

Инженерная школа энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника (бакалавриат)

Отделение Электроэнергетики и электротехники

Профиль Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Электроснабжение комплекса по сбору нефти на месторождении

УДК 658.26:622.276.8

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Г4Б1	Шагалов Дмитрий Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кладиев С. Н.	к.т.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Умурзакова А. Д.	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мелик-Гайказян М.В.	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

И. о. руководителя ОЭЭ ИШЭ	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ивашутенко А.С.	к.т.н.		

Томск – 2019 г.

Планируемые результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения
Р 1	Применять соответствующие гуманитарные, социально-экономические, математические, естественно-научные и инженерные знания, компьютерные технологии для решения задач расчета и анализа <i>электрических устройств, объектов и систем.</i>
Р 2	Уметь формулировать задачи в области <i>электроэнергетики и электротехники</i> , анализировать и решать их с использованием всех требуемых и доступных ресурсов.
Р 3	Уметь проектировать <i>электроэнергетические и электротехнические системы и их компоненты.</i>
Р 4	Уметь планировать и проводить необходимые экспериментальные исследования, связанные с определением параметров, характеристик и состояния <i>электрооборудования, объектов и систем электроэнергетики и электротехники</i> , интерпретировать данные и делать выводы.
Р 5	Применять современные методы и инструменты практической инженерной деятельности при решении задач в области <i>электроэнергетики и электротехники.</i>
Р 6	Иметь практические знания принципов и технологий <i>электроэнергетической и электротехнической</i> отраслей, связанных с особенностью проблем, объектов и видов профессиональной деятельности профиля подготовки на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателях.
Р 7	Использовать знания в области менеджмента для управления комплексной инженерной деятельностью в области <i>электроэнергетики и электротехники</i>
Р 8	Использовать навыки устной, письменной речи, в том числе на иностранном языке, компьютерные технологии для коммуникации, презентации, составления отчетов и обмена технической информацией в областях <i>электроэнергетики и электротехники.</i>
Р 9	Эффективно работать индивидуально и в качестве члена или лидера команды, в том числе междисциплинарной, в области <i>электроэнергетики и электротехники.</i>
Р 10	Проявлять личную ответственность и приверженность нормам профессиональной этики и нормам ведения комплексной инженерной деятельности.
Р 11	Осуществлять комплексную инженерную деятельность в области <i>электроэнергетики и электротехники</i> с учетом правовых и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности.
Р 12	Быть заинтересованным в непрерывном обучении и совершенствовании своих знаний и качеств в области <i>электроэнергетики и электротехники.</i>

Инженерная школа энергетики

Отделение Электроэнергетики и электротехники

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника (бакалавриат)

Профиль Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений

УТВЕРЖДАЮ:

И. о. руководителя ОЭЭ ИШЭ

_____ А.С. Ивашутенко

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Г4Б1	Шагалову Дмитрию Владимировичу

Тема работы:

Электроснабжение комплекса по сбору нефти на месторождении

Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 3483/с от 06.05.2019г
---	-------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	31.05.2019г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Материалы преддипломной практики, техническая литература, техническая документация.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Введение; описание технологического процесса; обоснование и выбор системы электропривода; выбор элементов и расчет параметров силового канала регулируемого электропривода; расчет статических и динамических характеристик; безопасность и экологичность проекта; экономическая часть; заключение.
Перечень графического материала	Функциональная схема и имитационная модель электропривода Динамические характеристики электропривода Статические характеристики электродвигателя и электропривода

		Технико-экономические показатели.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы		
Раздел	Консультант	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Мелик-Гайказян Мария Вигеновна	
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович	
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:		
Заключение		

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	05.04.2019г.
---	--------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кладиев С. Н.	к.т.н.		05.04.2018г.
Старший преподаватель	Умурзакова А. Д.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Г4Б1	Шагалов Дмитрий Владимирович		05.04.2019г.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника (бакалавриат)

Отделение Электроэнергетики и электротехники

Профиль Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений

Период выполнения весенний семестр 2018 /2019 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	31.05.2019г.
--	--------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
23.05.2019	Основная часть	60
15.05.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
17.05.2019	Социальная ответственность	20

СОСТАВИЛ:

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кладиев С. Н.	К.Т.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Умурзакова А. Д.	К.Т.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

И. о. руководителя ОЭЭ ИШЭ

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ивашутенко А.С.	К.Т.Н.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 119 с., 22 рис., 39 табл., 32 источников, 6 прил.

Ключевые слова: месторождение, нефть, насосы, трубопровод, схема электроснабжения, линия, сеть, электроприемник, нагрузка, оборудование, защита, ток, напряжение.

Цель работы – проектирование схемы электроснабжения предприятия, выбор оборудования.

В процессе исследования проводился сбор исходных данных в ходе производственной практики на объекте исследования.

В результате была спроектирована схема электроснабжения от подстанции энергосистемы, до конечного электроприемника. Были выбраны кабели и провода, коммутационное оборудование, были сделаны необходимые проверки. Также результатом работы стал экономический расчет капитальных затрат на сооружение данной схемы, определены условия безопасного труда рабочих предприятия.

Основные характеристики: схема электроснабжения состоит из кабельных и воздушных линий электропередачи. В высоковольтной сети применяются вакуумные выключатели, в низковольтной сети автоматические выключатели. Воздушные линии располагаются на опорах, кабельные – на лотках. Схема проста в эксплуатации и надежна по степени бесперебойности питания. Схема пригодна к эксплуатации.

Значимость проектирования схемы электроснабжения очень высокая, так как от правильной ее работы зависит работа всего предприятия и населенных пунктов.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.....	10
2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКИ БАЗЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ.....	16
2.1 Распределение приёмников по пунктам питания	16
2.2 Определение расчетной нагрузки цеха	16
3 ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ НА ТЕРРИТОРИИ ПРЕДПРИЯТИЯ	22
3.1 Определение расчетной нагрузки предприятия.....	22
3.2 Картограмма и определение центра электрических нагрузок.....	25
3.3 Выбор числа и мощности кустовых трансформаторов.....	27
3.4 Компенсация реактивной мощности.....	30
3.5 Составление схемы внешнего электроснабжения	31
3.6 Выбор мощности силовых трансформаторов на ГПП	33
3.7 Выбор сечения линии, питающей ГПП	36
3.8 Техничко-экономическое сравнение вариантов	39
3.9 Схема внутривародской сети выше 1000 В	39
3.10 Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000 В	45
4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ В СЕТИ ВЫШЕ 1000 В.....	48
4.1 Выбор выключателей и разъединителей	48
4.2 Выбор измерительных трансформаторов тока	49
4.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения	52
5 ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ БАЗЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ.....	54
5.1 Выбор защитных аппаратов и сечений линий, питающих распределительные пункты и электроприемники	54
5.2 Построение эпюры отклонения напряжения.....	61
5.3 Расчет токов короткого замыкания в сети до 1000 В.....	65
5.4 Построение карты селективности действия аппаратов защиты.....	68
5.5 Проверка цеховой сети 0,4 кВ по условию срабатывания защиты от однофазного КЗ	69
6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА.....	72
6.1 Назначение РЗиА.....	72
6.2 Защиты трансформатора.....	72
6.3 Токовые защиты трансформатора от коротких замыканий.....	72
6.4 Газовая защита.....	73
6.5 Дифференциальные токовые защиты трансформаторов	74
6.6 Расчет дифференциальной защиты трансформатора ГПП.....	74
ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»	80
7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	81
7.1. SWOT-анализ работы площадки сбора нефти наместорождении	81

7.2 Организация работ технического проекта (ТП).....	84
7.2.1 Структура работ в рамках технического проектирования.....	84
7.2.2. Определение трудоемкости выполнения ТП	86
7.2.3. Порядок составления этапов подготовки производства и распределение исполнителей	86
7.2.4. Разработка графика проведения технического проекта.....	88
7.3. Расчёт затрат на осуществление технического проекта	90
7.3.1. Расчет материальных затрат технического проекта.....	90
7.3.2 Полная определены заработная плата определяем исполнителей темы..	91
7.3.3 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	93
7.3.4. Накладные расходы.....	93
7.4.5. Формирование сметы затрат технического проекта	93
7.5. Определение ресурсоэффективности проекта	94
ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ».....	97
8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	99
8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	99
8.2 Производственная безопасность	100
8.3 Анализ опасных и вредных факторов.....	101
8.4 Производственная безопасность	101
8.5 Производственная санитария	104
8.6 Экологическая безопасность	107
8.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	107
8.7 Пожарная безопасность.....	109
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	110
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	112
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	114
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	115
ПРИЛОЖЕНИЕ 3	116
ПРИЛОЖЕНИЕ 4.....	117
ПРИЛОЖЕНИЕ 5	118
ПРИЛОЖЕНИЕ 6	119

ВВЕДЕНИЕ

Научно-технический процесс диктует необходимость совершенствования промышленной энергетики: создание экономичных, надежных систем электроснабжения промышленных предприятий, систем освещения, автоматизированных систем управления технологическими процессами, внедрение микропроцессорной техники, элегазового оборудования, новейших преобразовательных устройств.

Важнейшей экономической задачей является надежное и экономическое обеспечение промышленных предприятий электроэнергией надлежащего качества в соответствии с графиком ее потребления.

Системой электроснабжения называется совокупность электротехнических установок, предназначенных для обеспечения потребителей электроэнергией.

Современные системы электроснабжения промышленных предприятий должны удовлетворять определенным требованиям:

- экономичность;
- надежность;
- безопасность;
- удобство эксплуатации;
- обеспечение необходимого качества электроэнергии;
- гибкость системы электроснабжения при дальнейшем развитии без существенного переустройства существующей схемы;
- максимальное приближение источников высокого напряжения к центрам электрических нагрузок потребителей;
- минимизация потерь электроэнергии.

Целью дипломного проекта является проектирование системы электроснабжения площадки сбора нефти Андиганского месторождения, используя при проектировании реальные данные предприятия (генплан, план цеха, сведения об электрических нагрузках), детально проработать систему электроснабжения приемников в здании рассматриваемого цеха, сделать выводы.

1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

На Андижанском месторождении применяется герметизированная система сбора нефти.

Поступающая из нефтяных скважин продукция не представляет собой собственно нефть. Из скважин вместе с нефтью поступает пластовая вода, попутный газ, твердые частицы механических примесей.

Пластовая вода – это сильно минерализованная среда с содержанием солей до 300 г/л. Содержание пластовой воды может достигать 90%. Минеральная вода может вызывать повышенное коррозионное разрушение труб, резервуаров, твердые частицы, поступающие с потоком нефти из скважин, вызывают износ трубопроводов и оборудования. Попутный газ сжигается в факелах. Технически и экономически целесообразно нефть перед подачей в магистральный нефтепровод подвергать специальной подготовке, с целью её обессоливания, обезвоживания, дегазации, удаления твердых частиц. На комплексный сборный пункт поступает нефтяная газонасыщенная эмульсия от кустов скважин цеха добычи нефти. Подготовка нефти осуществляется на установке подготовки нефти. Обводненная газонасыщенная нефть от кустов скважин поступает в сепараторы 1 ступени НГС, где при давлении 0,3...0,8 МПа происходит выделение основной массы попутного газа.

Разгазированная нефтяная эмульсия с остаточным содержанием газа и содержанием воды 92...96% направляется в отстойники предварительного сброса воды, где под действием деэмульгатора, который подается перед сепараторами 1 ступени, отделяется основная масса пластовой воды.

На нефтяном промысле месторождения используют централизованную схему сбора и подготовки нефти.

Сбор продукции производят от скважин на автоматизированные замерные установки (АГЗУ). От каждой скважины по индивидуальному трубопроводу АГЗУ поступает нефть вместе с газом и пластовой водой. На АГЗУ производят учет точного количества поступающей от каждой скважины нефти, а так же проходит первичную сепарацию, для частичного отделения пластовой воды, нефтяного газа и механических примесей с направлением нефтяного газа по газопроводу на газоперерабатывающий завод.

Частично обезвоженная и частично дегазированная нефть поступает по сборному коллектору на центральный пункт сбора (ЦПЗ). На ЦПЗ сосредоточены установки по подготовке нефти и воды на которых осуществляется комплекс технологических операций. Комплект этого оборудования называется ЦППН (центральный пункт по подготовке нефти). Обезвоженная, обессоленная и дегазированная нефть поступает в резервуары товарной нефти и затем на насосную станцию магистрального нефтепровода.

УКПН представляет собой завод по первичной подготовке нефти. В сырую нефть, подается деэмульгатор, после чего насосом она направляется в теплообменник, где нагревается до 50-60°C горячей стабильной нефтью, поступающей по линии после стабилизационной колонны. Подогретая нефть в отстойнике первой ступени обезвоживания частично отделяется от воды и

проходит через смеситель, где смешивается с пресной водой, поступающей по линии, для отмывания солей и направляется в отстойник второй ступени и затем по линии в электродегазатор.

Отделенная вода отводится по линиям. При необходимости улучшения степени применяют несколько смесителей, отстойников и электродегидраторов, включенных последовательно. Обессоленная нефть насосом направляется в аппаратную часть стабилизационной колонны через теплообменник. Нагрев нефти в теплообменнике до 150-160°C осуществляется за счет тепла стабильной нефти, поступающей непосредственно снизу стабилизационной колонны. В стабилизационной колонне происходит отделение легких фракций нефти, которые конденсируются и передаются на ГПЗ. В нижней (отпарной) и верхней частях стабилизационной колонны установлены тарелочные устройства, которые способствуют более плотному отделению легких фракций. Внизу отпарной части стабилизационной колонны поддерживается более высокая температура до 240°C, чем температура нефти поступающей вверх аппаратной части. Температура поддерживается циркуляцией стабильной нефти из нижней части стабилизационной колонны через печь. Циркуляция стабильной нефти осуществляется насосом по линии.

В печи может также подогреваться часть нестабильной нефти, которая затем подается вверх отпарной колонны по линии. В результате нагрева из нефти интенсивно испаряются легкие фракции, которые поступают в верхнюю часть стабилизационной колонны, где на тарелках происходит более четкое разделение на легкие и тяжелые углеводороды. Пары легких углеводородов и газ по линии УП из стабилизационной колонны поступают в конденсатор-холодильник, где они охлаждаются до 30°C, основная их часть конденсируется и накапливается в емкости орошения. Газ и несконденсированные пары направляются по линии УЦ 1 на горелки печи.

Конденсат насосом перекачивается в емкости хранения, а часть по линии направляется вверх стабилизационной колонны на орошение. Часто для перемешивания нефти от АГЗУ до ЦПС применяют ДНС (дожимная насосная станция), так как пластового давления оказывается недостаточно. На ЦПС расположены также установки предварительного сброса воды (УПСВ), на которой вода, отделенная на ЦППН от нефти, подвергается очистке от частиц механической примеси (окислов железа и т. д.) и направляется в систему поддержания пластового давления (ППО).

В системе ППО подготовленная вода с помощью кустовых насосных станций (КНС) под большим давлением (до 120-125 МПа) через систему трубопроводов-водопроводов подается к нагнетательным (инжекторным) скважинам и затем в продуктивные пласты.

