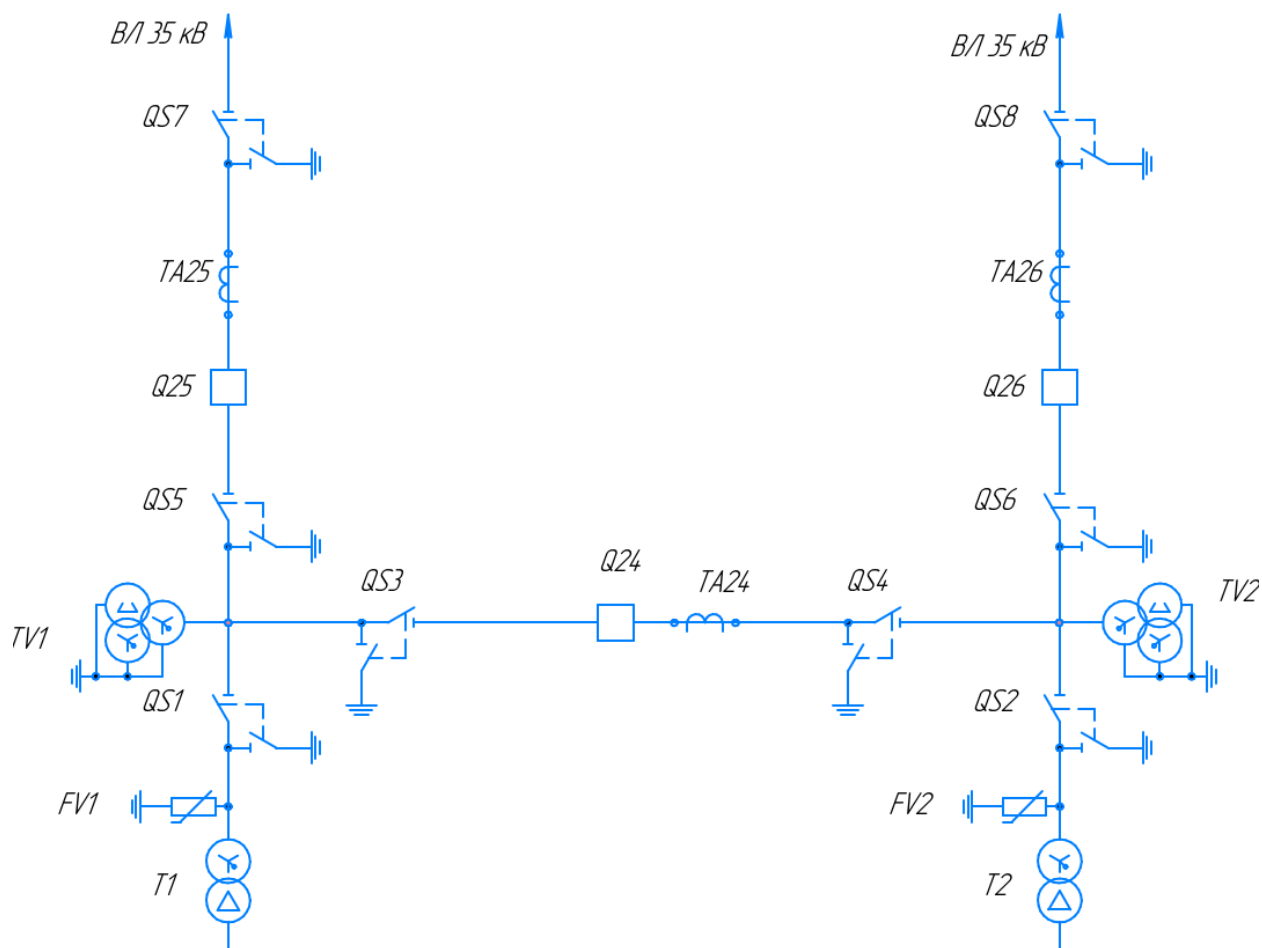


Рисунок 3 – Схема РУ 35 кВ

Выбранная схема позволяет сохранить в работе оба трансформатора при КЗ на питающих ЛЭП, а также сохранить обе ЛЭП под напряжением при ревизии выключателей на стороне ВН.

2.4 Выбор силовых трансформаторов ГПП и ТП

2.4.1 Выбор трансформаторов ГПП

В целях обеспечения бесперебойного питания всех потребителей электроэнергии на промышленных предприятиях, необходимо обеспечить выбор мощности силовых трансформаторов, достаточной для обеспечения их работы в нормальных условиях по [3]. Для того чтобы обеспечить надежное электроснабжение предприятия, необходимо выбрать количество

трансформаторов, равное двум. В случае аварии одного из трансформаторов, второй будет способен покрыть всю мощность потребителей, учитывая при этом перегрузочную способность трансформатора.

При выборе мощности трансформаторов ГПП, следует руководствоваться формулой (38):

$$S_{\text{т.ном}} = \frac{S_{\text{ГПП}} \cdot K_{\text{ПР}}}{K_3 \cdot n_{\text{Т}}} \text{ кВА}, \quad (38)$$

где $S_{\text{ГПП}}$ – полная расчетная мощность завода, кВА;

$K_{\text{ПР}}$ – перспектива роста нагрузок предприятия;

K_3 – коэффициент загрузки трансформаторов;

$n_{\text{Т}}$ – число трансформаторов.

$$S_{\text{т.ном}} = \frac{11069,67 \cdot 1,3}{0,7 \cdot 2} = 10278,98 \text{ кВА}.$$

Выбирается силовой трансформатор марки ТД-16000/35, позволяющий перекрыть текущие нагрузки предприятия и обеспечить возможную перспективу роста нагрузок. Параметры трансформатора определяются по [20] и приводятся в таблице 6.

Таблица 6 – Каталожные данные трансформатора

Тип	$S_{\text{НОМ}}$, кВА	$U_{\text{НОМ}}$ обмоток, кВ		Потери, кВт		$U_{\text{КЗ}}$, %	$I_{\text{ХХ}}$, %
		ВН	НН	$P_{\text{ХХ}}$	$P_{\text{КЗ}}$		
ТД	16	35	10,5	21	90	8	0,6

2.4.2 Выбор трансформаторов цеховых ТП

Для питания низковольтных ЭП, требующих резервирования (первая и вторая категория надежности электроснабжения), применяются комплектные трансформаторные подстанции (КТП) с двумя трансформаторами.

До выбора силовых трансформаторов производится расчет компенсации реактивной мощности.

На данном этапе производится объединение рядом расположенных цехов. Цех 1 и цех 2 будут запитаны от одной ЦТП 10/0,4 кВ №1.

Мощность компенсирующих устройств (БСК), устанавливаемых на секции НН ЦТП, должна быть разделена на каждый трансформатор на подстанции и на каждую обмотку низшего напряжения трансформатора. Расчет выполняется по формуле (39):

$$Q_K = P_p \cdot (\operatorname{tg}\varphi - \operatorname{tg}\varphi_{\text{ж}}). \quad (39)$$

Желаемый $\operatorname{tg}\varphi_{\text{ж}}$ определяется по [8] и равен 0,33.

Для ЦТП №1:

$$Q_K = 1394,31 \cdot (0,82 - 0,33) = 681,96 \text{ квар.}$$

Выбирается компенсирующее устройство мощностью 800 квар.

Результаты расчета остальных компенсирующих устройств приводятся в таблице 10.

Требуемая мощность силовых трансформаторов определяется для групп рядом расположенных цехов по формуле (40):

$$S_{\text{НТ}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + (Q_p - Q_{\text{куф}})^2}}{K_3 \cdot N_T}, \quad (40)$$

где P_p – активная мощность цеха или группы цехов, кВт;

Q_p – реактивная мощность цеха или группы цехов до компенсации, квар;

$Q_{куф}$ – фактическая мощность устанавливаемых компенсирующих устройств, квар;

K_3 – допустимый коэффициент загрузки силовых трансформаторов, равный 0,7;

N_T – количество трансформаторов.

Для ЦТП №1 требуемая мощность силовых трансформаторов будет равна:

$$S_{HT} = \frac{\sqrt{1394,31^2 + (1142,08 - 800)^2}}{0,7 \cdot 2} = 1025,47 \text{ кВА.}$$

Выбираются для ЦТП №1 силовые трансформаторы мощность 1250 кВА.

Все полученные расчетные величины заносятся в таблицу 7.