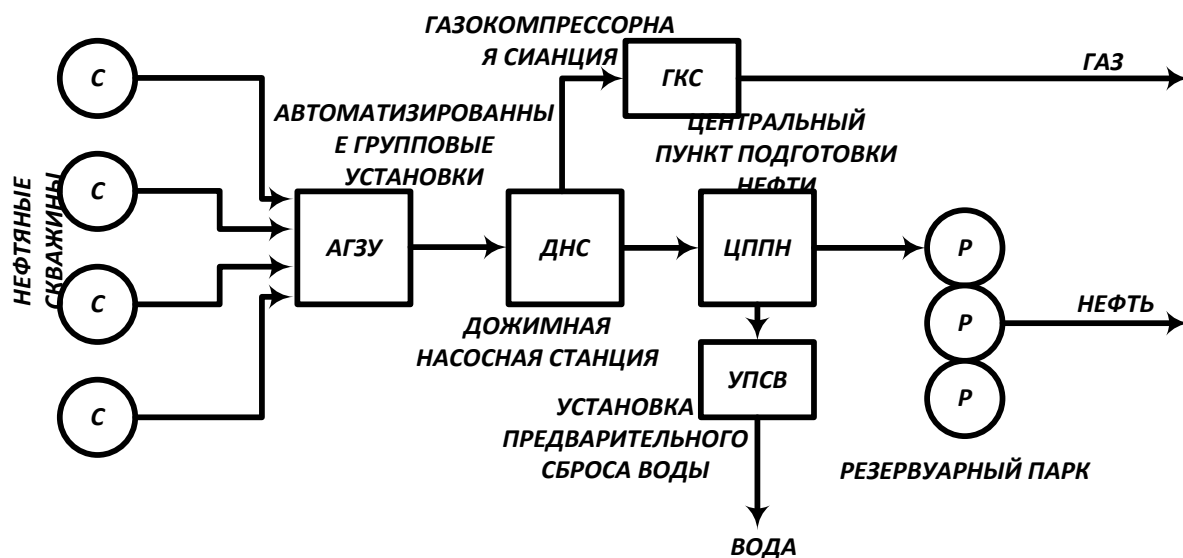
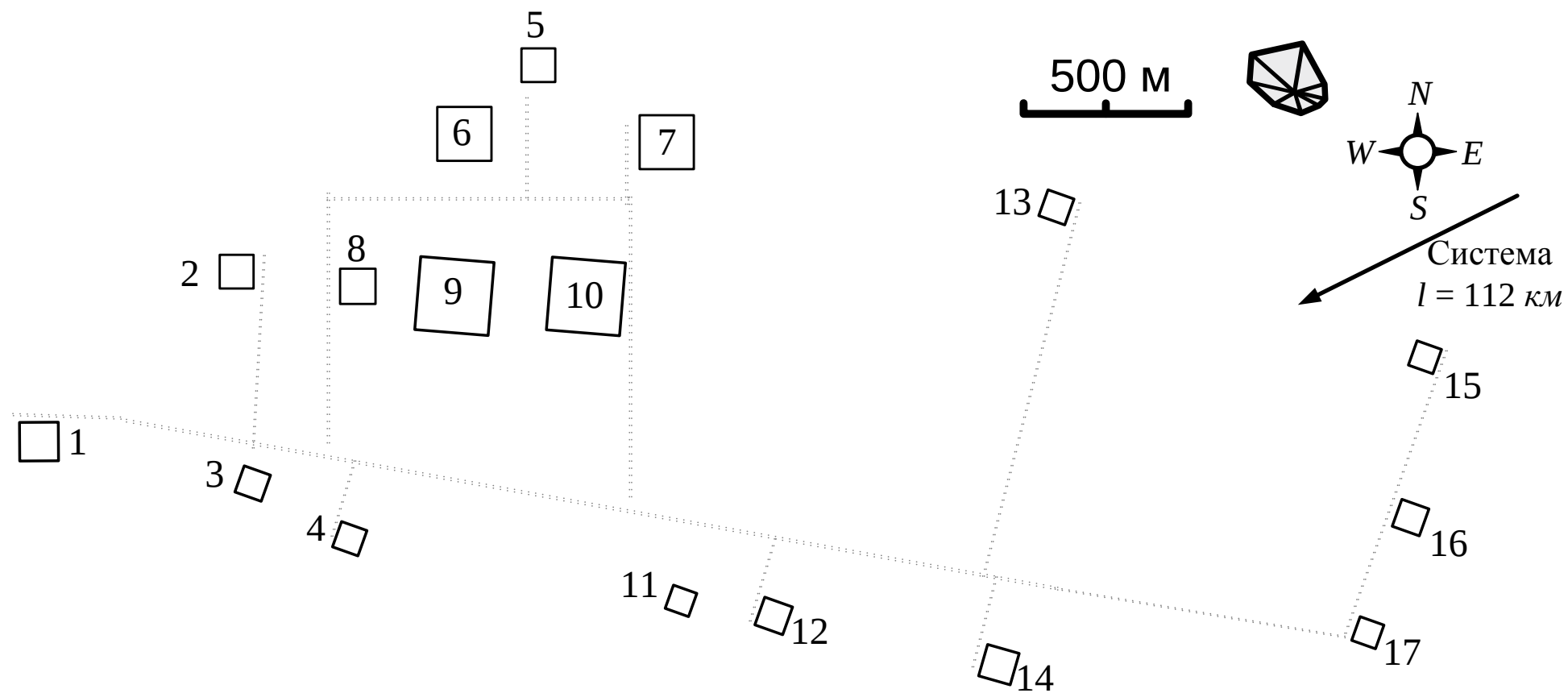


Рисунок 1 – Расчетная схема

Таблица 1.1 – Сведения об электрических нагрузках, степени надежности среде производственных помещений

№ п/п	Наименование объекта	Число смен	Категория ЭП	Среда	Установленная мощность, кВт
1	Куст 4	3	II	Пожароопасная	1289
2	Поселок	1	II	Нормальная	800
3	КОС	2	II	Нормальная	642
4	Куст 52	3	II	Пожароопасная	1684
5	ВУТТ	3	II	Нормальная	560
6	Котельная	3	II	Жаркая	622
7	ЦКРТ	3	II	Нормальная	648
8	КНС	3	II	Влажная	540
9	База обеспечения	1	II	Нормальная	—
10	УТТ-4	3	II	Нормальная	625
11	Куст 1	3	II	Пожароопасная	1244
12	Буровая	3	II	Пожароопасная	—
	0,38 кВ				367
	6,0 кВ СД 2 × 1250 кВт				2500
13	Куст 9	3	II	Пожароопасная	1882
14	ПСП "Сибнефть"	1	II	Нормальная	867
15	Куст 10	3	II	Пожароопасная	1325
16	Куст 13	3	II	Пожароопасная	1874
17	Куст 11	3	II	Пожароопасная	1460



1.1 – Генплан предприятия

Таблица 1.2 – Сведения об электрических нагрузках базы обеспечения

№ n/n	Наименование	$P_{уст}$ кВт	$K_{исп}$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	η	$K_{пуск}$	$I_{ном}$ А	$I_{пуск}$ А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Листогибочные вальцы	5,0	0,35	0,50	1,73	0,89	5	17,1	85,4
2	Сварочная кабина ПВ-40 %	27,0	0,30	0,60	1,33	0,89	3	76,8	230,5
3	Сварочная кабина ПВ-40 %	27,0	0,30	0,60	1,33	0,89	3	76,8	230,5
4	Сварочная кабина ПВ-40 %	27,0	0,30	0,60	1,33	0,89	3	76,8	230,5
5	Станок для рубки металла	7,0	0,12	0,40	2,29	0,89	5	29,9	149,4
6	Радиально-сверлильный станок	2,9	0,12	0,40	2,29	0,89	5	12,4	61,9
7	Вертикально-сверлильный станок	1,2	0,12	0,40	2,29	0,89	5	5,1	25,6
8	Полуавтомат для заточки фрез	1,7	0,12	0,40	2,29	0,89	5	7,3	36,3
9	Станок для рубки металла	7,0	0,12	0,40	2,29	0,89	5	29,9	149,4
10	Вентиляция	15,0	0,65	0,80	0,75	0,89	7	32,0	224,1
11	Печь	30,0	0,70	0,95	0,33	0,95	–	50,5	–
12	Вентиляция	15,0	0,65	0,80	0,75	0,89	7	32,0	224,1
13	Печь	25,0	0,70	0,95	0,33	0,95	–	42,1	–
14	Станок для заточки дисковых пил	1,7	0,12	0,40	2,29	0,89	5	7,3	36,3
15	Станок для заточки дисковых пил	1,7	0,12	0,40	2,29	0,89	5	7,3	36,3
16	Токарно-револьверный станок	7,0	0,12	0,40	2,29	0,89	5	29,9	149,4
17	Токарно-винторезный станок	2,8	0,12	0,40	2,29	0,89	5	11,9	59,7
18	Станок для заточки резцов	0,8	0,12	0,40	2,29	0,89	5	3,4	17,1
19	Станок для резки металла	7,0	0,12	0,40	2,29	0,89	5	29,9	149,4
20	Стружкодробилка	2,8	0,12	0,40	2,29	0,89	5	11,9	59,7
21	Калорифер	15,0	0,60	0,70	1,02	0,95	–	34,3	–
22	Поперечно-строгальный станок	4,0	0,12	0,40	2,29	0,89	5	17,1	85,4
23	Поперечно-строгальный станок	4,0	0,12	0,40	2,29	0,89	5	17,1	85,4
24	Поперечно-строгальный станок	4,0	0,12	0,40	2,29	0,89	5	17,1	85,4
25	Долбежный станок	4,5	0,12	0,40	2,29	0,89	5	19,2	96,0
26	Наждачное точило	1,0	0,12	0,40	2,29	0,89	5	4,3	21,3
27	Лоботокарный станок	30,0	0,12	0,40	2,29	0,89	5	128,0	640,2
28	Токарно-винторезный станок	7,0	0,12	0,40	2,29	0,89	5	29,9	149,4
29	Расточной станок	28,0	0,12	0,40	2,29	0,89	5	119,5	597,5
30	Токарно-винторезный станок	14,0	0,12	0,40	2,29	0,89	5	59,7	298,7
31	Токарно-винторезный станок	7,0	0,12	0,40	2,29	0,89	5	29,9	149,4
32	Зубофрезерный станок	14,0	0,12	0,40	2,29	0,89	5	59,7	298,7
33	Зубодолбежный станок	12,0	0,12	0,40	2,29	0,89	5	51,2	256,1
34	Зубострогальный станок	4,5	0,12	0,40	2,29	0,89	5	19,2	96,0
35	Зубофрезерный станок	14,0	0,12	0,40	2,29	0,89	5	59,7	298,7
36	Зубострогальный станок	4,5	0,12	0,40	2,29	0,89	5	19,2	96,0
37	Полуавтомат зубофрезерный	8,2	0,12	0,40	2,29	0,89	5	35,0	175,0
38	Вентиляция	12,0	0,65	0,80	0,75	0,89	7	25,6	179,2

Окончание таблицы 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
39	Зубофрезерный станок	14,0	0,12	0,40	2,29	0,89	5	59,7	298,7
40	Зубофрезерный станок	14,0	0,12	0,40	2,29	0,89	5	59,7	298,7
41	Горизонтально-фрезерный станок	2,8	0,12	0,40	2,29	0,89	5	11,9	59,7
42	Вертикально-фрезерный станок	5,8	0,12	0,40	2,29	0,89	5	24,8	123,8
43	Вертикально-фрезерный	17,6	0,12	0,40	2,29	0,89	5	75,1	375,6
44	Горизонтально-протяжный станок	40,0	0,12	0,40	2,29	0,89	5	170,7	853,6
45	Токарно-винторезный станок	18,0	0,12	0,40	2,29	0,89	5	76,8	384,1
46	Токарно-винторезный станок	18,0	0,12	0,40	2,29	0,89	5	76,8	384,1
47	Внутришлифовальный станок	13,5	0,12	0,40	2,29	0,89	5	57,6	288,1
48	Плоскошлифовальный станок	14,0	0,12	0,40	2,29	0,89	5	59,7	298,7
49	Токарно-карусельный станок	32,0	0,12	0,40	2,29	0,89	5	136,6	682,9
50	Круглошлифовальный станок	14,5	0,12	0,40	2,29	0,89	5	61,9	309,4
51	Круглошлифовальный станок	14,5	0,12	0,40	2,29	0,89	5	61,9	309,4
52	Токарно-винторезный станок	18,0	0,12	0,40	2,29	0,89	5	76,8	384,1
53	Кран балка ПВ-25 %	38,0	0,06	0,50	1,73	0,89	5	129,7	648,7
54	Продольно-строгальный станок	42,0	0,12	0,40	2,29	0,89	5	179,2	896,2
55	Вентиляция	22,0	0,65	0,80	0,75	0,89	7	46,9	328,6
56	Токарно-винторезный станок	20,0	0,12	0,40	2,29	0,89	5	85,4	426,8
57	Токарно-винторезный станок	20,0	0,12	0,40	2,29	0,89	5	85,4	426,8
58	Токарно-винторезный станок	20,0	0,12	0,40	2,29	0,89	5	85,4	426,8
59	Токарно-винторезный станок	34,0	0,12	0,40	2,29	0,89	5	145,1	725,5
60	Кран балка ПВ-25 %	38,0	0,06	0,50	1,73	0,89	5	129,7	648,7
61	Пресс	48,0	0,35	0,50	1,73	0,89	5	163,9	819,4

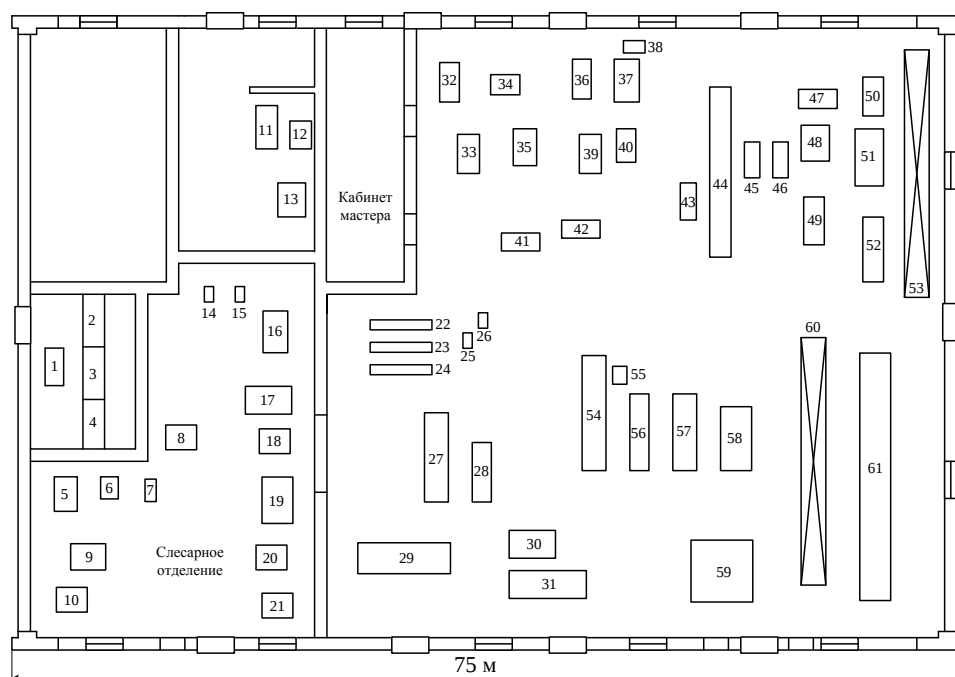


Рисунок 1.2 – Схема расположения электроприемников в здании базы обеспечения

2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКИ БАЗЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ

2.1 Распределение приёмников по пунктам питания

Распределение электроприемников по пунктам питания осуществляется путём подключения группы электроприёмников к соответствующему распределительному пункту ПР.

Распределительные пункты устанавливаются по возможности в центре электрических нагрузок, подключенных к нему, чтобы расстояния до электроприемников было минимально. Это позволит избежать большой протяженности кабельных линий, и сократить потери в них.

Питание отдельных электроприемников и распределительных пунктов осуществляем по радиальным линиям, проложенным открыто на лотках по стенам. Принятая схема обеспечивает требуемую степень надежности питания приемников и требуемую по технологическим условиям гибкость и универсальность сети в отношении присоединения новых приемников и перемещения приемников по площади цеха.

В качестве РП принимаем распределительные пункты марки ПР11-7123. Данный РП рассчитан на количество отходящих линий до двенадцати штук.

На рисунке 2.1 изображен план цеха с расположением ПР и питаемых от них электроприемников.

2.2 Определение расчетной нагрузки цеха

Для правильного выбора сечений линий, коммутационных и защитных аппаратов произведем расчет электрических нагрузок рассматриваемого цеха. Для этого воспользуемся методом коэффициента максимума.

Распределение электроприемников по РП и расчет электрических нагрузок по пунктам питания сведем в таблицу 2.1.

Паспортные мощности электроприемников с повторно-кратковременным режимом работы (ПКР) приводятся к ПВ = 100%, то есть к номинальной установленной мощности.

Сварочная кабина ПВ = 40%

$$P_{ном} = P \cdot \sqrt{ПВ} = 27,0 \cdot \sqrt{0,4} = 17,076 \text{ кВт.}$$

Кран балка ПВ = 25%

$$P_{ном} = P \cdot \sqrt{ПВ} = 38,0 \cdot \sqrt{0,25} = 19,000 \text{ кВт.}$$

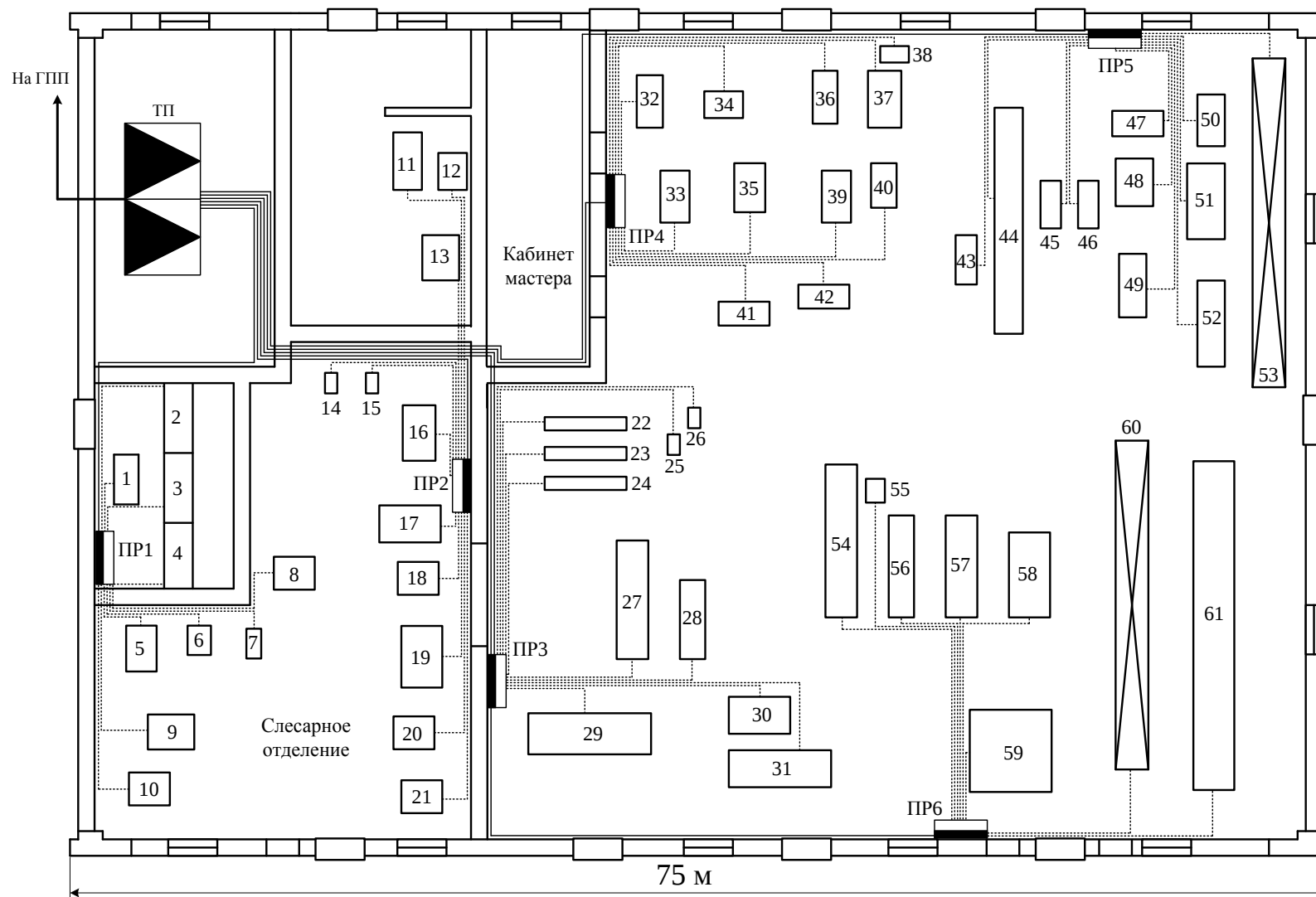


Рисунок 1.2 – Схема расположения электроприемников в здании базы обеспечения

Таблица 2.1 – Определение расчетных нагрузок базы обеспечения по пунктам питания

№ п/п	Наименование узлов питания и групп ЭП	Количество ЭП n	Установленная мощность		$m = \frac{P_{\text{ном. max}}}{P_{\text{ном. min}}}$	Коэффициент использования K_u	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	Средняя нагрузка за смену		Эффективное число электроприемников n_e	Коэффициент максимума K_m	Максимальная нагрузка			$I_m,$ А	$I_{\text{лик}},$ А
			$P_{\text{ном}},$ кВт	$\Sigma P_{\text{ном}},$ кВт					$P_{\text{см}} = K_u \cdot P_{\text{ном}}$ кВт	$Q_{\text{см}} = P_{\text{см}} \cdot \operatorname{tg}\varphi,$ кВАр			$P_M = K_m \cdot P_{\text{см}}$ кВт	$Q_M = (1 \div 1,1) \cdot$ кВАр	$S_M =$ кВА		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Шкаф распределительный ПР-1																	
Электроприемники группы "А" $K_u < 0,6$																	
1	Листогибочные вальцы	1	5,0 ÷ 5,0	5,0		0,35	0,50	1,73	1,8	3,0							
2	Сварочная кабина ПВ-40 %	3	17,1 ÷ 17,1	51,2		0,30	0,60	1,33	15,4	20,5							
3	Станки разные	5	1,2 ÷ 7,0	19,8		0,12	0,40	2,29	2,4	5,4							
Итого по группе "А"		9	1,2 ÷ 17,1	76,0	>3	0,26	0,56	1,49	19,5	29,0	6	2,04	39,8	31,9	51,0		
Электроприемники группы "Б" $K_u \geq 0,6$																	
4	Вентиляция	1	15,0 ÷ 15,0	15,0		0,65	0,80	0,75	9,8	7,3							
Итого по группе "Б"		1	15,0 ÷ 15,0	15,0		0,65	0,80	0,75	9,8	7,3		1	9,8	7,3	12,2		
Итого по ПР-1		10	1,2 ÷ 17,1	91,0		0,32	0,63	1,24	29,2	36,3			49,6	39,2	63,2	96,0	303,4
Шкаф распределительный ПР-2																	
Электроприемники группы "А" $K_u < 0,6$																	
1	Станки разные	7	0,8 ÷ 7,0	23,8		0,12	0,40	2,29	2,9	6,5							
Итого по группе "А"		7	0,8 ÷ 7,0	23,8	>3	0,12	0,40	2,29	2,9	6,5	5	2,82	8,0	7,2	10,8		
Электроприемники группы "Б" $K_u \geq 0,6$																	
2	Вентиляция	1	15,0 ÷ 15,0	15,0		0,65	0,80	0,75	9,8	7,3							
3	Печь	2	25,0 ÷ 30,0	55,0		0,70	0,95	0,33	38,5	12,7							
4	Калорифер	1	15,0 ÷ 15,0	15,0		0,60	0,70	1,02	9,0	9,2							
Итого по группе "Б"		4	15,0 ÷ 30,0	85,0		0,67	0,89	0,51	57,3	29,1		1	57,3	29,1	64,2		
Итого по ПР-2		11	0,8 ÷ 30,0	108,8		0,55	0,86	0,59	60,1	35,7			65,3	36,3	74,7	113,5	316,8

окончание таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Шкаф распределительный ПР-3																	
Электроприемники группы "А" $K_u < 0,6$																	
1	Станки разные	10	1,0 ÷ 30,0	103,5		0,12	0,40	2,29	12,4	28,5							
Итого по группе "А"		10	1,0 ÷ 30,0	103,5	>3	0,12	0,40	2,29	12,4	28,5	5	2,82	35,0	31,3	46,9		
Итого по ПР-3		10	1,0 ÷ 30,0	103,5		0,12	0,40	2,29	12,4	28,5			35,0	31,3	46,9	71,3	696,1
Шкаф распределительный ПР-4																	
Электроприемники группы "А" $K_u < 0,6$																	
1	Станки разные	10	2,8 ÷ 14,0	93,8		0,12	0,40	2,29	11,3	25,8							
Итого по группе "А"		10	2,8 ÷ 14,0	93,8	>3	0,12	0,40	2,29	11,3	25,8	8	2,44	27,4	28,4	39,5		
Электроприемники группы "Б" $K_u \geq 0,6$																	
2	Вентиляция	1	12,0 ÷ 12,0	12,0		0,65	0,80	0,75	7,8	5,9							
Итого по группе "Б"		1	12,0 ÷ 12,0	12,0		0,65	0,80	0,75	7,8	5,9		1	7,8	5,9	9,8		
Итого по ПР-4		11	2,8 ÷ 14,0	105,8		0,18	0,52	1,66	19,1	31,6			35,2	34,2	49,1	74,6	366,2
Шкаф распределительный ПР-5																	
Электроприемники группы "А" $K_u < 0,6$																	
1	Станки разные	10	13,5 ÷ 40,0	200,1		0,12	0,40	2,29	24,0	55,0							
2	Кран балка ПВ-25 %	1	19,0 ÷ 19,0	19,0		0,06	0,50	1,73	1,1	2,0							
Итого по группе "А"		11	13,5 ÷ 40,0	219,1	<3	0,11	0,40	2,27	25,2	57,0	11	2,26	56,7	57,0	80,4		
Итого по ПР-5		11	13,5 ÷ 40,0	219,1		0,11	0,40	2,27	25,2	57,0			56,7	57,0	80,4	122,2	955,3
Шкаф распределительный ПР-6																	
Электроприемники группы "А" $K_u < 0,6$																	
1	Станки разные	5	20,0 ÷ 42,0	136,0		0,12	0,40	2,29	16,3	37,4							
2	Кран балка ПВ-25 %	1	19,0 ÷ 19,0	19,0		0,06	0,50	1,73	1,1	2,0							
3	Пресс	1	48,0 ÷ 48,0	48,0		0,35	0,50	1,73	16,8	29,1							
Итого по группе "А"		7	19,0 ÷ 48,0	203,0	<3	0,17	0,45	2,00	34,3	68,5	7	2,26	77,4	75,3	108,0		
Электроприемники группы "Б" $K_u \geq 0,6$																	
4	Вентиляция	1	22,0 ÷ 22,0	22,0		0,65	0,80	0,75	14,3	10,7							
Итого по группе "Б"		1	22,0 ÷ 22,0	22,0		0,65	0,80	0,75	14,3	10,7		1	14,3	10,7	17,9		
Итого по ПР-6		8	19,0 ÷ 48,0	225,0		0,22	0,52	1,63	48,6	79,2			91,7	86,0	125,7	191,0	953,1
Итого силовая нагрузка		61	0,8 ÷ 48,0	853,2		0,23	0,59	1,38	194,5	268,3			333,5	284,1	440,1		
Электрическое освещение				56,2	$K_{co} = 0,95$				53,4				53,4				
Итого по цеху		61	0,8 ÷ 48,0	909,4		0,27	0,68	1,08	247,9	268,3			386,8	284,1	479,9	729,2	1491,2

Для каждой группы определяется суммарная номинальная мощность (на примере группы «А» ПР1)

$$P_{ном.Σ} = \sum_{i=1}^n P_{ном.i} = 5,0 + 51,2 + 19,8 = 76,0 \text{ кВт}.$$

Коэффициент использования K_u , $\cos\varphi$, $\operatorname{tg}\varphi$ для каждого электроприемника или группы электроприемников определяется по справочным данным [1, стр. 19, табл. 1.7].

Средняя активная и реактивная нагрузки за наиболее загруженную смену для электроприемников (на примере вальцев)

$$P_{см} = K_u \cdot P_{ном.Σ} = 0,35 \cdot 5,0 = 1,8 \text{ кВт},$$

$$Q_{см} = P_{см} \cdot \operatorname{tg}\varphi = 1,8 \cdot 1,73 = 3,0 \text{ кВАр},$$

где $P_{ном}$ – суммарная номинальная активная мощность электроприемников;

K_u – коэффициент использования активной мощности;

$\operatorname{tg}\varphi$ – принимается по соответствующему значению коэффициента мощности.