Таблица 7 – Расчет мощности компенсирующих устройств и трансформаторов

№ КТП	№ цеха с КТП	Цеха, подключенные к КТП	P_p , кВт	Q_p , квар	$tg\varphi$	$Q_{ку}$, квар	$Q_{куф}$, квар	S_{HT} , кВА	N_T и S_T
1	2	1, 2	1394,31	1142,08	0,82	681,96	800	1025,47	2x1250
2	3	3, 13, 15	1230,39	900,55	0,73	494,53	500	924,25	2x1000
3	4	4, 7	1648,45	1768,31	1,07	1224,32	1400	1206,50	2x1600
4	8	5, 8, 16	556,22	527,54	0,95	343,98	500	397,79	2x630
5	14	6, 11, 14, 17	1836,50	1704,02	0,93	1097,98	1200	1360,29	2x1600
6	12	9, 12	236,49	168,42	0,71	90,37	100	175,85	2x250
7	10	10	1523,47	1102,50	0,72	599,75	600	1145,86	2x1600

Следующим этапом производится расчет нагрузок, которые будут запитаны от цеховых ТП, с учетом потерь в трансформаторах и силовой и осветительной нагрузки 0,4 кВ.

Потери активной мощности в трансформаторах КТП при передаче электроэнергии определяются по формуле (41):

$$\Delta P_{\text{ТР}} = N_{\text{Т}} \cdot (\Delta P_{\text{ХХ}} + \beta_{\text{Ф}}^2 \cdot \Delta P_{\text{КЗ}}), \quad (41)$$

где $\Delta P_{\text{ХХ}}$ – потери холостого хода в силовых трансформаторах, кВт;

$\beta_{\text{Ф}}$ – коэффициент загрузки трансформаторов;

$\Delta P_{\text{КЗ}}$ – потери короткого замыкания в силовых трансформаторах, кВт;

Для ЦТП 10/0,4 кВ №1:

$$\Delta P_{\text{ТР}} = 2 \cdot (2,5 + 0,57^2 \cdot 12,5) = 17,5 \text{ кВт.}$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах по выражению (42):

$$\Delta Q_{\text{ТР}} = N_{\text{Т}} \cdot (\Delta Q_{\text{ХХ}} + \beta_{\text{Ф}}^2 \cdot \Delta Q_{\text{НАГР}}), \quad (42)$$

где $\Delta Q_{\text{ХХ}}$ – активные потери холостого хода в трансформаторах, квар;

$\Delta Q_{\text{НАГР}}$ – активные потери короткого замыкания, квар;

Для ЦТП 10/0,4 кВ №1 потери реактивной мощности будут равны:

$$\Delta Q_{\text{ТР}} = 2 \cdot (17,5 + 0,57^2 \cdot 75) = 121,91 \text{ квар.}$$

Нагрузка на стороне ВН ЦТП 10/0,4 кВ определяется по формуле (43) и (44):

$$P_{\text{ЦТП}} = P_{\text{P}} + \Delta P_{\text{ТР}}, \quad (43)$$

$$Q_{\text{ЦТП}} = Q_{\text{P}} + \Delta Q_{\text{ТР}}, \quad (44)$$

Значения мощностей составят:

$$P_{\text{ЦТП}} = 1394,31 + 17,5 = 1411,81 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ЦТП}} = 342,08 + 75 = 417,08 \text{ квар.}$$

Пример заполнения таблицы расчетов нагрузки ЦТП на стороне 10 кВ приведен в таблице 8.

Таблица 8 – Результирующие нагрузки ЦТП

Наименование	Расчетная нагрузка			N и S _{HT} штук и кВА
	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	
1	2	3	4	5
КТП №1				
Итого на стороне 0,4 кВ	1394,31	342,08	1435,66	2×1250
Потери в трансформаторах	17,50	75,00	-	
Итого на стороне ВН	1411,81	417,08	1472,13	
КТП №2				
Итого на стороне 0,4 кВ	1230,39	400,55	1293,95	2×1000
Потери в трансформаторах	14,00	55,00	-	
Итого на стороне ВН	1244,39	455,55	1325,16	
КТП №3				
Итого на стороне 0,4 кВ	1648,45	368,31	1689,10	2×1600
Потери в трансформаторах	19,00	96,00	-	
Итого на стороне ВН	1667,45	464,31	1730,89	
КТП №4				
Итого на стороне 0,4 кВ	556,22	27,54	556,90	2×630
Потери в трансформаторах	11,40	35,00	-	
Итого на стороне ВН	567,62	62,54	571,05	

Продолжение таблицы 8

Наименование	Расчетная нагрузка			N и S _{HT} штук и кВА
	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	
1	2	3	4	5
КТП №5				
Итого на стороне 0,4 кВ	1836,50	504,02	1904,41	2×1600
Потери в трансформаторах	19,00	96,00	-	
Итого на стороне ВН	1855,50	600,02	1950,10	
КТП №6				
Итого на стороне 0,4 кВ	236,49	68,42	246,19	2×250
Потери в трансформаторах	5,80	11,30	-	
Итого на стороне ВН	242,29	79,72	255,07	
КТП №7				
Итого на стороне 0,4 кВ	1523,47	502,50	1604,21	2×1600
Потери в трансформаторах	19,00	96,00	-	
Итого на стороне ВН	1542,47	598,50	1654,52	

2.5 Выбор КЛ и ВЛ

В данном разделе выпускной квалификационной работы производится расчет и выбор кабельных линий от ГПП 35/10 кВ до ЦТП 10/0,4 кВ.

В качестве питающих ВЛ-35 кВ выбираются рассчитанные в разделе выбора схемы внешнего электроснабжения провода марки АС-120/19.

Исходными данными для расчета кабельных линий являются расчетные нагрузки ЦТП, способы прокладки кабельных линий.

Подключение высоковольтных электродвигателей осуществляется радиальными линиями от шин 10 кВ ГПП. Питание цеховых подстанций, для повышения надежности и упрощения схем РУ-10 кВ ЦТП, выполняется также радиальными линиями, с организацией двух лучей питания от разных секций шин.

Способ прокладки кабельных линий – в земле (траншеях). Кабельные линии выполняются силовыми кабелями с алюминиевыми жилами с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Для выбора сечений кабельных линий определяется рабочий ток в нормальном режиме по следующему выражению (45):

$$I_p = \frac{S_{pВН}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot N}, \quad (45)$$

где $S_{pВН}$ – расчетная мощность на стороне ВН КТП;

U – номинальное напряжение сети, равное 10 кВ;

N – число трансформаторов на КТП.

Для ЦТП №1 расчетный ток будет равен:

$$I_p = \frac{1472,13}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 42,5 \text{ А.}$$

Ток для ЛЭП, питающей высоковольтный асинхронный двигатель находится по формуле (46):

$$I_p = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi}, \quad (46)$$
$$I_p = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,87} = 66,36 \text{ А.}$$

При отклонении режима работы от нормального (при отключении одной линии на двойной магистрали) ток данного режима I_{pa} , А, может рассчитываться как:

$$I_{pa} = 2 \cdot I_p, \quad (47)$$
$$I_{pa} = 1,4 \cdot 45,99 = 64,39 \text{ А.}$$

Расчет экономически целесообразного сечения $F_э$, кабеля вычисляется по формуле (48):

$$F_э = \frac{I_p}{j_{эк}}, \quad (48)$$

где $j_{эк}$ – экономическая плотность тока, для $T_M = 4500$ ч, равная 1,4.

$$F_э = \frac{42,5}{1,4} = 30,35 \text{ мм}^2.$$

На основании целесообразного сечения производится выбор ближайшего стандартного сечения, для которого из справочных таблиц выбирается длительно допустимый ток $I_{доп}$, А, в зависимости от конструкции кабеля и условий прокладки.

Для кабельной линии, питающей ЦТП №1 выбирается кабель марки АПВППГ-10 3x50 с длительно допустимым током в нормальном режиме 156 А по [2].

Проверка допустимости работы кабельных линий по нагреву в нормальном и послеаварийном режимах выполняется по условиям (49) и (50):

$$k_n \cdot I_{доп} \geq I_p, \quad (49)$$

$$1,3 \cdot k_n \cdot I_{доп} \geq I_{ра}, \quad (50)$$

где k_n – коэффициент, учитывающий условия прокладки, выбирается по таблице 1.3.26 [9];

1,3 – показатель, допускающий кратковременный нагрев кабеля при в аварийных режиме.

Для ЦТП №1:

$$0,92 \cdot 156 \geq 42,5,$$

$$1,3 \cdot 0,92 \cdot 156 \geq 84,99.$$

В таблице 9 произведен расчет и выбор сечений кабельных линий. Далее в работе будет произведена проверка соответствия выбранных сечений условиям режима короткого замыкания.