Для каждой группы приемников подводится итог по среднесменной активной и реактивной нагрузке для всей группы (на примере группы «А»)

$$P_{см}^{A''} = \sum_{i=1}^n P_{см.i} = 1,8 + 15,4 + 2,4 = 19,5 \text{ кВт},$$

$$Q_{см}^{A''} = \sum_{i=1}^n Q_{см.i} = 3,0 + 20,5 + 5,4 = 29,0 \text{ кВАр},$$

Диапазон величины модуля силовой сборки

$$m = \frac{P_{ном.мах}}{P_{ном.мин}} = \frac{17,1}{1,2} = 14,2 > 3.$$

Определение средневзвешенного коэффициента использования по группе

$$K_{u.ср} = \frac{P_{см}^{A''}}{P_{ном.Σ}} = \frac{19,5}{76,0} = 0,26.$$

Средневзвешенное значение коэффициента реактивной мощности

$$\operatorname{tg}\varphi_{ср} = \frac{Q_{см}^{A''}}{P_{см}^{A''}} = \frac{29,0}{19,5} = 1,49.$$

Для приемников группы «А» определим эффективное число электроприемников

$$n_э = \frac{[P_{ном.Σ}]^2}{\sum P_{ном}^2} = \frac{76,0^2}{1010,5} = 5,7 \text{ шт} \quad \text{принимаем } n_э = 6 \text{ шт}$$

Коэффициент максимума активной мощности [2, стр. 28, табл. 2.1]

$$K_{м} = 2,04.$$

Коэффициент максимума реактивной мощности

$$K'_{м} = 1,1.$$

Расчетная активная и реактивная максимальные мощности пункта

$$P_{м}^{A''} = K_{м} \cdot P_{см}^{A''} = 2,04 \cdot 19,5 = 39,8 \text{ кВт},$$

$$Q_{м}^{A''} = K'_{м} \cdot Q_{см}^{A''} = 1,1 \cdot 29,0 = 31,9 \text{ кВАр}.$$

Для электроприемников группы «Б» с практически постоянным графиком нагрузки расчетная активная и реактивная мощность принимается равной средней за наиболее загруженную смену

$$P_{\mathcal{M}}^{\text{B}} = P_{\text{см}}^{\text{B}} = 9,8 \text{ кВт}, \quad Q_{\mathcal{M}}^{\text{B}} = Q_{\text{см}}^{\text{B}} = 7,3 \text{ кВАр}.$$

Определяем активную, реактивную и полную максимальные мощности электроприемников пункта

$$\begin{aligned} P_{\mathcal{M}} &= P_{\mathcal{M}}^{\text{A}} + P_{\mathcal{M}}^{\text{B}} = 39,8 + 9,8 = 49,6 \text{ кВт}, \\ Q_{\mathcal{M}} &= Q_{\mathcal{M}}^{\text{A}} + Q_{\mathcal{M}}^{\text{B}} = 31,9 + 7,3 = 39,2 \text{ кВАр}, \\ S_{\mathcal{M}} &= \sqrt{P_{\mathcal{M}}^2 + Q_{\mathcal{M}}^2} = \sqrt{49,6^2 + 39,2^2} = 63,2 \text{ кВА}. \end{aligned}$$

Определение расчетного тока пункта

$$I_{\mathcal{M}} = \frac{S_{\mathcal{M}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{63,2}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 96,0 \text{ А},$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение электроприемников, В.

Номинальная нагрузка осветительных приемников цеха определяется по удельной плотности осветительной нагрузки и площади цеха

$$P_{\text{ном.о}} = P_{\text{уд.о}} \cdot F_{\text{ц}} = 0,015 \cdot 3744 = 56,2 \text{ кВт},$$

где $F_{\text{ц}}$ – площадь цеха, м²;

$P_{\text{уд.о}}$ – удельная плотность осветительной нагрузки [1, стр. 22, табл. 1.11], кВт/м².

Расчетная нагрузка осветительных приемников цеха

$$P_{\text{расч.о}} = K_{\text{со}} \cdot P_{\text{ном.о}} = 0,95 \cdot 56,2 = 53,4 \text{ кВт},$$

где $K_{\text{со}}$ – коэффициент спроса для производственных зданий, состоящих из отдельных крупных пролетов [1, стр. 22, табл. 1.10].

Определение расчетной нагрузки цеха с учетом освещения

$$S_{\mathcal{M}} = \sqrt{(P_{\mathcal{M}} + P_{\text{расч.о}})^2 + Q_{\mathcal{M}}^2} = \sqrt{(333,5 + 53,4)^2 + 284,1^2} = 479,9 \text{ кВА}.$$

Определение расчетного тока цеха

$$I_{\mathcal{M}} = \frac{S_{\mathcal{M}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{479,9}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 729,2 \text{ А},$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение электроприемников, В.

Определение пикового тока цеха

Номинальный ток самого мощного электроприемника (Пресс)

$$I_{\text{ном}}^{\text{max}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{48,0}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,50 \cdot 0,89} = 163,9 \text{ А},$$

где $P_{\text{ном}}$ – номинальная активная мощность электроприемника, кВт;

η – КПД электроприемника.

Пусковой ток самого мощного электроприемника

$$I_{\text{пуск}}^{\text{max}} = K_{\text{пуск}} \cdot I_{\text{ном}}^{\text{max}} = 5 \cdot 163,9 = 819,4 \text{ А},$$

где $K_{\text{пуск}}$ – кратность пускового тока.

Пиковый ток цеха

$$I_{\text{пик.ц}} = I_{\text{пуск}}^{\text{max}} + (I_{\mathcal{M}} - K_{\text{и. max}} \cdot I_{\text{ном}}^{\text{max}}) = 819,4 + (729,2 - 0,35 \cdot 163,9) = 1491,2 \text{ А},$$

где $K_{\text{и. max}}$ – коэффициент использования самого мощного электроприемника.

3 ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ НА ТЕРРИТОРИИ ПРЕДПРИЯТИЯ

3.1 Определение расчетной нагрузки предприятия

Расчет электрических нагрузок предприятия производится по установленной мощности и коэффициенту спроса [3].

Расчетная нагрузка (активная и реактивная) силовых приемников цехов (кроме рассмотренного) определяются из соотношений

$$P_p = K_c \cdot P_{уст}, \quad Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi,$$

где P_p , Q_p – суммарные активная и реактивная мощности всех приемников цеха;

K_c – коэффициент спроса [1, стр. 13, табл. 1.6];

$\operatorname{tg} \varphi$ – принимается по соответствующему значению коэффициента мощности.

Расчет осветительной нагрузки цехов идентичен расчету осветительной нагрузки рассчитанного цеха.

Расчетная активная мощность групп приемников выше 1000 В определяется по выше приведенным формулам и учитываются отдельно.

Результаты расчетов располагаются в таблицу 3.1.

Пример расчета (КОС).

$$P_{уст} = 642,0 \text{ кВт}; \quad K_c = 0,50; \quad \cos \varphi = 0,65; \quad \operatorname{tg} \varphi = 1,17.$$

Расчетные активная и реактивная мощности корпуса

$$P_p = K_c \cdot P_{уст} = 0,50 \cdot 642,0 = 321,0 \text{ кВт},$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi = 321,0 \cdot 1,17 = 375,3 \text{ кВАр}.$$

Номинальная нагрузка осветительных приемников корпуса определяется по удельной плотности осветительной нагрузки и площади цеха

$$P_{ном.о} = P_{уд.о} \cdot F_{ц} = 0,015 \cdot 2431 = 36,5 \text{ кВт},$$

где $F_{ц}$ – площадь цеха, м^2 ;

$P_{уд.о}$ – удельная плотность осветительной нагрузки [1, стр. 22, табл. 1.11], $\text{кВт}/\text{м}^2$.

Расчетная нагрузка осветительных приемников цеха определяется по номинальной мощности и коэффициенту спроса

$$P_{расч.о} = K_{со} \cdot P_{ном.о} = 0,85 \cdot 36,5 = 31,0 \text{ кВт},$$

где $K_{со}$ – коэффициент спроса [1, стр. 22, табл. 1.10].

Полная максимальная мощность корпуса

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{расч.о})^2 + Q_p^2} = \sqrt{(321,0 + 31,0)^2 + 375,3^2} = 514,5 \text{ кВА}.$$

Таблица 3.1 – Определение расчетных нагрузок по цехам предприятия

№ п/п	Наименование цеха	Силовая нагрузка						Осветительная нагрузка					Суммарная нагрузка		
		$P_{уст},$ кВт	K_c	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$P_p,$ кВт	$Q_p,$ кВАр	$F,$ м ²	$P_{уд.о},$ Вт/м ²	$P_{н.о},$ кВт	$K_{с.о}$	$P_{р.о},$ кВт	$P_p + P_{р.о},$ кВт	$Q_p,$ кВАр	$S_p,$ кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Потребители электроэнергии до 1000 В															
1	Куст 4	1289,0	0,65	0,75	0,88	837,9	738,9	15050	0,16	2,4	1,0	2,4	840,3	738,9	1118,9
2	Поселок	800,0	0,50	0,80	0,75	400,0	300,0	45248	0,16	7,2	1,0	7,2	407,2	300,0	505,8
3	КОС	642,0	0,50	0,65	1,17	321,0	375,3	2431	15	36,5	0,85	31,0	352,0	375,3	514,5
4	Куст 52	1684,0	0,65	0,75	0,88	1094,6	965,3	13075	0,16	2,1	1,0	2,1	1096,7	965,3	1461,0
5	ВУТТ	560,0	0,50	0,65	1,17	280,0	327,4	1589	15	23,8	0,85	20,3	300,3	327,4	444,2
6	Котельная	622,0	0,65	0,75	0,88	404,3	356,6	1125	16	18,0	0,90	16,2	420,5	356,6	551,3
7	ЦКРТ	648,0	0,50	0,65	1,17	324,0	378,8	4521	15	67,8	0,85	57,6	381,6	378,8	537,7
8	КНС	540,0	0,70	0,75	0,88	378,0	333,4	579	15	8,7	0,90	7,8	385,8	333,4	509,9
9	База обеспечения	853,2	—	0,59	1,38	333,5	284,1	3744	15	56,2	0,95	53,4	386,8	284,1	479,9
10	УТТ-4	625,0	0,50	0,65	1,17	312,5	365,4	957	16	15,3	0,80	12,2	324,7	365,4	488,8
11	Куст 1	1244,0	0,65	0,75	0,88	808,6	713,1	14500	0,16	2,3	1,0	2,3	810,9	713,1	1079,9
12	Буровая	367,0	0,75	0,60	1,33	275,3	367,0	18000	0,16	2,9	1,0	2,9	278,1	367,0	460,5
13	Куст 9	1882,0	0,65	0,75	0,88	1223,3	1078,8	10580	0,16	1,7	1,0	1,7	1225,0	1078,8	1632,3
14	ПСП "Сибнефть"	867,0	0,50	0,85	0,62	433,5	268,7	637	18	11,5	0,85	9,7	443,2	268,7	518,3
15	Куст 10	1325,0	0,65	0,75	0,88	861,3	759,6	12423	0,16	2,0	1,0	2,0	863,2	759,6	1149,8
16	Куст 13	1874,0	0,65	0,75	0,88	1218,1	1074,3	12566	0,16	2,0	1,0	2,0	1220,1	1074,3	1625,6
17	Куст 11	1460,0	0,65	0,75	0,88	949,0	836,9	18065	0,16	2,9	1,0	2,9	951,9	836,9	1267,5
Территория предприятия		0,0	—	—	—	0,0	0,0	350180	0,16	56,0	1	56,0	56,0	0,0	56,0
Итого по 0,38 кВ		17282,2	—	—	—	10454,7	9523,4	$\Sigma F_u = 175090$	319,3	—	289,8	10744,5	9523,4	14357,6	
Потребители электроэнергии выше 1000 В															
12	Буровая	2500,0	0,75	1,00	0,00	1875,0	0,0	—	—	—	—	—	1875,0	0,0	1875,0
Итого по 6 кВ		2500,0	—	—	—	1875,0	0,0	—	—	—	—	—	1875,0	0,0	1875,0

Для удобства вынесем отдельно результаты расчетов

ЭП до 1000 В

ЭП выше 1000 В

$$\sum P_p^H = 10454,7 \text{ кВт},$$

$$\sum Q_p^H = 9523,4 \text{ кВАр},$$

$$\sum P_{\text{расч.о}} = 289,8 \text{ кВт},$$

$$\sum P_p^B = 1875,0 \text{ кВт}$$

$$\sum Q_p^B = 0,0 \text{ кВАр}$$

Полная мощность нагрузки предприятия на шинах напряжением до 1000 В за максимально загруженную смену

$$S_p^H = \sqrt{(\sum P_p^H + \sum P_{\text{расч.о}})^2 + (\sum Q_p^H)^2} = \sqrt{(10454,7 + 289,8)^2 + 9523,4^2} = 14357,6 \text{ кВа}.$$

Так как трансформаторы цеховых подстанций и высоковольтная сеть еще не выбраны, то приближенно потери мощности в них можно определить из выражений [3, стр. 32]

$$\Delta P_{\text{тр}} = 0,02 \cdot S_p^H = 0,02 \cdot 14357,6 = 287,2 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = 0,10 \cdot S_p^H = 0,10 \cdot 14357,6 = 1435,8 \text{ кВАр},$$

$$\Delta P_{\text{л}} = 0,03 \cdot S_p^H = 0,03 \cdot 14357,6 = 430,7 \text{ кВт},$$

где $\Delta P_{\text{тр}}$ – потери активной мощности в цеховых трансформаторах, кВт;

$\Delta Q_{\text{тр}}$ – потери реактивной мощности в цеховых трансформаторах, кВАр;

$\Delta P_{\text{л}}$ – потери активной мощности в линиях, кВт.

Суммарные расчетные активная, реактивная и полная мощности с учетом потерь в линиях и цеховых трансформаторах

$$P_{p\Sigma} = (\sum P_p^H + \sum P_p^B) \cdot K_{p.m} + P_{\text{расч.о}} + \Delta P_{\text{тр}} + \Delta P_{\text{л}} = (10454,7 + 1875,0) \cdot 0,95 + 289,8 + 287,2 + 430,7 = 12720,9 \text{ кВт},$$

$$Q_{p\Sigma} = (\sum Q_p^H + \sum Q_p^B) \cdot K_{p.m} + \Delta Q_{\text{тр}} = (9523,4 + 0,0) \cdot 0,95 + 1435,8 = 10483,0 \text{ кВАр},$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{(P_{p\Sigma})^2 + (Q_{p\Sigma})^2} = \sqrt{12720,9^2 + 10483,0^2} = 16483,8 \text{ кВА}.$$

где $K_{p.m}$ – коэффициент одновременности максимумов нагрузки [3, стр. 35].

Приблизительные потери мощности в трансформаторах ГПП

$$\Delta P_{\text{тр.ГПП}} = 0,02 \cdot S_{p\Sigma} = 0,02 \cdot 16483,8 = 329,7 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр.ГПП}} = 0,10 \cdot S_{p\Sigma} = 0,10 \cdot 16483,8 = 1648,4 \text{ кВАр},$$

где $\Delta P_{\text{тр.ГПП}}$ – потери активной мощности в трансформаторах ГПП, кВт;

$\Delta Q_{\text{тр.ГПП}}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, кВАр.

Определяем полную расчетную мощность предприятия со стороны высшего напряжения трансформаторов ГПП

$$S_p = \sqrt{(P_{p\Sigma} + \Delta P_{\text{тр.ГПП}})^2 + (Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{\text{тр.ГПП}})^2} = \sqrt{(12720,9 + 329,7)^2 + (10483,0 + 1648,4)^2} = \sqrt{13050,6^2 + 12131,4^2} = 17812,2 \text{ кВА}.$$

Т.о., произведен расчет нагрузки предприятия без учета компенсации реактивной мощности.

Чтобы учесть компенсацию реактивной мощности необходимо определиться с уровнем напряжения питающих линий.

При выборе напряжения питающей линии ГПП используются следующие рекомендации [5, стр. 46]:

–напряжение 35 кВ имеет экономические преимущества при передаваемой мощности не более 10 МВА;

–напряжение 110 кВ целесообразно применять при потребляемой предприятием мощности 10 – 120 МВА;

–при мощностях, превышающих 120 – 150 МВА, для электроснабжения предприятия возможно применение напряжения 220 кВ.

Для определения экономически целесообразной величины напряжения питающей линии ГПП воспользуемся формулой Илларионова

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P_p}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{112,0} + \frac{2500}{13,051}}} = 71,4 \text{ кВ},$$

где L – длина питающей линии, км;

$U_{\text{эк}}$ – экономическое напряжение рассматриваемого участка, кВ.

С учетом рекомендаций принимаем к рассмотрению напряжение питающих линий

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$$

Реактивная мощность, передаваемая в сеть предприятия от системы

$$Q_{\text{э}} = \alpha \cdot P_p = 0,29 \cdot 13050,6 = 3784,7 \text{ кВАр},$$

где α – расчетный коэффициент, соответствующий средним условиям передачи реактивной мощности по сетям системы [3, стр. 35].

Приблизительное значение мощности компенсирующих устройств

$$Q_{\text{ку}} = Q_p - Q_{\text{э}} = 12131,4 - 3784,7 = 8346,7 \text{ кВАр}.$$

Полная расчетная мощность предприятия со стороны высшего напряжения трансформаторов ГПП с учетом компенсации реактивной мощности

$$S_{\text{р.гпп}} = \sqrt{P_p^2 + (Q_p - Q_{\text{ку}})^2} = \sqrt{13050,6^2 + (12131,4 - 8346,7)^2} = \sqrt{13050,6^2 + 3784,7^2} = 13588,3 \text{ кВА}.$$

В дальнейшем, после точного определения мощности компенсирующих устройств будет определено более точное значение полной расчетной мощности предприятия.

3.2 Картограмма и определение центра электрических нагрузок

Для определения места расположения ГПП, на генплане предприятия наносится картограмма электрических нагрузок. Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на генплане предприятия площади, ограниченные кругами, которые в определенном масштабе соответствуют расчетным нагрузкам цехов. Силовые нагрузки до и выше 1000 В изображаются отдельными кругами.

Осветительная нагрузка наносится в виде сектора круга, изображающего нагрузку до 1000 В.

На генплан предприятия произвольно наносятся оси координат и определяются значения x_i и y_i для каждого цеха.

Пример расчета (Куст 4).

$$S_p = 1118,9 \text{ кВА}, \quad P_{p.o} = 2,4 \text{ кВт}, \quad x = 5,4 \text{ мм} \quad y = 47,8 \text{ мм}$$

Радиус окружности для силовой нагрузки корпуса

$$r = \sqrt{\frac{S_p}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{1118,9}{3,14 \cdot 0,850}} = 20,5 \text{ мм}$$

где $S_{p.i}$ – расчетная полная мощность i -того цеха с учетом освещения, кВА;

m – масштаб для определения площади круга нагрузки до 1000 В, кВА/мм²;

m – масштаб для определения площади круга нагрузки выше 1000 В, кВА/мм²;

Угол сектора нагрузки освещения корпуса

$$\alpha = \frac{360^\circ \cdot P_{p.o}}{S_p} = \frac{360^\circ \cdot 2,4}{1118,9} = 0,8 \text{ град.} \quad \text{Тогда}$$

$$S_p \cdot x = 1118,9 \cdot 5,4 = 6042,3 \text{ кВА} \cdot \text{мм},$$

$$S_p \cdot y = 1118,9 \cdot 47,8 = 53485,4 \text{ кВА} \cdot \text{мм}.$$

Результаты расчетов располагаются в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Расчетные данные для построения картограммы нагрузок

№ цеха	$S_{p.i}$, кВА	$P_{p.o.i}$, кВт	r , мм	α , град	x_i , мм	y_i , мм	$S_{p.i} \cdot x_i$, кВА · мм	$S_{p.i} \cdot y_i$, кВА · мм
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Потребители электроэнергии до 1000 В								
1	1118,9	2,4	20,5	0,8	5,4	47,8	6042,3	53485,4
2	505,8	7,2	13,8	5,2	41,5	78,8	20991,1	39857,9
3	514,5	31,0	13,9	21,7	44,5	40,0	22896,7	20581,3
4	1461,0	2,1	23,4	0,5	62,3	30,0	91022,6	43831,1
5	444,2	20,3	12,9	16,4	96,5	116,8	42865,8	51883,1
6	551,3	16,2	14,4	10,6	83,0	104,3	45759,6	57502,8
7	537,7	57,6	14,2	38,6	120,2	102,8	64633,5	55277,3
8	509,9	7,8	13,8	5,5	63,6	76,2	32428,9	38853,5
9	479,9	53,4	13,4	40,0	81,0	74,8	38874,8	35899,2
10	488,8	12,2	13,5	9,0	105,0	74,6	51326,1	36466,0
11	1079,9	2,3	20,1	0,8	122,6	18,6	132392,6	20085,7
12	460,5	2,9	13,1	2,3	139,5	15,8	64237,5	7275,6
13	1632,3	1,7	24,7	0,4	191,0	90,8	311776,3	148216,2
14	518,3	9,7	13,9	6,8	180,6	6,8	93606,7	3524,5
15	1149,8	2,0	20,8	0,6	258,2	63,4	296884,8	72898,9
16	1625,6	2,0	24,7	0,4	255,6	34,0	415514,0	55271,8
17	1267,5	2,9	21,8	0,8	247,7	12,8	313960,4	16224,0
Потребители электроэнергии выше 1000 В								
12	1875,0	–	30,3	–	139,5	15,8	261562,5	29625,0
Итого	16221,2	–	–	–	–	–	2306776,2	786759,2

Координаты центра электрических нагрузок предприятия

$$x_0 = \frac{\sum(S_{p,i} \cdot x_i)}{\sum S_{p,i}} = \frac{2306776,2}{16221,2} = 142,2 \text{ мм},$$

$$y_0 = \frac{\sum(S_{p,i} \cdot y_i)}{\sum S_{p,i}} = \frac{786759,2}{16221,2} = 48,5 \text{ мм}.$$

Результаты расчётов картограммы нагрузок показаны на рисунке 3.1.

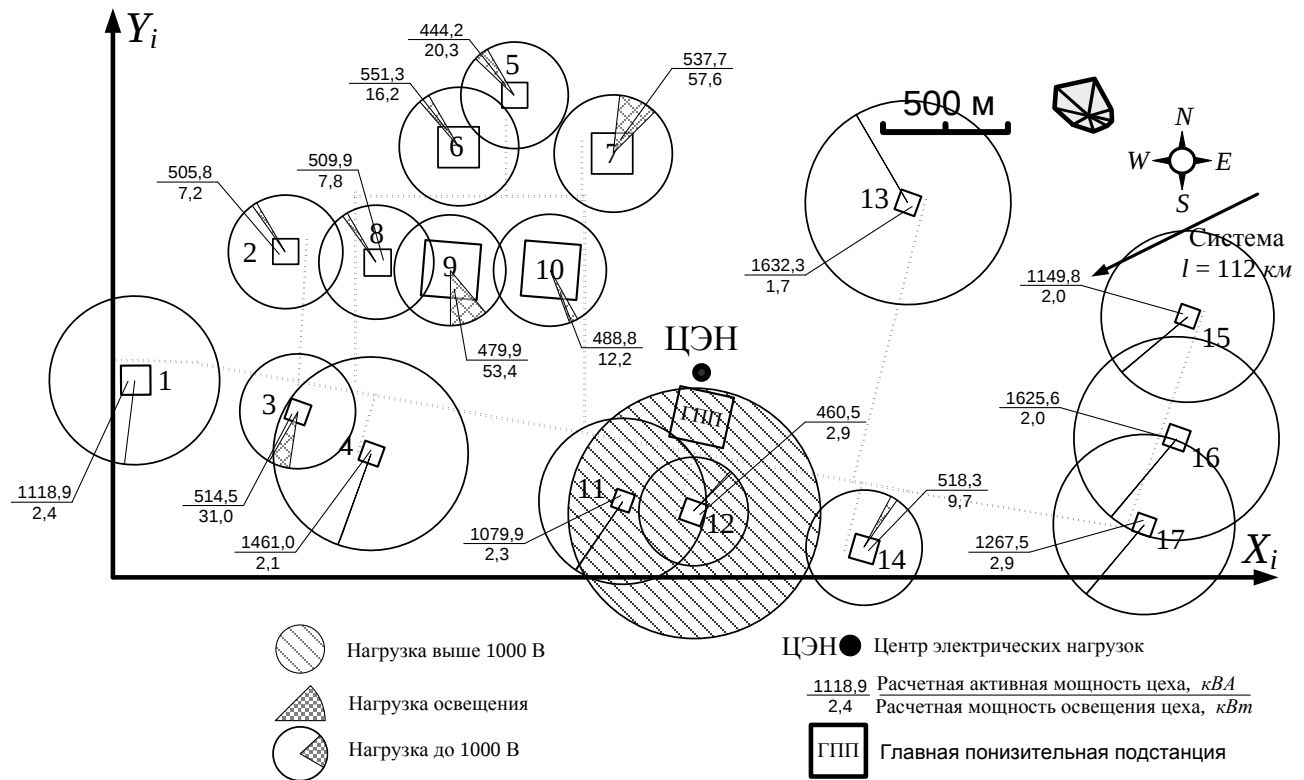


Рисунок 3.1 – Картограмма нагрузок

3.3 Выбор числа и мощности кустовых трансформаторов

Нагрузки по кустам распределены неравномерно и поэтому необходимо выбирать трансформаторы разной мощности по объектам. Так же потребители кустов имеют вторую категорию по степени бесперебойности питания, поэтому необходимо устанавливать двух трансформаторные подстанции. Потребителей третьей категории можно запитать от однитрансформаторных подстанций.

В качестве примера произведем выбор мощности трансформатора для куста №52, который имеет II категорию по степени бесперебойности питания

$$S_{\text{тр.расч}} = \frac{S_p}{\beta_{\text{тр}} \cdot n_{\text{тр}}} = \frac{1461,0}{0,7 \cdot 2} = 1043,6 \text{ кВА},$$

где S_p – расчетная полная мощность цеха, кВА;

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

$n_{\text{тр}}$ – количество трансформаторов, шт.

По стандартному ряду номиналов мощностей трансформаторов можно выбрать два варианта 1000 кВА и 1600 кВА. Рассчитаем фактический коэффициент загрузки при работе на трансформаторах разных мощностей.

$$\beta_{\text{тр.расч}} = \frac{S_p}{S_{\text{тр}} \cdot n_{\text{тр}}} = \frac{1461,0}{1000 \cdot 2} = 0,73.$$

В случае выхода из строя одного трансформатора мощностью 1000 кВА

$$\beta_{\text{тр.п/ав}} = \frac{S_p}{S_{\text{тр}} \cdot n_{\text{тр}}} = \frac{1461,0}{1000 \cdot 1} = 1,46$$

Для трансформатора мощностью 1600 кВА

$$\beta_{\text{тр.расч}} = \frac{S_p}{S_{\text{тр}} \cdot n_{\text{тр}}} = \frac{1461,0}{1600 \cdot 2} = 0,91$$

Окончательно принимаем трансформаторы номиналом 1000 кВА.

Выбор мощностей трансформаторов для других объектов предприятия производится аналогично, результаты сведем в таблицу 3.2.

Расстояния между объектами предприятия очень велики, что не позволяет объединить нагрузки разных цехов или кустов для питания от одной трансформаторной подстанции, так как потери на напряжении ниже 1000 В будут неоправданно высоки. Поэтому на данном предприятии каждый объект имеет свою цеховую трансформаторную подстанцию.

Предварительно расставляем трансформаторные подстанции по территории предприятия рисунок 3.2.

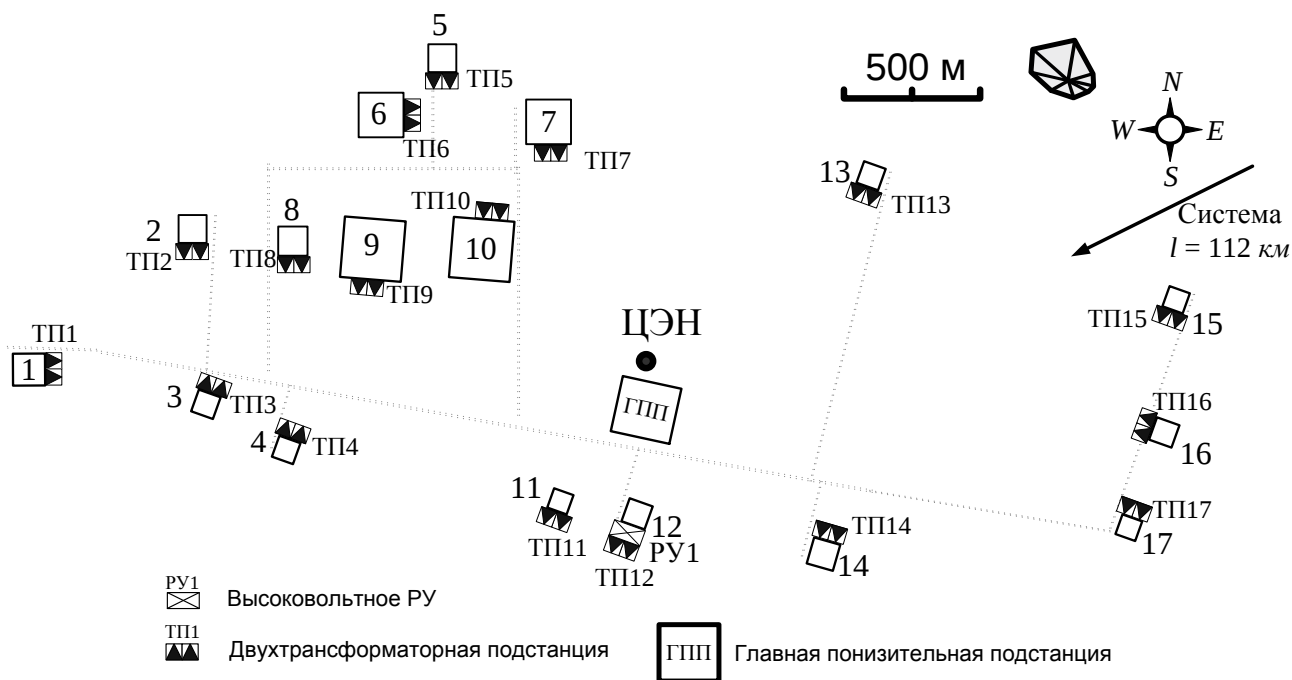


Рисунок 3.2 – Предварительное размещение цеховых трансформаторных подстанций на территории предприятия

Таблица 3.2 – Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов

<i>№ n/n</i>	<i>Наименование объекта и номер подстанции</i>	<i>№ ПС</i>	<i>S_р кВА</i>	<i>Категория ЭП</i>	<i>S_{тр.расч} кВА</i>	<i>S_{тр.справ} кВА</i>	<i>Нормальный режим</i>		<i>Послеаварийный режим</i>	
							<i>n_{тр.норм} шт</i>	<i>β_{тр.норм}</i>	<i>n_{тр.п/ав} шт</i>	<i>β_{тр.п/ав}</i>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Куст 4	ТП1	1118,9	II	799,2	1000,0	2	0,56	1	1,12
2	Поселок	ТП2	505,8	II	361,3	400,0	2	0,63	1	1,26
3	КОС	ТП3	514,5	II	367,5	400,0	2	0,64	1	1,29
4	Куст 52	ТП4	1461,0	II	1043,6	1000,0	2	0,73	1	1,46
5	ВУТГ	ТП5	444,2	II	317,3	400,0	2	0,56	1	1,11
6	Котельная	ТП6	551,3	II	393,8	400,0	2	0,69	1	1,38
7	ЦКРТ	ТП7	537,7	II	384,1	400,0	2	0,67	1	1,34
8	КНС	ТП8	509,9	II	364,2	400,0	2	0,64	1	1,27
9	База обеспечения	ТП9	479,9	II	342,8	400,0	2	0,60	1	1,20
10	УТТ-4	ТП10	488,8	II	349,2	400,0	2	0,61	1	1,22
11	Куст 1	ТП11	1079,9	II	771,3	1000,0	2	0,54	1	1,08
12	Буровая	ТП12	460,5	II	328,9	400,0	2	0,58	1	1,15
13	Куст 9	ТП13	1632,3	II	1166,0	1600,0	2	0,51	1	1,02
14	ПСП "Сибнефть"	ТП14	518,3	II	370,2	400,0	2	0,65	1	1,30
15	Куст 10	ТП15	1149,8	II	821,3	1000,0	2	0,57	1	1,15
16	Куст 13	ТП16	1625,6	II	1161,2	1600,0	2	0,51	1	1,02
17	Куст 11	ТП17	1267,5	II	905,4	1000,0	2	0,63	1	1,27

Таблица 3.3 – Параметры трансформаторов [1, стр. 157, табл. 7.3]

<i>T_{un}</i>	<i>S_{ном}, МВА</i>	<i>U_{вн}, кВ</i>	<i>U_{нн}, кВ</i>	<i>P_{xx}, кВт</i>	<i>Q_{xx}, кВАр</i>	<i>P_{кз}, кВт</i>	<i>Q_{кз}, кВАр</i>	<i>U_к, %</i>	<i>I_{xx}, %</i>
ТМ-400/6	0,40	6,0	0,4	1,20	8,4	5,5	22,0	5,5	2,10
ТМ-1000/6	0,10	6,0	0,4	2,45	1,4	12,2	5,5	5,5	1,40
ТМ-1600/6	1,60	6,0	0,4	3,30	20,8	18,0	88,0	5,5	1,30

3.4 Компенсация реактивной мощности

При выборе средств компенсации реактивной мощности решающее значение имеет количество установленных трансформаторов, наличие синхронных и асинхронных двигателей и нагрузки со стороны напряжения выше 1000 В.