Таблица 9 – Расчет кабельных линий

№пп	Назначение ЛЭП	Ток, А		Способ прокладки	Коэф. Прокл.	$F_{эк}$, мм ²	$F_{ст}$, мм ²	Длительно-допустимый ток	
		Норм. режим	Аварий. режим					Норм. режим	Аварий. режим
1, 2	ГПП-ТП1	42,50	84,99	траншея	0,92	30,35	50,00	143,52	186,58
3, 4	ГПП-ТП2	38,25	76,51	траншея	0,92	27,32	50,00	143,52	186,58
5, 6	ГПП-ТП3	49,97	99,93	траншея	0,92	35,69	50,00	143,52	186,58
7, 8	ГПП-ТП4	16,48	32,97	траншея	0,92	11,77	50,00	143,52	186,58
9, 10	ГПП-ТП5	56,29	112,59	траншея	0,92	40,21	50,00	143,52	186,58
11, 12	ГПП-ТП6	7,36	14,73	траншея	0,92	5,26	50,00	143,52	186,58
13, 14	ГПП-ТП7	47,76	95,52	траншея	0,92	34,12	50,00	143,52	186,58
15-18	ГПП-АД	66,36	132,72	траншея	0,92	47,40	50,00	143,52	186,58

2.6 Расчет токов КЗ

Расчет токов КЗ выполняется по [14] в системе относительных единиц в местах установки коммутационных аппаратов, измерительных трансформаторов – а именно, на шинах 35 кВ и 10 кВ проектируемой ГПП.

В качестве исходных данных для расчета токов коротких замыканий используются:

- расчетное значение мощности, выделяемой при КЗ на шинах существующего центра питания;
- параметры сопротивлений проводников питающих линий электропередачи от центра питания до ГПП;
- параметры проектируемых силовых трансформаторов ГПП;
- сведения об электродвигателях выше 1 кВ;

Параметры, приняты за базисные:

– базисная мощность $S_6 = 100$ МВА;

– базисное напряжение $U_{B1} = 37,5$ кВ, базисное напряжение $U_{B2} = 10,5$ кВ.

Производится расчет базисных токов I_6 на каждой стороне ГПП по формуле (51):

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}. \quad (51)$$

Базисные токи будут равны:

$$I_{61} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 1,54 \text{ кА.}$$

$$I_{62} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА.}$$

На ГПП предприятия используется отдельный режим работы силовых трансформаторов с отключенным положением секционного выключателя РУ НН. Схема замещения составляется для случая разомкнутого положения контактов секционных выключателей (рисунок 4):

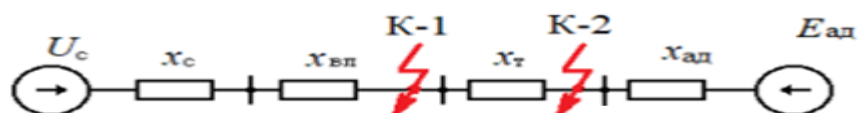


Рисунок 4 – Схема замещения для расчета токов КЗ

Уровень напряжения системы, приравненное к базисным условиям принимается равной:

$$U_{c*} = 1 \text{ о. е.}$$

ЭДС асинхронного двигателя в относительных единицах:

$$U_{Ад*} = 0,9 \text{ о. е.}$$

Сопротивление системы определяется по выражению (52):

$$x_{c*} = \frac{S_6}{S_{кз}}, \quad (52)$$

где $S_{кз}$ – мощность КЗ на шинах системы, которыми являются шины 35 кВ центра питания;

$$x_{c*} = \frac{100}{1740} = 0,057 \text{ кА.}$$

Расчет реактивного сопротивления ЛЭП 35 кВ выполняется по выражению (53):

$$X_{вл*} = \frac{X_0 \cdot L \cdot S_6}{U_6^2}, \quad (53)$$

где X_0 – удельное индуктивное сопротивление проводов ЛЭП.

Общее сопротивление проводов ЛЭП для базисных условий:

$$X_{вл*} = \frac{0,4 \cdot 13 \cdot 100}{37,5^2} = 0,369 \text{ о. е.}$$

Индуктивное сопротивление обмоток трансформаторов ГПП (54):

$$X_{Т*} = \frac{U_{кз} \cdot S_б}{100 \cdot S_H}, \quad (54)$$

где $U_{кз}$ – каталожный параметр трансформатора, обозначающий процент остаточного напряжения на шинах ВН при коротком замыкании на шинах НН;

S_H – полная номинальная мощность трансформатора.

$$X_{Т*} = \frac{8 \cdot 100}{100 \cdot 16} = 0,5 \text{ о. е.}$$

Сверхпереходное сопротивление обмоток электрических машин выше 1000 В определяется в относительных единицах по выражению (55):

$$X_{ад1} = \frac{1}{I_{п*}}, \quad (55)$$

где $I_{п*}$ - отношение пускового к номинальному токам высоковольтного двигателя по паспортным данным.

Для асинхронных двигателей компрессорного цеха сверхпереходное сопротивление будет равно:

$$X_{ад1} = \frac{1}{7} = 0,143 \text{ о. е.}$$

Для приведения сопротивления асинхронного двигателя к базисным единицам используется формула (56):

$$X_{ад1*} = \frac{X_{ад1} \cdot S_б \cdot \cos\varphi_{ад}}{P_H}. \quad (56)$$

Для высоковольтных электрических двигателей компрессорной значение сопротивления, определенное по (56) будет равно:

$$X_{ад1*} = \frac{0,143 \cdot 100 \cdot 0,87}{1} = 12,429 \text{ о. е.}$$

Эквивалентное сопротивление группы асинхронных двигателей, подключенных от одной секции по формуле (57):

$$X_{ад*} = \frac{X_{ад1*}}{N_{ад}}, \quad (57)$$

где $N_{ад}$ – количество высоковольтных электрических двигателей.

Значение эквивалентного сопротивления группы двигателей:

$$X_{ад*} = \frac{12,428}{2} = 6,214 \text{ о. е.}$$

Эквивалентное сопротивление $X_{э1}$ определяется по формуле (58):

$$X_{э1*} = X_{с*} + X_{вл*}, \quad (58)$$

$$X_{э1} = 0,057 + 0,369 = 0,427 \text{ о. е.}$$

Значение периодической составляющей тока КЗ для трехфазного замыкания $I_{п01}$ в именованных единицах определяются по формуле (59):

$$I_{п01} = \frac{U_c \cdot I_{г1}}{X_{э1}}. \quad (59)$$

Значение составит:

$$I_{п01} = \frac{1 \cdot 1,54}{0,427} = 3,603 \text{ кА.}$$

Значение ударного тока КЗ определяется по формуле (60):

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1} \cdot I_{п01}, \quad (60)$$

где $k_{уд1}$ – ударный коэффициент тока КЗ, определяемый по [14].

Для точки К1 ударный коэффициент будет равен:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot 3,603 = 10,298 \text{ кА.}$$

Тепловой импульс тока КЗ $B_{к1}$ вычисляется по формуле (61):

$$B_{к1} = I_{п01}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (61)$$

где $t_{откл}$ – время отключения КЗ действием защит, для микропроцессорных защит равный 0,1 с по [14];

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, равная по [14] для шин 35 кВ 0,025 с.

Для точки К1 значение теплового импульса будет равно:

$$B_{к1} = 3,603^2 \cdot (0,1 + 0,025) = 1,623 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Для точки К2 эквивалентное сопротивление $X_{э2}$ определяется по выражению (62):

$$X_{э2*} = X_{э1*} + X_{г*}, \quad (62)$$

$$X_{э2} = 0,427 + 0,5 = 0,927 \text{ о. е.}$$

Начальное значение тока трехфазного КЗ от системы по формуле (63) будет равно:

$$I_{\text{пос}} = \frac{U_c \cdot I_{\text{б2}}}{X_{\text{э2}}}, \quad (63)$$
$$I_{\text{пос}} = \frac{1 \cdot 5,5}{0,927} = 5,93 \text{ кА.}$$

Ударный ток по формуле (64) будет равен:

$$i_{\text{удс}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд2}} \cdot I_{\text{пос}}, \quad (64)$$

где $k_{\text{уд2}}$ – ударный коэффициент для цепи между системой и точкой КЗ, принимается по [14] равным 1,369.

Значение ударного тока КЗ от системы:

$$i_{\text{удс}} = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 5,93 = 14,061 \text{ кА.}$$

Начальный ток трехфазного КЗ от асинхронных двигателей вычисляется по следующей формуле (65):

$$I_{\text{посд}} = \frac{E'' \cdot I_{\text{б2}}}{X_{\text{ад*}}}, \quad (65)$$
$$I_{\text{посд}} = \frac{0,9 \cdot 5,5}{6,214} = 0,796 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ от асинхронного двигателя определяется по формуле (66):

$$i_{удсд} = \sqrt{2} \cdot k_{удсд} \cdot I_{посд}, \quad (66)$$

где $k_{удсд}$ – ударный коэффициент для цепи асинхронного двигателя, принимается по [14].

Значение тока КЗ составит:

$$i_{удсд} = \sqrt{2} \cdot 1,1 \cdot 0,796 = 1,239 \text{ кА.}$$

Сама токов КЗ в точке К2 от разных источников определяется по формуле (67):

$$I_{п02} = I_{п0с} + I_{п0сд}, \quad (67)$$

$$I_{п02} = 5,93 + 0,796 = 6,726 \text{ кА.}$$

Сумма ударных токов КЗ в точке К2 рассчитывается по выражению (68) будет равно:

$$i_{уд2} = i_{удс} + i_{удсд}, \quad (68)$$

$$i_{уд2} = 14,061 + 1,239 = 15,3 \text{ кА.}$$

Параметр $B_{к2}$ определяется аналогично точке К1 по формуле (69):

$$B_{к2} = I_{п02}^2 \cdot (t_{откл2} + T_a), \quad (69)$$

$$B_{к2} = 6,726^2 \cdot (0,1 + 0,01) = 4,977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Для оценки правильности выбора кабельных линий определяется термически стойкое сечение кабеля F_T , мм², по формуле (70):

$$F_T = \frac{\sqrt{B_{K2} \cdot 10^6}}{C}, \quad (70)$$

где C – функция, определяется по таблице 3.14 [6] в зависимости от конструкции кабеля.

$$F_T = \frac{\sqrt{4,977 \cdot 10^6}}{98} = 22,764 \text{ мм}^2.$$

Все выбранные марки кабелей удовлетворяют требованию термической стойкости.

2.7 Выбор оборудования ГПП и цеховых ТП

Для грамотного проектирования системы электроснабжения необходимо выбрать выключатели, трансформаторы тока и разъединители, а также ограничители перенапряжения, которые должны быть проверены по условиям эксплуатации. Выбор осуществляется с помощью методики, которая описана в [6].

2.7.1 Выбор выключателей 35 кВ

Для коммутации в сетях 35 кВ производится выбор выключателя марки ВР35НТ УХЛ1. Правильность выбора оценивается на основании [1] по нескольким параметрам:

- начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ $I_{П01}$;
- ударный ток $i_{уд1}$;
- тепловой импульс тока КЗ B_{K1} ;

Технические данные выключателя:

- номинальное напряжение $U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$;
- номинальный ток $I_{НОМ} = 1600 \text{ А}$;

- номинальный ток отключения $I_{\text{откл.ном}} = 25 \text{ кА}$;
- ток электродинамической стойкости (наибольший пик) $I_{\text{эд}} = 64 \text{ кА}$;
- ток термической стойкости $I_{\text{тер}} = 25 \text{ кА}$;
- время протекания тока термической стойкости $t_{\text{тер}} = 3 \text{ с}$.

Проверка по номинальному напряжению (71):

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (71)$$

$$35 \geq 35.$$

Проверка по номинальному току по условию (72):

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}, \quad (72)$$

$$1600 \geq 369,5.$$

Расчетным током является рабочий ток в максимальном режиме по формуле (73):

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{нт}} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U}, \quad (73)$$

$$I_{\text{расч}} = \frac{16000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 35} = 369,5 \text{ А}.$$

Проверка на отключающую способность по условию (74):

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл.ном}}, \quad (74)$$

$$3,603 \leq 25.$$

Проверка на электродинамическую стойкость по условию (75):

$$i_{\text{прск}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (75)$$

$$40 \geq 10,298.$$

Проверка на термическую стойкость по условию (76):

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к1}}, \quad (76)$$

$$25^2 \cdot 3 \geq 1,623.$$

Выключателя ВР35НТ УХЛ1 подходят для применения в РУ 35 кВ ГПП.

2.7.2 Выбор разъединителей 35 кВ

Предварительно для сравнения принимается разъединитель РГПЗ-СЭЩ-16-III-35/1000-УХЛ1 со следующими параметрами:

- номинальное напряжение $U_{\text{НОМ}} = 35$ кВ;
- номинальный ток $I_{\text{НОМ}} = 2000$ А;
- ток электродинамической стойкости (наибольший пик) $I_{\text{Эд}} = 80$ кА;
- ток термической стойкости $I_{\text{ТЕР}} = 31,5$ кА;
- время протекания тока термической стойкости $t_{\text{ТЕР}} = 1$ с.

Проверка по номинальному напряжению по условию (77):

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (77)$$

$$35 \geq 35.$$

Проверка по номинальному току по условию (78):

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{расч}}, \quad (78)$$

$$2000 \geq 369,5.$$

Проверка на электродинамическую стойкость по условию (79)

$$i_{\text{прск}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (79)$$

$$80 \geq 10,298.$$

Проверка на термическую стойкость по условию (80):

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к1}}, \quad (80)$$

$$31,5^2 \cdot 1 \geq 1,623.$$

Разъединители РГПЗ-СЭЩ-16-III-35/1000-УХЛ1 подходят для применения в РУ 35 кВ на ГПП.

2.7.3 Выбор трансформаторов тока

Предварительно выбирается к использованию трансформатор тока ТОЛ-35-III УХЛ1 со следующими параметрами:

- номинальное напряжение $U_{\text{НОМ}} = 35$ кВ;
- номинальный ток $I_{\text{НОМ}} = 400$ А;
- ток электродинамической стойкости (наибольший пик) $I_{\text{ЭД}} = 102$ кА;
- ток термической стойкости $I_{\text{ТЕР}} = 24$ кА;
- время протекания тока термической стойкости $t_{\text{ТЕР}} = 3$ с.

Проверка по номинальному напряжению по выражению (81):

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (81)$$

$$35 \geq 35.$$

Проверка по номинальному току по условию (82):

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{расч}}, \quad (82)$$

$$400 \geq 369,5.$$

Проверяем на электродинамическую стойкость по условию (83)

$$i_{\text{прск}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (83)$$
$$102 \geq 10,298.$$

Проверка на термическую стойкость по формуле (84):

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к1}}, \quad (84)$$
$$24^2 \cdot 3 \geq 1,623.$$

Делается вывод о возможности применения трансформаторов тока ТОЛ - 35 – III УХЛ 1.

2.7.4 Выбор ограничителей перенапряжения

Для защиты изоляции электрооборудования ОРУ устанавливаются ограничители перенапряжений нелинейные ОПН-35 УХЛ1 со следующими параметрами по формуле (85):

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (85)$$
$$35 \geq 35.$$

ОПН подходят для применения на проектируемой ГПП.

2.7.5 Выбор оборудования на РУ 10 кВ

Выбор коммутационных аппаратов и оборудования по стороне 10 кВ выполняется аналогично оборудованию 35 кВ.

РУ 10 кВ выполняется на базе комплектного распределительного устройства КРУ серии D-12P.

Исходные данные к выбору электрических аппаратов:

- начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ $I_{П02}$;
- ударный ток $i_{уд2}$;
- тепловой импульс тока КЗ $B_{К2}$.

2.7.6 Выбор выключателей

Выключатели 10 кВ выбираются марки ВВ-TEL-10-20/1000 по следующим параметрам:

Проверка по номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{уст}, \quad (86)$$

$$10 \geq 10.$$

При выполнении проверки данного условия должны отдельно рассматриваться вводной выключатель, секционный выключатель и выключатель отходящих линий.

Ток для выбора вводного выключателя в 10 кВ ГПП по формуле (87):

$$I_{расч} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U}, \quad (87)$$

$$I_{расч} = \frac{11069,67}{\sqrt{3} \cdot 10} = 639,11 \text{ А.}$$

Определим ток для выбора секционного выключателя в А по формуле (88):

$$I_{расч} = \frac{S_p}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U}, \quad (88)$$

$$I_{расч} = \frac{11069,67 \cdot 1}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 319,55 \text{ А.}$$

Проверка по номинальному току:

$$\begin{aligned} I_{\text{НОМ}} &\geq I_{\text{РАБ}}, & (89) \\ 11 &\geq 639,11. \end{aligned}$$

Для всех отходящих ячеек, секционной ячейки и вводных ячеек выбираются выключатели марки ВВ-TEL-10-20/1000 с номинальным током 1000 А.

Проверка на отключающую способность:

$$\begin{aligned} I_{\text{ПО}} &\leq I_{\text{ОТКЛ.НОМ}}, & (90) \\ 6,726 &\leq 20. \end{aligned}$$

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$\begin{aligned} i_{\text{ПРСК}} &\geq i_{\text{УД}}, & (91) \\ 80 &\geq 15,3. \end{aligned}$$

Проверяем на термическую стойкость:

$$\begin{aligned} I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} &\geq B_{\text{К2}}, & (92) \\ 20^2 \cdot 3 &\geq 4,977. \end{aligned}$$

Рассмотренные выключатели подходят для применения в проектируемой ГПП. На ГПП используются ячейки 10 кВ выкатного типа, применение разъединителей конструктивно не предусмотрено.