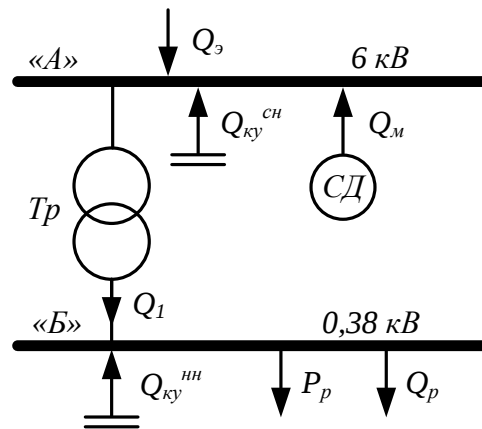


Рисунок 3.1 – Схема распределения реактивной мощности

На данном предприятии имеется синхронная высоковольтная нагрузка. Принимаем к рассмотрению двигатели типа СТД с параметрами [5, стр. 172, табл. П7.3.]

- номинальная напряжение двигателя $U_{ном}=6\text{кВ}$;
- номинальная активная мощность $P_{сд}=1250\text{кВт}$;
- номинальная реактивная мощность $Q_{сд}=630\text{кВАр}$;
- КПД $\eta=96,85\%$;
- коэффициент $D_1=3,293\text{кВт}$;
- коэффициент $D_2=3,954\text{кВт}$;
- число двигателей $n_{сд}=2$.

Коэффициент загрузки синхронных двигателей по активной мощности

$$\beta_{сд} = \frac{P_{снх}}{P_{сд} \cdot n_{сд}} = \frac{2500,0}{1250 \cdot 2} = 1,00,$$

где $P_{снх}$ – синхронная нагрузка на стороне ВН, кВт.

Напряжение на зажимах синхронного двигателя

$$U_{сд} = \frac{U_{ном}^{сн}}{U_{ном}} = \frac{6,0}{6,0} = 1,00.$$

Наибольшая допустимая перегрузка двигателя по реактивной мощности [5, стр. 173, табл. П7.5.]

$$\alpha_m = 1,23.$$

Суммарная располагаемая реактивная мощность двигателей

$$Q_m = \frac{n_{сд} \cdot \alpha_m \cdot Q_{сд}}{\eta} = \frac{2 \cdot 1,23 \cdot 630 \cdot 100}{96,85} = 1600,2 \text{ кВАр}.$$

Наибольшая реактивная мощность, которая может быть передана со стороны сети выше 1000 В в сеть до 1000 В

$$Q_1 = \sqrt{(N_{тр} \cdot \beta \cdot S_{ном.тр})^2 - (P_p^n + P_{p.o})^2}$$

$$= \sqrt{(20 \cdot 0,63 \cdot 400 + 10 \cdot 0,61 \cdot 1000 + 4 \cdot 0,51 \cdot 1600)^2 - 10744,5^2}$$

$$= 9506,2 \text{ кВАр.}$$

Баланс реактивной мощности в узле «А»

$$Q_A = Q_{\Sigma} + Q_M - Q_1 = 3784,7 + 1600,2 - 9506,2 = -4121,3 \text{ кВАр.}$$

Мощность конденсаторных установок на напряжении выше 1000 В

$$Q_{ку.расч}^{сн} = Q_1 - Q_{\Sigma} - Q_M = 9506,2 - 1600,2 - 3784,7 = 4121,3 \text{ кВАр.}$$

Намечаем установку комплектных конденсаторных установок типа УК-6,3(10,5)-675-У1с параметрами [5, стр. 167, табл. П6.2]:

–номинальное напряжение $U_{ном.ку}=6,3 \text{ кВ}$;

–номинальная мощность $Q_{ном.ку}=675 \text{ кВАр}$;

Полная реактивная мощность, генерируемая одной комплектной конденсаторной установкой

$$Q_{ку} = \left(\frac{U_{ном}^{сн}}{U_{ном.ку}} \right)^2 \cdot Q_{ном.ку} = \left(\frac{6,0}{6,3} \right)^2 \cdot 675 = 612,2 \text{ кВАр.}$$

Необходимое количество комплектных конденсаторных установок для установки на стороне СН

$$n_{ку.расч} = \frac{Q_{ку.расч}^{сн}}{Q_{ку}} = \frac{4121,3}{612,2} = 6,7 \text{ шт. принимаем } n_{ку} = 7 \text{ шт.}$$

Полная реактивная мощность, генерируемая комплектными конденсаторными установками

$$Q_{ку}^{сн} = Q_{ку} \cdot n_{ку} = 612,2 \cdot 7 = 4285,7 \text{ кВАр.}$$

Баланс реактивной мощности в узле «Б»

$$Q_B = Q_1 - Q_{p.n} = 9506,2 - 9523,4 = -17,2 \text{ кВАр.}$$

Компенсация со стороны низкого напряжения не требуется.

Мощность, генерируемая синхронными двигателями

$$Q = Q_M = 1600,2 \text{ кВАр.}$$

Суммарная генерируемая мощность компенсирующих устройств

$$Q_{ку} = Q_{ку}^{сн} + Q_{ку}^{нн} + Q = 4285,7 + 0,0 + 1600,2 = 5885,9 \text{ кВАр.}$$

Полная расчетная мощность предприятия со стороны высшего напряжения трансформаторов ГПП с учетом точного значения реактивной мощности компенсирующих устройств

$$S_{р.ГПП} = \sqrt{P_p^2 + (Q_p - Q_{ку})^2} = \sqrt{13050,6^2 + (12131,4 - 5885,9)^2}$$

$$= \sqrt{13050,6^2 + 6245,5^2} = 14468,1 \text{ кВА.}$$

3.5 Составление схемы внешнего электроснабжения

Принимаем схему внешнего электроснабжения в виде двух блоков с выключателями и неавтоматической перемычкой. При нарушении в трансформаторе, сработает защита и подаст сигнал на отключение выключателя в цепях трансформатора на низкой и высокой стороне. Секционный выключатель низкой стороны подключит секцию, оставшуюся без напряжения. Разъединители

При расчетах рационально учитывать повышающий зональный коэффициент на базисную стоимость электроэнергетических объектов. Для Сибири данный коэффициент [6, стр. 279, табл. 7.2]

При расчетах рационально учитывать повышающий зональный коэффициент на базисную стоимость электроэнергетических объектов. Для Сибири данный коэффициент [6, стр. 279, табл. 7.2]

Капитальные затраты на сооружение блочных и мостиковых схем указываются в целом с учетом затрат на выключатели, разъединители, отделители, короткозамыкатели, трансформаторы тока и напряжения, разрядники, аппаратуру управления, сигнализации, релейной защиты и автоматики, а так же строительные конструкции, фундаменты и соответствующие строительно-монтажные работы

$$K_{\text{сх}}^a = K_{\text{сх}} \cdot \gamma = 8389500,0 \cdot 1,2 = 10067400,0 \text{руб},$$

где $K_{\text{сх}}$ – капитальные затраты на сооружение схемы [6, стр. 291, табл. 7.15.], руб.

Годовые эксплуатационные расходы

$$И_{\text{сх}}^a = K_{\text{сх}}^a \cdot (E_{\text{ам}} + E_{\text{об}}) = 10067400,0 \cdot (0,067 + 0,059) = 1268492,4 \text{руб/год},$$

где $E_{\text{ам}}$ – нормы ежегодных отчислений на амортизацию [6, стр. 258, табл. 6.1.];

$E_{\text{об}}$ – нормы ежегодных отчислений на обслуживание [6, стр. 258, табл. 6.2.].

Суммарные приведенные затраты

$$\begin{aligned} Z_{\text{сх}}^a &= K_{\text{сх}}^a \cdot (E_{\text{н}} + E_{\text{ам}} + E_{\text{об}}) = 10067400,0 \cdot (0,193 + 0,067 + 0,059) \\ &= 3211500,6 \text{руб/год}, \end{aligned}$$

где $E_{\text{н}}$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений для силового оборудования [5, стр. 76].

3.6 Выбор мощности силовых трансформаторов на ГПП

Мощность трансформатора выберем с учетом известного суточного графика нагрузки предприятия, рисунок 3.5.

Из суточного графика можно определить

$$S_{\text{max}} = 13951,0 \text{кВА}.$$

Потребляемая за сутки активная и реактивная энергия

$$W = \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i = 266493,5 \text{кВт} \cdot \text{ч}, \quad V = \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i = 129402,2 \text{кВАр} \cdot \text{ч}.$$

Средняя за сутки нагрузка предприятия

$$S_{\text{ср}} = \frac{\sqrt{W^2 + V^2}}{24} = \frac{\sqrt{266493,5^2 + 129402,2^2}}{24} = 12343,7 \text{кВА}.$$

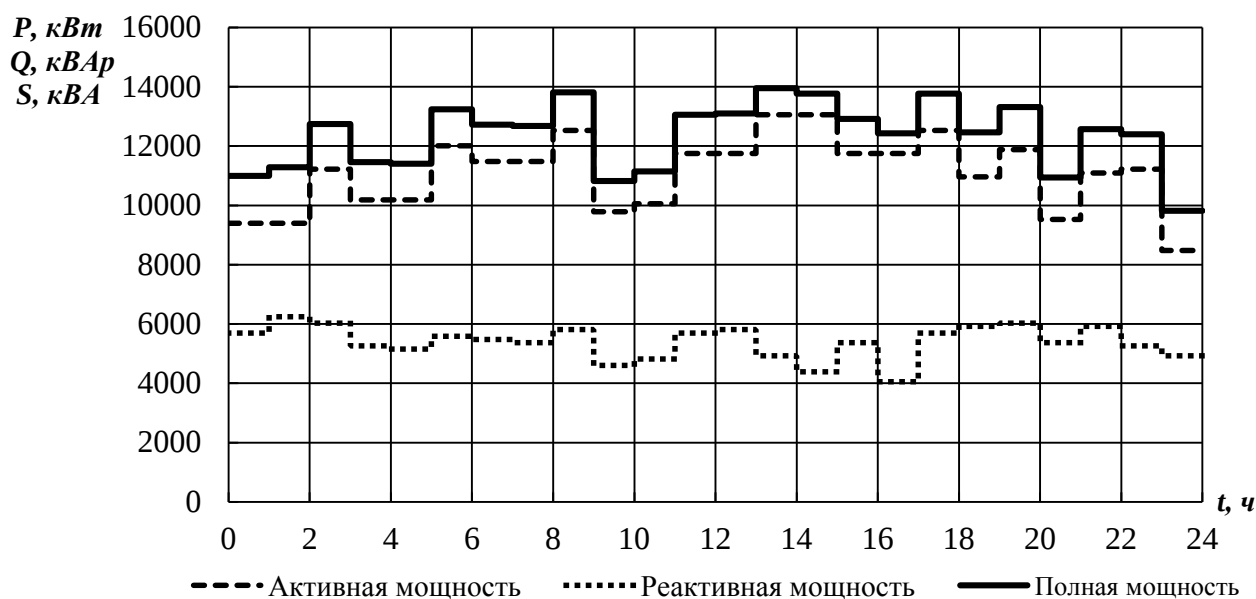


Рисунок 3.3 – Суточный график нагрузок предприятия

Суточный график активной нагрузки перестраиваем в годовой график нагрузок по продолжительности, рисунок 3.6.