2.7.7 Выбор трансформаторов тока

Предварительно производится выбор трансформаторов тока с номинальным напряжением $U_{\text{ном}} = 10$ кВ марки ТЛК-10-5-0,5/10Р-1000/5У3 с исполнением 0,5/Р/Р с номинальным током вторичной обмотки 5А для вводных ячеек.

Проверка по номинальному напряжению по условию (93):

$$\begin{aligned} U_{\text{ном}} &\geq U_{\text{уст}}, \\ 10 &\geq 10. \end{aligned} \quad (93)$$

Проверка по номинальному току по условию (94):

$$\begin{aligned} I_{\text{ном}} &\geq I_{\text{расч}}, \\ 1000 &\geq 639,11. \end{aligned} \quad (94)$$

Проверка на электродинамическую стойкость по условию (95):

$$\begin{aligned} i_{\text{дин}} &\geq i_{\text{уд}}, \\ 80 &\geq 15,3. \end{aligned} \quad (95)$$

Проверка на термическую стойкость по условию (96):

$$\begin{aligned} I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} &\geq B_{\text{к2}}, \\ 20^2 \cdot 3 &\geq 4,976. \end{aligned} \quad (96)$$

Выбранные трансформаторы тока подходят для применения в РУ 10 кВ во вводных ячейках. Выбор трансформаторов тока в ячейках отходящих линий приведен в таблице 10.

Таблица 10 – Выбранные трансформаторы тока для отходящих линий

Наименование линии	$I_{РАБ}, А$	$I_{АВ}, А$	Марка ТТ
ГПП-ТП1	42,50	84,99	ТЛК-10-5-0,5/10Р-100/5У3
ГПП-ТП2	38,25	76,51	ТЛК-10-5-0,5/10Р-100/5У3
ГПП-ТП3	49,97	99,93	ТЛК-10-5-0,5/10Р-100/5У3
ГПП-ТП4	16,48	32,97	ТЛК-10-5-0,5/10Р-50/5У3
ГПП-ТП5	56,29	112,59	ТЛК-10-5-0,5/10Р-150/5У3
ГПП-ТП6	7,36	14,73	ТЛК-10-5-0,5/10Р-20/5У3
ГПП-ТП7	47,76	95,52	ТЛК-10-5-0,5/10Р-100/5У3
ГПП-АД	66,36	132,72	ТЛК-10-5-0,5/10Р-150/5У3

2.7.8 Выбор трансформатора напряжения

Выбор трансформаторов напряжения осуществляется исходя из номинального напряжения и наличия защиты от феррорезонанса. По данным параметрам соответствует трансформатор напряжения марки НАМИТ-10-2.

Предварительно необходимо произвести проверку нагрузки вторичной обмотки на соответствие номинальным параметрам по [19]. Это делается при выборе средств измерений.

Для защиты трансформатора напряжения от перегрузки применяются предохранители типа ПКН-10 УХЛЗ, которые предназначены для защиты оборудования.

2.7.9 Выбор ограничителей перенапряжений

Для защиты изоляции электрооборудования РУ 10 кВ принимаются ограничители перенапряжений нелинейные марки ОПН-10.

Проверка по номинальному напряжению по условию (97):

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (97)$$

$$10 \geq 10.$$

Выбранный ограничитель перенапряжений проходит успешно проверку.

2.7.10. Выбор трансформаторов собственных нужд

Если рассматривать состав потребителей собственных нужд (СН) подстанций, то он зависит от мощности трансформаторов, типа электрооборудования. Потребители СН имеют относительно небольшую мощность, поэтому они могут подключаться к сети 380/220 В в соответствии с [13] с использованием трансформаторов собственных нужд.

Расчетная нагрузка собственных нужд определяется формуле (98):

$$S_p = k_c \cdot \sqrt{P_{\text{уст}}^2 + Q_{\text{уст}}^2}, \quad (98)$$

где $P_{\text{уст}}$ – сумма активных мощностей потребителей электроэнергии, подключаемых от ТСН, кВт;

$Q_{\text{уст}}$ – сумма реактивных мощностей потребителей электроэнергии, подключаемых от ТСН, квар;

k_c – коэффициент спроса, равный 0,8.

Для двигательной нагрузки (обдув трансформаторов, вентиляция) $\cos\varphi$ принимается равным 0,85. Состав потребителей СН приводится в таблице 11.

Таблица 11 – Установленные нагрузки собственных нужд

Электроприемник	Установленная мощность	Коэф. мощн. cosφ	Кол-во	Установленная мощность	
	кВт		шт	кВт	кВа
Освещение РУ	0,25	1	5	1,25	1,25
Отопление, освещение, вентиляция КРУН	7	1	1	7	7,00
Отопление, освещение, вентиляция ОПУ	7	1	1	7	7,00
Двигатели системы охлаждения силового трансформатора и РПН	5	0,85	2	10	11,76
Электроподогрев элегазовых выключателей	5	1	3	15	15,00
Электроподогрев элегазовых разъединителей 110 кВ	5	1	8	40	40,00
Электропитание телемеханики и аппаратуры связи	2	1	1	2	2,00
Электроподгрев шкафа РЗ	1	1	12	12	12,00
Электропитание системы пожаротушения	15	1	1	15	15,00
Итого:				87,4	88,81

Мощность трансформатора СН S_T определяется по формуле (99):

$$S_T = \frac{S_p}{1,4} \quad (99)$$

$$S_T = \frac{88,81}{1,4} = 63,4 \text{ кВА.}$$

Для установки принимается два трансформатора собственных нужд с номинальной мощностью $S_H \geq S_T$, равной 100 кВА.

2.7.11 Выбор средств электрических измерений

Средства электрических измерений необходимы для измерения токов, напряжений, активной и реактивной мощности, протекающей в сети [17]. К качеству устройств для учета электроэнергии применяются приборы учета микропроцессорные типа СЕ304.

Мощность, потребляемая приборами учета равна 0,1 ВА.

По [21] производится проверка трансформаторов тока на соответствие допустимой нагрузке вторичной обмотки. Общее сопротивление приборов $r_{\text{приб}}$ на одну фазу определяется по выражению (100):

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I^2}, \quad (100)$$

где $S_{\text{приб}}$ – полная мощность приборов, питаемых от ТТ, равная 0,1 ВА;

I – номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока, равный 5 А.

Значение сопротивления составит:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,1}{5^2} = 0,004 \text{ Ом.}$$

Сопротивление нагрузки на одну фазу $Z_{\text{нагр}}$ определяется по формуле (101)

$$Z_{\text{нагр}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{I^2}, \quad (101)$$

где $S_{\text{нагр}}$ – номинальная вторичная нагрузка, равная 10 В·А;

I – номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока, равный 5 А.

Значение сопротивления составит:

$$Z_{\text{нагр}} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом.}$$

Минимально-допустимое сопротивление проводников вторичной цепи ТТ определяется по формуле (102):

$$r_{\text{пр}} = Z_{\text{нагр}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (102)$$

где $r_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов, равное 0,1 Ом [23].

Допустимое сопротивление равно:

$$r_{\text{пр}} = 0,4 - 0,004 - 0,1 = 0,296 \text{ Ом.}$$

По данному сопротивлению найдем определяется сечение контрольных кабелей по выражению (103):

$$F_{\text{к}} = \frac{r_0 \cdot L}{r_{\text{пр}}}, \quad (103)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление алюминия, равное 0,0283 Ом·мм²/м [23];

L – длина кабеля, равная 40 м (может быть принята другой).

Минимальное сечение равно:

$$F_{\text{к}} = \frac{0,0283 \cdot 40}{0,296} = 3,824 \text{ мм}^2$$

К установке принимается контрольный кабель с сечением, удовлетворяющем условию и равным 4 мм².

2.7.12 Выбор устройств релейной защиты

Релейная защита и автоматика может быть выполнена на разной элементной базе. Наиболее старые устройства релейной защиты и автоматики выполнены на электромеханической базе, основу которой составляют токовые реле, реле времени, промежуточные реле, указательные реле. Подобные устройства морально и физически устарели и обладают рядом недостатков:

- наличие подвижных частей, подверженных загрязнению и износу;
- сложность в настройке, ограниченность диапазонов настройки для одного элемента;
- отсутствие возможности автоматического ведения регистра событий;
- влияние износа на точность срабатывания;
- отсутствие интерфейсов для подключения мониторинга;
- невозможность применения при строительстве цифровых подстанций.

Ряд перечисленных недостатков делает нецелесообразным применение электромеханической релейной защиты в настоящее время.

Наиболее современным видом релейной защиты является микропроцессорная релейная защита.

Преимуществом данного вида защит являются:

- отсутствие подвижных и изнашиваемых частей;
- большая величина диапазонов настройки, позволяющая применять устройства одинаковой модели на практически любых объектах;
- взаимозаменяемость блоков микропроцессорной защиты;
- простота ввода уставок (уставки вносятся через интерфейс блока защит или через программные комплексы на персональном компьютере);
- высокая точность срабатывания;
- ведение реестра событий;
- контроль и фиксация параметров сети.

Применение микропроцессорных защит – одно из обязательных условий проектирования цифровых подстанций.

Крупнейшими производителями устройств микропроцессорных устройств релейной защиты в России являются:

- АО «Радиус Автоматика», производитель микропроцессорных блоков марки «Сириус»;
- ООО НТЦ «Механотроника», производитель микропроцессорных блоков БМРЗ;
- АО «Чебоксарский электроаппаратный завод», производитель микропроцессорных блоков БЭМП.

Из зарубежных производителей выделяется несколько крупнейших предприятий:

- шведско-швейцарское предприятие АВВ;
- немецкий промышленный концерн Siemens;
- французская энергомашиностроительная корпорация Schneider Electric.

В условиях цифровизации электрических подстанций неизбежно включение устройств релейной защиты в общую цифровую инфраструктуру электрической сети. Данный фактор требует наличия качественной защиты сети передачи данных от внешних воздействий и высоко развитой информационной безопасности.

В условиях сложившейся внешней политики государства применение устройств релейной защиты зарубежных предприятий не рассматривается в настоящей работе. Причина – несоответствие требованиям РФ в области информационной безопасности и высокая вероятность ограничений в импорте продукции вследствие ввода санкций на отрасли экономики.

Устройства микропроцессорной релейной защиты должны отвечать следующим требованиям:

- данное устройство должно быть выполнено в виде модулей, которые могут быть использованы для проведения модернизации и ремонта персоналом эксплуатирующей организации с получением поддержки от производителей;

- наличие функции самодиагностики блоков;
- возможность программирования дополнительных логических функций;
- наличие современных интерфейсов обмена данными;
- наличие возможности интеграции с системы АСУТП;
- возможность удаленной настройки устройства;
- длительный срок службы (не менее 20 лет).

Всем перечисленным требованиям соответствуют устройства предприятия ООО НТЦ «Механотроника» – блоки БМРЗ серии 150, которая является наиболее современной.

На проектируемой ГПП применяются блоки БМРЗ, на базе которых реализовываются следующие защиты:

- токовая защита;
- максимальная токовая защита (МТЗ);
- ускорение МТЗ (для исключения выдержки времени на отключение от КЗ при включении выключателя);
- логическая защита шин;
- токовая защита нулевой последовательности;
- дуговая защита;
- защита от однофазных замыканий на землю;
- защита от обрыва фазы и не симметрии нагрузки;
- газовая защита трансформатора.

Расчет дифференциальной защиты выполняется с применением специализированного программного комплекса завода изготовителя блоков микропроцессорных защит БМРЗ – ООО НТЦ «Механотроника». Методика расчета соответствует требованиям [18].

При выполнении ВКР применяется программный комплекс ООО НТЦ «Механотроника» - «Расчет уставок дифференциальной токовой защиты трансформатора БМРЗ-153-УЗТ в соответствии с СТО ДИВГ-055-2013».

Дифференциальная защита трансформатора является основным видом защит для силового трансформатора 35/10 кВ по [12].

Исходные данные, внесенный в программный комплекс для расчета дифференциальной защиты трансформатора приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Исходные параметры трансформатора ТД-16000/35

Название параметра	Величина
Номинальная полная мощность, МВА	16
Номинальная напряжение стороны ВН, кВ	38,5
Номинальная напряжение стороны НН, кВ	10,5
Количество ступеней регулирования	5
Шаг напряжения, %	2,5
Коэффициент трансформации ТТ на ВН	400
Коэффициент трансформации ТТ на НН	1000

Преобразование токов КЗ к стороне высокого напряжения производится по выражению (104):

$$I'_{\text{П02}} = I_{\text{П02}} \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}}, \quad (104)$$

где $I_{\text{П02}}$ – ток КЗ в точке К2, А;

$U_{\text{НН}}$ – номинальное напряжение силового трансформатора на стороне НН, кВ;

$U_{\text{ВН}}$ – номинальное напряжение силового трансформатора на стороне ВН, кВ;

Приведенный ток КЗ в максимальном режиме будет равен:

$$I'_{\text{П02}} = 6726 \cdot \frac{10,5}{38,5} = 1834 \text{ А.}$$

Параметры тока КЗ представлены в таблице 13.

Таблица 13 –Ток КЗ выводах

Наименования величины	Ток КЗ, А	Приведенный ток КЗ, А
Максимальный ток КЗ на стороне ВН	3603	3603
Максимальный ток КЗ на стороне НН	6726	1834
Минимальный ток внешнего КЗ	-	1654

Результаты расчета блока номинальных токов приведены в таблице 14.

Таблица 14 –Номинальные токи

Наименование величины	Номинальный ток, А
Номинальный первичный ток стороны ВН	239,9
Номинальный первичный ток стороны НН	879,8
Номинальный вторичный ток стороны ВН	0,6
Номинальный вторичный ток стороны НН	0,88

Результаты расчета ДТО и ДЗТ приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Результаты расчета ДТО и ДЗТ

Наименование	Значение
Отстройка от максимального тока небаланса	3,22
Отстройка от БТН	4
Коэффициент срабатывания ДТО, о.е.	4
Минимальный ток срабатывания ДЗТ, о.е.	0,3
Начальный ток срабатывания ДЗТ, о.е.	0,3
Ток срабатывания ДЗТ при токе торможения 1,5 от номинального, о.е.	0,54
Коэффициент торможения второго участка ДЗТ, о.е.	0,24
Ток торможения при максимальном токе КЗ, о.е.	6,69
Коэффициент торможения третьего участка ДЗТ, о.е.	0,52

Программный комплекс определяет коэффициент чувствительности, уставки небаланса и уставки защит для внесения в интерфейс блоков микропроцессорных защит. Результаты приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Уставки микропроцессорных защит и их коэффициенты

Наименование	Величина
Коэффициент чувствительности	20,69
Уставка сигнализации небаланса	0,22
Уставка срабатывания ДТО	4
Коэффициент торможения второго участка ДЗТ	0,24
Коэффициент торможения третьего участка ДЗТ	0,52

Коэффициент чувствительности защиты, равный 20,69, превышает минимально-допустимое значение 1,5, следовательно уставки выбраны верно. Характеристика срабатывания защиты приводится на рисунке 5.

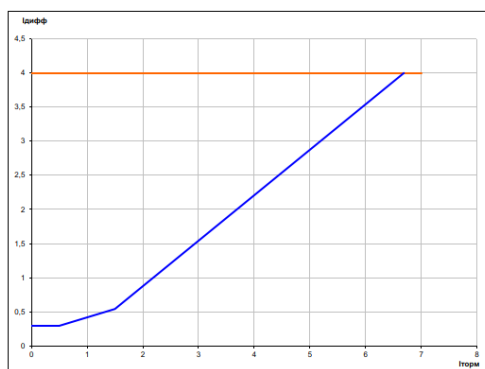


Рисунок 5 – Характеристика срабатывания защиты

Выводы по разделу: в рамках выполнения раздела 2 произведен расчет электрических нагрузок, определен центр расположения центра электрических нагрузок. В месте, приближенном к центру электрических нагрузок планируется дальнейшее расположение ГПП. На основании расчетных нагрузок произведен выбор силовых трансформаторов ГПП и ТП, а также выбор кабельных линий. Выбранное оборудование проверено условиям работы в режиме короткого замыкания. Для защиты сети от токов короткого замыкания, в разделе произведен выбор устройств релейной защиты и определены уставки дифференциальной защиты трансформаторов ГПП.

3 Расчет защитного заземления и молниезащиты

3.1 Расчет заземляющего устройства

В условиях работы электроустановок напряжением 35 кВ с изолированной нейтралью (к которым относится ГПП 35 кВ), сопротивление заземляющего устройства рассчитывается по формуле (105):

$$R_{з \text{ доп}} \leq \frac{250}{I_3}, \quad (105)$$

где I_3 – ток однофазного замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью (исходные данные):

$$R_{з \text{ доп}} \leq \frac{250}{10} = 25 \text{ Ом},$$

«Значение $R_{з \text{ доп}}$ не должно превышать 10 Ом в соответствии с требованиями» [9].