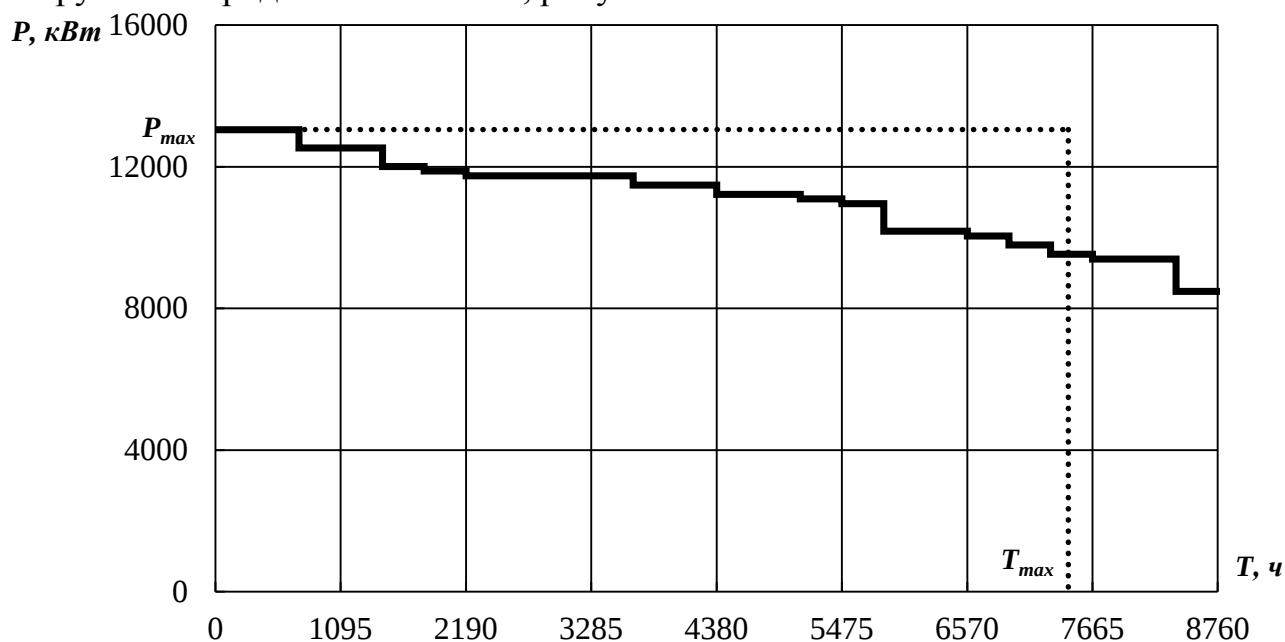


Рисунок 3.6 – Годовой график нагрузки по продолжительности

Количество потребленной за год электрической энергии

$$W_{\text{год}} = 97270118,5 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Число часов использования максимальной нагрузки

$$T_{\text{max}} = \frac{W_{\text{год}}}{P_{\text{max}}} = \frac{97270118,5}{13050,6} = 7453,3 \text{ ч.}$$

Время максимальных потерь

$$\tau_{\text{max}} = (0,124 + T_{\text{max}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 7453,3 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 6620,2 \text{ ч.}$$

Выбор трансформаторов по перегрузочной способности производится по продолжительности максимума нагрузки t_{max} и коэффициенту заполнения графика нагрузки $k_{\text{зап.гр}}$, который определяется по суточному графику нагрузки

$$k_{\text{зап.гр}} = \frac{S_{\text{ср}}}{S_{\text{max}}} = \frac{12343,7}{13951,0} = 0,88.$$

Продолжительность максимума нагрузки из суточного графика нагрузок предприятия

$$t_{\text{max}} = 5 \text{ ч.}$$

Кратность допустимой нагрузки трансформатора с учетом коэффициента заполнения графика и продолжительности максимума нагрузки [5, стр. 70, рис. 3.9.]

$$k_{\text{нагр}} = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном.тр}}} = 1,07.$$

Номинальная мощность трансформаторов

$$S_{\text{тр.расч}} = \frac{S_{\text{max}}}{k_{\text{нагр}}} = \frac{13951,0}{1,07} = 13038,3 \text{ кВА.}$$

Принимаем к установке на ГПП по два трансформатора мощностью
 $S_{\text{ном.тр}} = 10000 \text{ кВА}$. $S_{\text{ном.тр}} = 16000 \text{ кВА}$,

1) Коэффициент загрузки

$$\beta = \frac{S_{\text{max}}}{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном.тр}}} = \frac{13951,0}{2 \cdot 10000} = 0,70.$$

Проверяем установленную мощность трансформатора в послеаварийном режиме при отключении одного из трансформаторов

$$1,4 \cdot S_{\text{ном.тр}} = 1,4 \cdot 10000 = 14000,0 \text{ кВА} >$$

$$k_{I-II} \cdot S_{\text{max}} = 1,00 \cdot 13951,0 = 13951,0 \text{ кВА}.$$

Следовательно, выбранная мощность трансформаторов обеспечивает электроснабжение предприятия как в нормальном, так и в послеаварийном режимах.

2) Коэффициент загрузки

$$\beta = \frac{S_{\text{max}}}{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном.тр}}} = \frac{13951,0}{2 \cdot 16000} = 0,44.$$

Проверяем установленную мощность трансформатора в послеаварийном режиме при отключении одного из трансформаторов

$$1,4 \cdot S_{\text{ном.тр}} = 1,4 \cdot 16000 = 22400,0 \text{ кВА} >$$

$$k_{I-II} \cdot S_{\text{max}} = 1,00 \cdot 13951,0 = 13951,0 \text{ кВА}.$$

Следовательно, выбранная мощность трансформаторов обеспечивает электроснабжение предприятия как в нормальном, так и в послеаварийном режимах.

Таблица 3.4 – Параметры трансформаторов [II, стр. 207, табл. 5.12], [II, стр. 209, табл. 5.13], [II, стр. 212, табл. 5.17]

<i>Tun</i>	$S_{\text{ном}},$ МВА	$U_{\text{вн}},$ кВ	$U_{\text{нн}},$ кВ	$P_{\text{xx}},$ кВт	$Q_{\text{xx}},$ кВАр	$P_{\text{кз}},$ кВт	$Q_{\text{кз}},$ кВАр	$U_{\text{к}},$ %	$I_{\text{xx}},$ %	Цена руб
ТДН-10000/110	10,0	115	6,6	14,0	70,0	60,0	1050,0	10,5	0,70	5283600
ТДН-16000/110	16,0	115	6,6	19,0	112,0	85,0	1680,0	10,5	0,70	6140400

Трансформатор ТДН-10000/110

Приведенные потери мощности в трансформаторах

$$\Delta P'_{\text{xx}} = \Delta P_{\text{xx}} + k_{\text{эк}} \cdot \Delta Q_{\text{xx}} = 14,0 + 0,07 \cdot 70,0 = 18,9 \text{ кВт},$$

$$\Delta P'_{\text{кз}} = \Delta P_{\text{кз}} + k_{\text{эк}} \cdot \Delta Q_{\text{кз}} = 60,0 + 0,07 \cdot 1050,0 = 133,5 \text{ кВт},$$

где $k_{\text{эк}}$ – экономический эквивалент реактивной мощности, коэффициент, который учитывает потери активной мощности, связанные с производством и распределением 1 кВАр реактивной мощности, кВт/кВАр [8].

Полные потери мощности в двух трансформаторах

$$\Delta P_{\text{тр}}^{\text{a}} = n_{\text{тр}} \cdot (\Delta P'_{\text{xx}} + \beta^2 \cdot \Delta P'_{\text{кз}}) = 2 \cdot (18,9 + 0,70^2 \cdot 133,5) = 167,7 \text{ кВт}.$$

Потери активной энергии

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{тр}}^{\text{a}} &= n_{\text{тр}} \cdot (\Delta P'_{\text{xx}} \cdot t_{\text{год}} + \beta^2 \cdot \Delta P'_{\text{кз}} \cdot \tau_{\text{max}}) \\ &= 2 \cdot (18,9 \cdot 8760 + 0,70^2 \cdot 133,5 \cdot 6620,2) = 1191198,3 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \end{aligned}$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах

$$\Delta C_{\text{тр}}^{\text{a}} = \Delta W_{\text{тр}}^{\text{a}} \cdot \Delta C_{\text{э}} = 1191198,3 \cdot 0,216 = 257167,8 \text{ руб},$$

где $\Delta C_{\text{э}}$ – стоимость одного кВт·ч электроэнергии, руб/(кВт·ч).

Капитальные затраты на установку трансформаторов

$$K_{\text{тр}}^a = K_{\text{тр}} \cdot n_{\text{тр}} \cdot \gamma = 5283600 \cdot 2 \cdot 1,2 = 12680640,0 \text{руб.}$$

где $K_{\text{тр}}$ – капитальные затраты на установку одного трансформатора [6, стр. 293, табл. 7.17.], руб.

Годовые эксплуатационные расходы

$$И_{\text{тр}}^a = K_{\text{тр}}^a \cdot (E_{\text{ам}} + E_{\text{об}}) + \Delta C_{\text{тр}}^a = 12680640,0 \cdot (0,067 + 0,059) + 257167,8 = 1854928,4 \text{руб/год,}$$

где $E_{\text{ам}}$ – нормы ежегодных отчислений на амортизацию [6, стр. 258, табл. 6.1.];

$E_{\text{об}}$ – нормы ежегодных отчислений на обслуживание [6, стр. 258, табл. 6.2.].

Суммарные приведенные затраты

$$З_{\text{тр}}^a = K_{\text{тр}}^a \cdot (E_{\text{н}} + E_{\text{ам}} + E_{\text{об}}) + \Delta C_{\text{тр}}^a = 12680640,0 \cdot (0,193 + 0,067 + 0,059) + 257167,8 = 4302292,0 \text{руб/год,}$$

где $E_{\text{н}}$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений для силового оборудования [5, стр. 76].

Расчет по другим трансформаторам сведем в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Определение суммарных приведенных затрат на установку силового оборудования

$U_{\text{ном}},$ кВ	Тр-мор	$\Delta P_{\text{кз}},$ кВт	$\Delta P_{\text{хх}},$ кВт	β	$K_{\text{тр}},$ руб	$C_{\text{пот}},$ руб/год	$C_{\text{ам}},$ руб/год	$C_{\text{об}},$ руб/год	$З_{\text{тр}},$ руб/год
110	ТДН-10000/110	133,5	18,9	0,70	12680640,0	257167,8	849602,9	748157,8	4302292,0
	ТДН-16000/110	202,6	26,8	0,44	14736960,0	211593,4	987376,3	869480,6	4912683,6

3.7 Выбор сечения линии, питающей ГПП

Выбор сечения линии производится для двух видов трансформаторов с последующим технико-экономическим сравнением двух вариантов.

Выбор сечения провода проводится по экономической плотности тока.

ВЛЭП 110 кВ, трансформаторы ТДН–10000/110

Расчетный ток на одну цепь

$$I_{\text{расч}} = \frac{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{тр.ГПП}}}{n_{\text{ц}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2 \cdot 10000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 52,5 \text{А.}$$

Расчетный ток в послеаварийном режиме

$$I_{\text{расч.п/ав}} = \frac{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{тр.ГПП}}}{n_{\text{ц}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2 \cdot 10000}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 105,0 \text{А.}$$

Экономическое сечение

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{52,5}{1,0} = 52,5 \text{мм}^2,$$

где $j_{\text{эк}}$ – нормированное значение экономической плотности тока с учетом числа часов использования максимальной нагрузки [6, стр. 78, табл. 3.12], А/мм².

Из стандартного ряда сечений принимаем сталеалюминевый провод АС 120/19 с $I_{\text{доп}}=390 \text{А}$ [6, стр. 82, табл. 3.15.]

–Проверка по перегрузочной способности (в послеаварийном режиме при отключении одной из питающих линий)

$$I_{\text{расч.п/ав}} < 1,3 \cdot I_{\text{доп}} = 1,3 \cdot 390 = 507,0 \text{А.}$$

Проверка выполняется

–Проверка по условию механической прочности: согласно ПУЭ, воздушные линии напряжением 35 кВ и выше, сооружаемые на двухцепных опорах с применением сталеалюминевых проводов, должны иметь сечение не менее 120 мм². Таким образом, проверка выполняется.

–Проверка по допустимой потере напряжения

$$L_{\text{доп}} < L_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{\text{доп}} \cdot \frac{I_{\text{доп}}}{I_{\text{расч}}} = 6,40 \cdot 5 \cdot \frac{390}{52,5} = 237,8 \text{ км} > L_{\text{факт}} = 112,0 \text{ км},$$

где $\Delta U_{\text{доп}}$ – допустимое значение потери напряжения;

$L_{\text{доп}}$ – допустимая длина питающей линии, км;

$L_{\text{факт}}$ – фактическая длина питающей линии, км;

$L_{\Delta U 1\%}$ – длина линии при полной загрузке, на которой потеря напряжения равна 1%, [3, стр. 89, табл. П.2.7].

–Проверка на корону.

Принимаем к установке двухцепную свободностоящую стальную опору типа ПС110–6, с подвеской проводов шестиугольником.

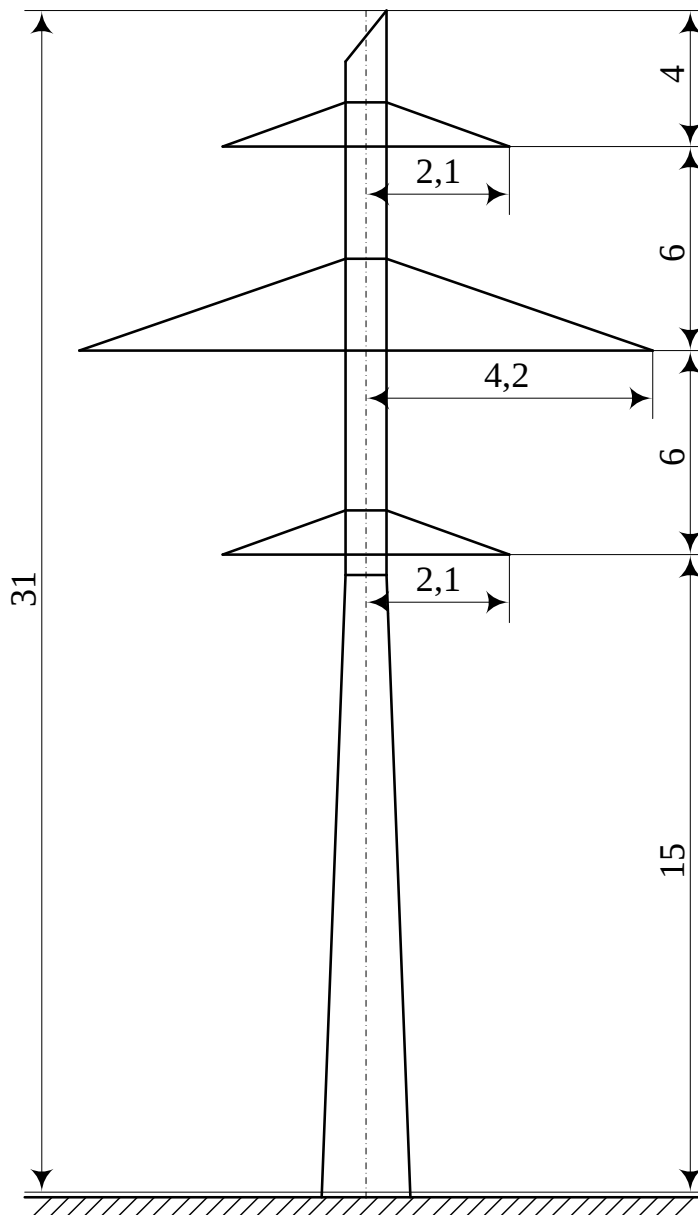


Рисунок 3.5 – Промежуточная опора

Расстояние между соседними проводами по теореме Пифагора

$$D_{12} = D_{13} = \sqrt{6^2 + 2,1^2} = 6,4\text{м.}$$

Тогда среднегеометрическое расстояние между проводами

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{13} \cdot D_{23}} = \sqrt[3]{6,4 \cdot 6,4 \cdot 12,0} = 7,9\text{м.}$$

Начальная критическая напряженность

$$E_0 = 24,5 \cdot m \cdot \delta \cdot \left[1 + \frac{0,65}{(\delta \cdot r)^{0,38}} \right] = 24,5 \cdot 0,82 \cdot 1,04 \cdot \left[1 + \frac{0,65}{(1,04 \cdot 0,76)^{0,38}} \right] =$$

35,7кВ/см,

где r_0 – радиус провода [6, стр. 72, табл. 3.5];

δ – относительная плотность воздуха [5, стр. 75];

m – коэффициент шероховатости многопроволочных проводов [5, стр. 75].

Напряженность вокруг провода

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{\text{ном}}}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 110}{0,76 \cdot \lg \frac{785,6}{0,76}} = 17,0 \text{ кВт/см.}$$

По условию: $1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$, имеем

$$1,07 \cdot 17,0 = 18,2 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 35,7 = 32,2 \text{ кВ/см.}$$

Проверка выполняется.