«Заземляющее устройство выполняется в виде сетки из горизонтальных заземлителей, при необходимости, если сопротивление горизонтальных заземлителей не будет соответствовать требованиям, дополнительно по контуру заземляющего устройства устанавливаются вертикальных заземлители. Расчёт устройства с достаточной практической точностью можно вести методом коэффициента использования, принимая грунт однородным по глубине» [16].

Территория, на которой располагается ГПП, составляет 1125 м². На рисунке показаны размеры горизонтального периметра и вертикальных заземлителей. Шаг сетки равен 5 метрам, а длина равна 520 м (рисунок 16).

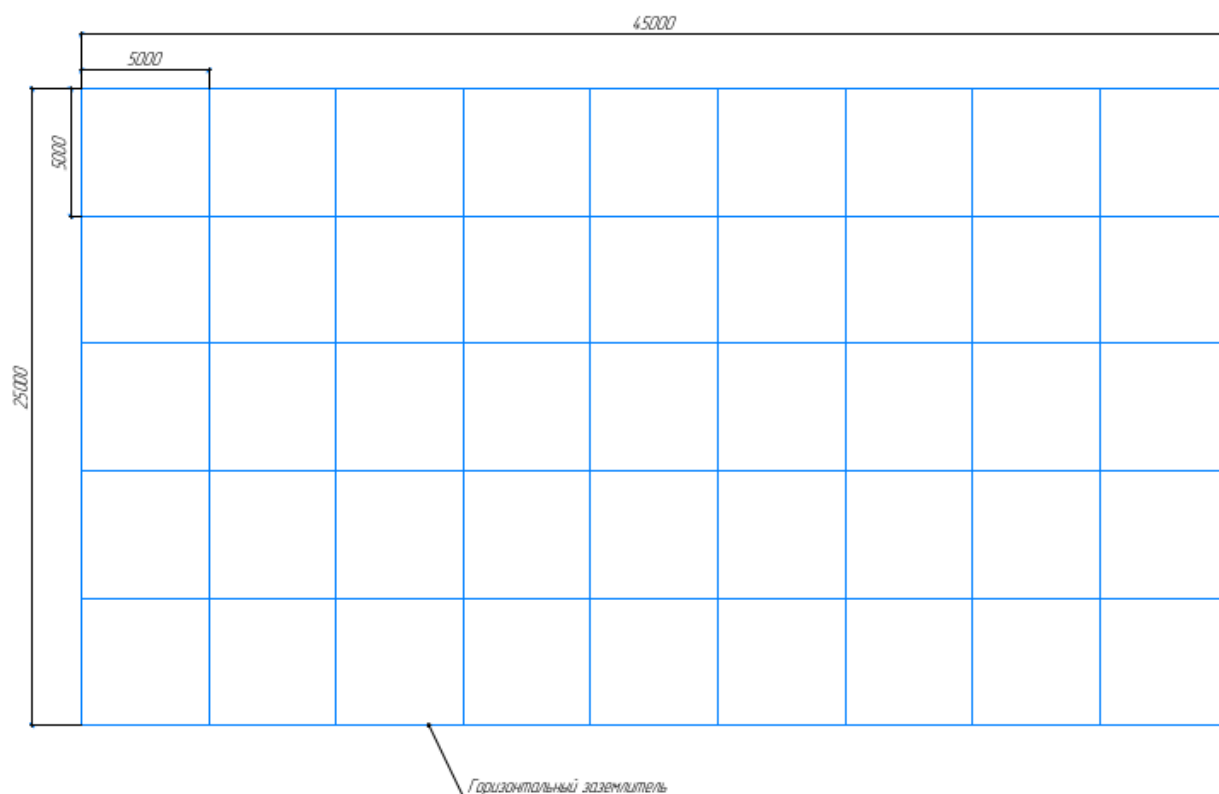


Рисунок 6 – Схема заземляющего устройства

Проведение замеров на объекте позволяет определить сопротивление естественных заземлителей. В ходе проектирования системы ГПП, сопротивление естественных заземлителей было взято как исходные данные и составляет 40 Ом.

Искомое значение сопротивления искусственных заземлителей, с учетом сопротивления естественных, заземлителей формулой (106):

$$R_{\text{ИСК}} = \frac{R_E \cdot R_3}{R_E - R_3}, \quad (106)$$

$$R_{\text{ИСК}} = \frac{40 \cdot 10}{40 - 10} = 13,333 \text{ Ом.}$$

Сопротивление почвы равно:

$$\rho_{\text{расч}} = k_C \cdot \rho, \quad (107)$$

где ρ – удельное сопротивление почвы, при нормальных параметрах влажности, для места расположения ГПП равная 150 Ом/м;

« k_C – коэффициент сезонности, учитывающий промерзание и просыхание грунта. В средних климатических зонах для вертикальных заземлителей длиной 3...5 м $k_C = 1,45 \dots 1,15$ для горизонтальных электродов длиной 10...15 м $k_C = 3,5 \dots 2$.» [16].

Для горизонтальных заземлителей

$$\rho_{\text{расч}} = 3 \cdot 150 = 450 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Для вертикальных заземлителей

$$\rho_{\text{расч}} = 1,3 \cdot 150 = 195 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

«Предварительно определяется конфигурация заземлителя с учётом его размещения на территории, причём расстояние между вертикальными заземлителями принимается не менее их длины. По плану заземляющего устройства определяется длина горизонтальных заземлителей» [16].

Сопротивление горизонтальных заземлителей определяется по формуле (108):

$$r_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{расч}}}{L_{\Gamma}} \cdot \lg \frac{2L_{\Gamma}^2}{bt}, \quad (108)$$

где L_{Γ} - длина горизонтальных полос, м, принимается равным по схеме рисунка 10 – 490 м;

b - ширина полосы, м, принимаем равным 0,04 м

t - глубина заложения горизонтальных полос, м, принимаем равным 1 м.

$$r_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot 450}{250} * \lg \frac{2 \cdot 490^2}{0,04 \cdot 1} = 2,38 \text{ Ом}$$

С учётом коэффициента использования сопротивления полосы, определяемого по (109):

$$R_{\Gamma} = \frac{r_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}}, \quad (109)$$

где η_{Γ} - коэффициент использования, равный 0,35

$$R_{\Gamma} = \frac{2,38}{0,35} = 6,799 \text{ Ом.}$$

Если $R_{\Gamma} < R_{\text{иск}}$, то вертикальных заземлителей не требуется.

В случае если сопротивление заземлителя составляет менее 10 Ом, то в соответствии с требованиями [9] установка вертикальных заземлителей не требуется. Полученное заземляющее устройство позволяет обеспечить безопасную эксплуатацию объекта.

3.2 Расчет молниезащиты

В случае прямого воздействия молнии на оборудование и распределительные устройства, которые будут использоваться при проектировании подстанции, можно защитить их с помощью молниеотводов. Ключом к созданию молниеотвода является металлический молниеприемник, который поднимается над объектом защиты и принимает удар молнии. Помимо всего прочего, он представляет собой токопроводящий спуск с заземлителем в качестве проводника, по которому электрический ток молнии направляется в землю (рисунок 7).

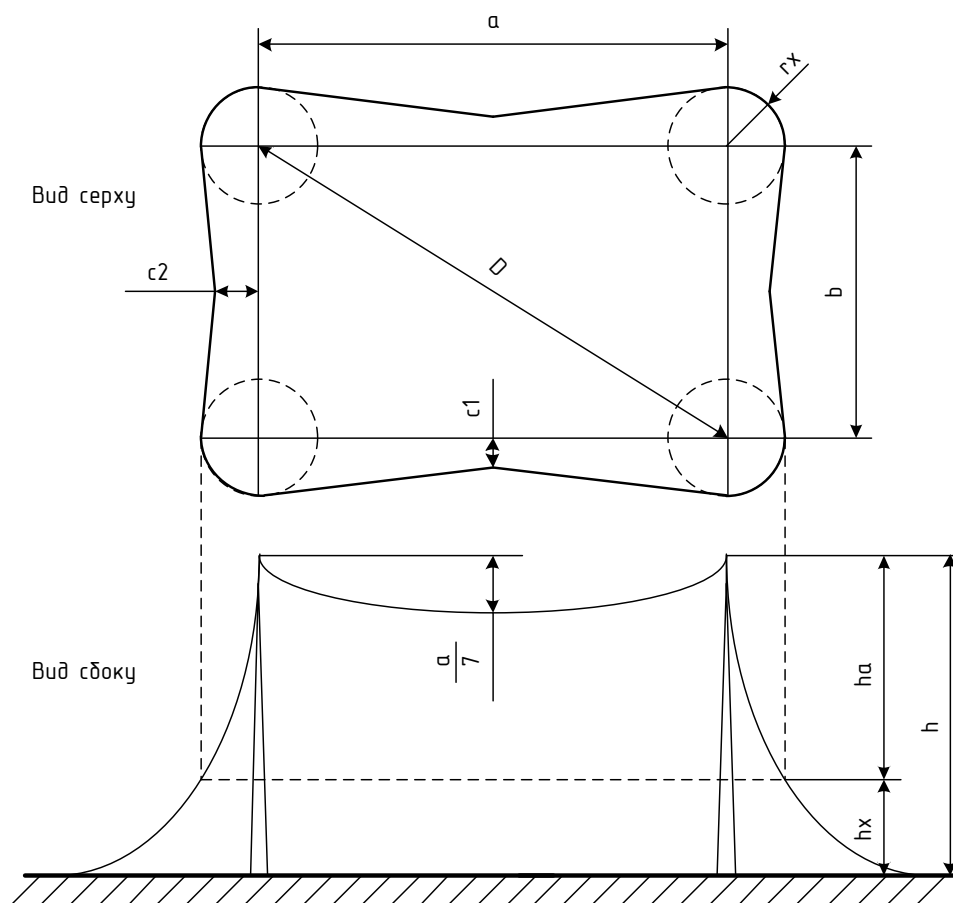


Рисунок 7 – Зона защиты четырех молниеприемников

Высота защищаемой зоны принимается равной высоте наиболее высокого объекта h_x , равной 6,3 м.

Для количества электродов, равного четырем, размер защищаемой зоны определяется по формуле (110):

$$r_x = h_a \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{h_x}{h}}, \quad (110)$$

где h_a – высота возвышения молниеотвода на максимальной точке объекта (111):

$$h_a = h - h_x, \quad (111)$$

$$h_a = 15 - 6,3 = 8,7 \text{ м,}$$

$$r_x = 8,7 \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{6,3}{15}} = 9,8 \text{ м.}$$

Высота защищаемой зоны в месте, равноудаленном от всех молниеотводов рассчитывается по формуле (112):

$$a \leq 7 \cdot h_a, \quad (112)$$

$$20,75 \leq 7 \cdot 8,7 = 60,9.$$

Условие защиты всего объекта приведено в формуле (113):

$$D = \sqrt{a^2 + b^2} \leq 8 \cdot h_a, \quad (113)$$

$$D = \sqrt{20,75^2 + 17,856^2} \leq 8 \cdot 8,7,$$

$$D = 27,352 \leq 69,6.$$

Условие (113) соблюдается, соответственно при использовании молниеотводов с рассчитанными в данном разделе параметрами обеспечит надежную защиты оборудования ПС от ударов молнии.

Выводы по разделу: В данном разделе определены мероприятия по обеспечению безопасности персонала в части поражения электрическим током, для чего спроектировано заземляющее устройство, имеющее сопротивление, соответствующее требованиям [9]. Для защиты от ударов молнии спроектирована молниезащита, обеспечивающая защиту от прямых ударов молнии все оборудование ГПП с помощью расположенных на территории молниеприемников.

Заключение

При выполнении выпускной квалификационной работы произведен расчет системы электроснабжения цехов предприятия ООО «СпецТурбоСервис».

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы решен важный вопрос обеспечения качественной электрической энергией предприятия с обеспечением надежности.

В рамках выполнения работы произведён выбор экономически эффективной схемы электроснабжения путем сравнения приведенных затрат на сооружение и эксплуатацию сетей 35 и 110 кВ. В результате, расчетным путем было определено, что наиболее эффективной является система электроснабжения напряжением 35 кВ.

При выполнении работы спроектированы питающие ВЛ-35 кВ, главная понизительная подстанция, кабельные линии от ГПП до цеховых трансформаторных подстанций.

Выбранные коммутационные аппараты, проводники и измерительные трансформаторы проверены на соответствие токам КЗ. Все оборудование соответствует условиям работы по параметрам электродинамической и термической стойкости.

В рамках выполнения ВКР выбраны устройства релейной защиты и автоматики микропроцессорного типа, являющиеся наиболее современными на текущий момент и обеспечивающие максимально надежную защиту от коротких замыканий, а также произведён расчет дифференциальной защиты.

В результате проведенной работы, определены и рассчитаны мероприятия, обеспечивающие надежность электроснабжения потребителей, полученные навыки могут быть использованы в рамках проектной деятельности, а также в процессе эксплуатации объектов электроснабжения на любых предприятиях.

Список используемых источников

1. Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия : ГОСТ Р 52565-2006 / Национальный стандарт : утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 августа 2006 г. N 170-ст : введен впервые : дата введения 2007-04-01 / разработан ОАО «ВНИИЭ». - Москва : Стандартиформ, 2007. 91 с.
2. Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии: учебное пособие / 4-е издание., стер. М.: Кнорус, 2014. 648 с.
3. ГОСТ 14209-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. М.: Издательство стандартов, 1985 г. 36 с.
4. ГОСТ 32144-2013 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Стандартиформ, 2014 г. 39 с.
5. Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях.: Руководство для практических расчетов. – М.:Изд-во ЭНАС, 2004.
6. Короткие замыкания и выбор электрооборудования: учебное пособие для вузов / под ред. И.П. Крючкова, В. А. Старшинова. М.: Издательский дом МЭИ, 2012.
7. Кудрин Е.И., Электроснабжение промышленных предприятий. М.: Энергоатомиздат, 1995.
8. Министерство промышленности и энергетики Российской Федерации, приказ от 22 февраля 2007 г. N 49. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности.
9. Правила устройства электроустановок (все действующие разделы 6 и 7 изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 августа 2008 года). Москва: КНОРУС, 2009. 487 с.
10. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 26.02.2024 №131 Об утверждении укрупнённых нормативов цены типовых

технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства.

11. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. Нормы технологического проектирования 1-я редакция НТП ЭПП-94. М.: Тяжпромэлектропроект, 1994. 25 с.

12. Релейная защита распределительных сетей 6-10 кВ. Расчет уставок. Методические указания : СТО ДИВГ-059-2017 / Стандарт организации : утвержден и введен в действие Приказом Генерального директора ООО «НТЦ «Механотроника» № 112 от 23.03.2018 : дата введения 2018-03-23 / разработан ООО «НТЦ «Механотроника». Санкт-Петербург : Бюро стандартизации и технической документации, 2017. 74 с.

13. Рожкова Л.Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1987. 648 с.

14. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД 153-34.0-20.257-98. М.: «Издательство НЦ ЭНАС», 2002 г.

15. Руководящий технический материал. Указания по расчету электрических нагрузок РТМ 36.18.32.4-92 М.: Тяжпромэлектропроект, 1992 г.

16. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю. Г. Барыбина и др. М.: Энергоатомиздат, 1991. 406 с.

17. Счетчики электроэнергии. АО концерн «Энергомера» / URL: <http://www.energomera.ru/ru/products/meters/ce304> (Дата обращения 06.02.2024).

18. Трансформаторы и автотрансформаторы 35-220 кВ. Дифференциальная токовая защита. Расчет уставок. Методические указания : СТО ДИВГ-055-2013 / Стандарт организации : утвержден и введен в действие Приказом Генерального директора ООО «НТЦ «Механотроника» № 306-УК от 29.11.2013 : дата введения 2013-11-29 / разработан ООО «НТЦ

«Механотроника». Санкт-Петербург: Бюро стандартизации и технической документации, 2013. 58 с.

19. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия : ГОСТ 1983-2015 / Межгосударственный стандарт : утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 июня 2006 г. N 673-ст : введен впервые : дата введения 2017-03-01 / разработан ООО «Ц СВЭП». Москва : Стандартинформ, 2016. 44 с.

20. Трансформаторы силовые. Общие технические условия : ГОСТ Р 52719-2007 / Национальный стандарт : утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 9 апреля 2007 г. N 60-ст : введен впервые : дата введения 2008-01-01 / разработан филиалом ОАО «НТЦ электроэнергетика» ВНИИЭ. Москва: Стандартинформ, 2009. 68 с.

21. Трансформаторы тока. Общие технические условия : ГОСТ 7746-2015 / Межгосударственный стандарт : утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 июня 2016 г. N 674-ст : введен впервые : дата введения 2017-03-01 / разработан ООО «Ц СВЭП». Москва: Стандартинформ, 2017. 43 с.

22. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / М.: «Энас», 2006. 320 с.

23. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ.ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. (гл.ред. А.И.Попов). 9-е изд., стер. М.: Издательство МЭИ, 2004. 965 с.