Потери активной энергии

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{лэп}}^a &= n_{\text{ц}} \cdot \Delta p_{\text{уд}} \cdot k_3^2 \cdot L \cdot \tau_{\text{max}} = n_{\text{ц}} \cdot \Delta p_{\text{уд}} \cdot \left(\frac{I_{\text{расч}}}{I_{\text{доп}}} \right)^2 \cdot L \cdot \tau_{\text{max}} \\ &= 2 \cdot 140 \cdot \left(\frac{52,5}{390} \right)^2 \cdot 112,0 \cdot 6620,2 = 3761223,5 \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \end{aligned}$$

где k_3 – коэффициент загрузки линии по току;

$\Delta p_{\text{уд}}$ – удельные потери в линии при номинальной загрузке [3, стр. 89, табл. П.2.7], кВт/км.

Стоимость годовых потерь электроэнергии в линии

$$\Delta C_{\text{лэп}}^a = \Delta W_{\text{лэп}}^a \cdot \Delta C_3 = 3760223,5 \cdot 0,216 = 811749,6 \text{ руб.},$$

где ΔC_3 – стоимость одного кВт·ч электроэнергии, руб/(кВт·ч).

Капитальные затраты на сооружение линии

$$K_{\text{лэп}}^a = K_{\text{лэп}} \cdot L \cdot \gamma = 2284800 \cdot 112,0 \cdot 1,2 = 307077120,0 \text{ руб.},$$

где $K_{\text{лэп}}$ – капитальные затраты на строительство одного километра ВЛЭП, для двухцепной линии на стальных опорах, для I района по гололеду [6, стр. 282, табл. 7,5.], руб.

Годовые эксплуатационные расходы

$$\begin{aligned} I_{\text{лэп}}^a &= K_{\text{лэп}}^a \cdot (E_{\text{ам}} + E_{\text{об}}) + \Delta C_{\text{лэп}}^a = 307077120,0 \cdot (0,100 + 0,008) + 811749,6 \\ &= 33976123,6 \text{ руб/год}, \end{aligned}$$

где $E_{\text{ам}}$ – нормы ежегодных отчислений на амортизацию [6, стр. 258, табл. 6.1.];

$E_{\text{об}}$ – нормы ежегодных отчислений на обслуживание [6, стр. 258, табл. 6.2.].

Суммарные приведенные затраты

$$Z_{\text{лэп}}^a = K_{\text{лэп}}^a \cdot (E_{\text{н}} + E_{\text{ам}} + E_{\text{об}}) + \Delta C_{\text{лэп}}^a = 307077120,0 \cdot (0,152 + 0,100 + 0,008) + 811749,6 = 80651845,8 \text{ руб/год},$$

где $E_{\text{н}}$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений для линий электропередачи [5, стр. 76].

Расчет по другим ЛЭП сведем в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Определение суммарных приведенных затрат на сооружение ЛЭП, питающих ГПП

$U_{ном},$ кВ	Тр-тор –	Сечение мм ²	k_3 –	$K_{ЛЭП},$ руб	$K_{об},$ руб	$C_{пот},$ руб/год	$C_{ам},$ руб/год	$C_{об},$ руб/год	$З_{ЛЭП},$ руб/год
110	ТДН-10000/110	АС 120/19	0,135	307077120,0	10067400,0	811794,6	30707712,0	2456617,0	80651845,8
	ТДН-16000/110	АС 120/19	0,215	307077120,0		2078194,3	30707712,0	2456617,0	81918245,5

3.8 Технико-экономическое сравнение вариантов

Для удобства сравнения сведем результаты технико-экономических расчетов в таблицу 3.7.

Таблица 3.7 – Сравнение суммарных приведенных затрат

$U_{ном},$ кВ	Тр-тор –	Сечение мм ²	$З,$ руб/год
110	ТДН-10000/110	АС 120/19	84954137,8
	ТДН-16000/110	АС 120/19	86830929,1

Исходя из сравнения расчетов, можно сделать вывод, что по приведенным затратам наиболее целесообразен вариант с трансформаторами мощностью 10000 кВА.

3.9 Схема внутризаводской сети выше 1000 В

Распределительная сеть выше 1000 В по территории месторождения выполняется воздушными линиями на железобетонных опорах. Электроснабжение месторождения разделено на несколько областей для повышения надежности и снижения вероятности остановки всего промысла. Каждая область питается по двум фидерам запитанных от разных секций шин.

Так как питание кустов происходит отпайками от линии, идущей к самой удаленной нагрузке, расчет линии необходимо вести с учетом всей присоединенной нагрузки. Так же для снижения номенклатуры сечений воздушных линий будем намечать одинаковые сечения, заведомо завышая сечения по условию допустимых токов, так как выполнять линии разными сечениями не удобно, а при текущей эксплуатации необходим большой ассортимент проводов.

Питание высоковольтных двигателей производится от распределительного устройства трёхжильными кабелями марки ВБбШв (кабель с медными жилами, с оболочкой из вулканизированного полиэтилена, бронированный, с наружным покровом из поливинилхлоридного шланга) с прокладкой по стенам.

РУ1 – ТП12

Расчетный ток на одну цепь

$$I_{расч} = \frac{n_{тр} \cdot S_{ном.тр}}{n_{ц} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2 \cdot 400}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 38,5 \text{ А.}$$

где $S_{ном.тр}$ – номинальная мощность цехового трансформатора, кВА;

$n_{тр}$ – количество трансформаторов, шт;

$n_{\text{ц}}$ – количество цепей питающей линии, шт.

Расчетный ток в послеаварийном режиме

$$I_{\text{расч.п/ав}} = \frac{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном.тр}}}{n_{\text{ц}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2 \cdot 400}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 77,0 \text{ А.}$$

Экономическое сечение при работе предприятия с $T_{\text{max}} > 5000$ час/год и питании кабелями с медными жилами определяется для экономической плотности тока $j_{\text{эк}} = 2,0 \text{ А/мм}^2$ [1, стр. 72, табл. 3.16]

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{38,5}{2,0} = 19,2 \text{ мм}^2$$

Намечаем кабель ближайшего стандартного сечения марки ВБбШв

$$F = 16 \text{ мм}^2 \text{ с } I_{\text{доп}} = 75 \text{ А. [1, стр. 66-68, табл. 3.6-3.9].}$$

Выбранное сечение проверяется по допустимой нагрузке из условий нагрева в нормальном режиме и с учётом допустимой перегрузки в послеаварийном режиме

$$I'_{\text{доп}} = K_{\text{пр}} \cdot I_{\text{доп}} = 1,00 \cdot 75 = 75,0 \text{ А} > I_{\text{расч}} = 38,5 \text{ А,}$$

где $K_{\text{пр}}$ – коэффициент прокладки при прокладке кабельных линий по эстакадам;

$$1,3 \cdot I'_{\text{доп}} = 1,3 \cdot 75 = 97,5 \text{ А} > I_{\text{расч.п/ав}} = 77,0 \text{ А.}$$

Выбранное сечение проходит по результатам проверок. Оставляем ранее намеченный кабель.

Отпайка на ТП1

Расчетный ток на одну цепь

$$I_{\text{расч}} = \frac{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном.тр}}}{n_{\text{ц}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2 \cdot 1000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 96,2 \text{ А.}$$

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

$n_{\text{тр}}$ – количество трансформаторов, шт;

$n_{\text{ц}}$ – количество цепей питающей линии, шт.

Расчетный ток в послеаварийном режиме

$$I_{\text{расч.п/ав}} = \frac{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном.тр}}}{(n_{\text{ц}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2 \cdot 1000}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 192,5 \text{ А.}$$

Намечаем провод АС-35/6,2 с $I_{\text{доп}} = 175 \text{ А}$ [9, стр. 380, табл. 8.1.2].

Выбранное сечение проверяется по допустимой нагрузке из условий нагрева в нормальном режиме и с учётом допустимой перегрузки в послеаварийном режиме

$$I_{\text{доп}} = 175 \text{ А} > I_{\text{расч}} = 96,2 \text{ А,}$$

$$1,3 \cdot I_{\text{доп}} = 1,3 \cdot 175 = 227,5 \text{ А} > I_{\text{расч.п/ав}} = 192,5 \text{ А.}$$

Выбранное сечение проходит по результатам проверок. Оставляем ранее намеченный провод.

Фидеры 3 и 9

Расчетный ток на одну цепь

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{цех5}} + S_{\text{цех6}} + S_{\text{цех7}} + S_{\text{цех10}}}{n_{\text{ц}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{444,2 + 551,3 + 537,7 + 488,8}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 97,3 \text{ А.}$$

где $S_{\text{цех}}$ – расчетная полная мощность цеха, кВА;

Намечаем провод АС-35/6,2 с $I_{\text{доп}}=175\text{А}$ [9, стр. 380, табл. 8.1.2].

$F=35\text{мм}^2$ с $I_{\text{доп}}=120\text{А}$. [1, стр. 66-68, табл. 3.6-3.9].

Выбранное сечение проверяется по допустимой нагрузке из условий нагрева в нормальном режиме и с учётом допустимой перегрузки в послеаварийном режиме

$$I'_{\text{доп}} = 175\text{А} > I_{7\text{асч}} = 93,3\text{А},$$

$$1,3 \cdot I_{\text{доп}} = 1,3 \cdot 175 = 227,5\text{А} > I_{\text{расч. п. ав}} = 194,6\text{А}.$$

Выбранное сечение проходит по результатам проверок. Оставляем ранее намеченный провод.

РУ - СД 1250 кВт

Расчетный ток на одну цепь

$$I_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{СД}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos\varphi} = \frac{1250}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,84} = 142,8\text{А}.$$

где $P_{\text{СД}}$ – номинальная мощность двигателя, кВт.

Экономическое сечение при работе предприятия с $T_{\text{max}} > 5000$ час/год и питания кабелями с медными жилами определяется для экономической плотности тока $j_{\text{эк}} = 2,0$ А/мм² [6, стр. 98, табл. 3.35]

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{142,8}{2,0} = 71,4\text{мм}^2$$

Намечаем два кабеля ближайшего стандартного сечения марки ВБбШв $F=95\text{мм}^2$ с $I_{\text{доп}}=440\text{А}$. [1, стр. 66-68, табл. 3.6-3.9].

Выбранное сечение проверяется по допустимой нагрузке из условий нагрева в нормальном режиме

$$I'_{\text{доп}} = K_{\text{пр}} \cdot I_{\text{доп}} = 1,00 \cdot 440 = 440,0\text{А} > I_{\text{расч}} = 142,8\text{А},$$

где $K_{\text{пр}}=1,00$ –коэффициент прокладки при прокладке кабельных линий по эстакадам.

Выбранное сечение проходит по результатам проверок. Оставляем ранее намеченный кабель.

Дальнейшие расчеты сводим в таблицу 3.7.

Выбранная схема распределения электроэнергии по территории предприятия изображена на рисунке 3.8.

Таблица 3.7 – Выбор сечений воздушных линий внутризаводской сети

<i>№ п/п</i>	<i>Участок</i>	<i>S_р, кВА</i>	<i>n_ц, шт</i>	<i>L, км</i>	<i>Расчетный ток</i>		<i>Способ прокладки</i>	<i>Марка и сечение провод а</i>	<i>Допустимая нагрузка</i>	
					<i>I_{расч} А</i>	<i>I_{расч.ав} А</i>			<i>I_{дон} А</i>	<i>I_{дон.ав} А</i>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Фидеры 1 и 7	3094,5	2	1,104	148,9	297,8	ВЛ	АС-70/11	265	344,5
2	Отпайка на ТП1	2000,0	2	0,655	96,2	192,5	ВЛ	АС-35/6,2	175	227,5
3	Отпайка на ТП3	800,0	2	0,085	38,5	77,0	ВЛ	АС-25/4,2	142	184,6
4	Отпайка на ТП1, ТП3	1633,5	2	0,341	78,6	157,2	ВЛ	АС-25/4,2	142	184,6
5	Отпайка на ТП4	2000,0	2	0,119	96,2	192,5	ВЛ	АС-35/6,2	175	227,5
6	Фидеры 2 и 8	1495,6	2	1,000	72,0	143,9	ВЛ	АС-25/4,2	142	184,6
7	Отпайка на ТП2	800,0	2	0,372	38,5	77,0	ВЛ	АС-25/4,2	142	184,6
8	Отпайка на ТП8	800,0	2	0,129	38,5	77,0	ВЛ	АС-25/4,2	142	184,6
9	Отпайка на ТП2, ТП8	1015,7	2	0,282	48,9	97,7	ВЛ	АС-25/4,2	142	184,6
10	Отпайка на ТП9	800,0	2	0,125	38,5	77,0	ВЛ	АС-25/4,2	142	184,6
11	Фидеры 3 и 9	2022,1	2	0,864	97,3	194,6	ВЛ	АС-35/6,2	175	227,5
12	Отпайка на ТП5	800,0	2	0,066	38,5	77,0	ВЛ	АС-25/4,2	142	184,6
13	Отпайка на ТП6	800,0	2	0,092	38,5	77,0	ВЛ	АС-25/4,2	142	184,6
14	Отпайка на ТП5, ТП6	995,5	2	0,388	47,9	95,8	ВЛ	АС-25/4,2	142	184,6
15	Отпайка на ТП7	800,0	2	0,122	38,5	77,0	ВЛ	АС-25/4,2	142	184,6
16	Отпайка на ТП10	800,0	2	0,112	38,5	77,0	ВЛ	АС-25/4,2	142	184,6
17	Фидеры 4 и 10, ТП13	3200,0	2	1,006	154,0	307,9	ВЛ	АС-70/11	265	344,5
18	Фидеры 5 и 11	4561,3	2	0,621	219,5	438,9	ВЛ	АС-120/19	390	507,0
19	Отпайка на ТП15	2000,0	2	0,400	96,2	192,5	ВЛ	АС-35/6,2	175	227,5
20	Отпайка на ТП16	3200,0	2	0,100	154,0	307,9	ВЛ	АС-70/11	265	344,5

окончание таблицы 3.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
21	Отпайка на ТП15, ТП16	2775,5	2	0,196	133,5	267,1	ВЛ	АС-70/11	265	344,5
22	Отпайка на ТП17	2000,0	2	0,199	96,2	192,5	ВЛ	АС-35/6,2	175	227,5
23	Отпайка на ТП15, ТП16, ТП17	4043,0	2	0,971	194,5	389,0	ВЛ	АС-95/16	330	429,0
24	Отпайка на ТП114	800,0	2	0,172	38,5	77,0	ВЛ	АС-25/4,2	142	184,6
25	Фидеры 6 и 12	3415,4	2	0,284	164,3	328,6	ВЛ	АС-70/11	265	344,5
26	Отпайка на ТП11	2000,0	2	0,129	96,2	192,5	ВЛ	АС-35/6,2	175	227,5
27	Отпайка на РУ1	2335,5	2	0,087	112,4	224,7	ВЛ	АС-35/6,2	175	227,5
28	РУ1 – ТП12	800,0	2	0,015	38,5	77,0	КЛ	ВБ6Шв - 2(3□16)	75	97,5
29	РУ – СД	1484,1	1	0,050	142,8	–	КЛ	ВБ6Шв - 2(3□95)	440	–

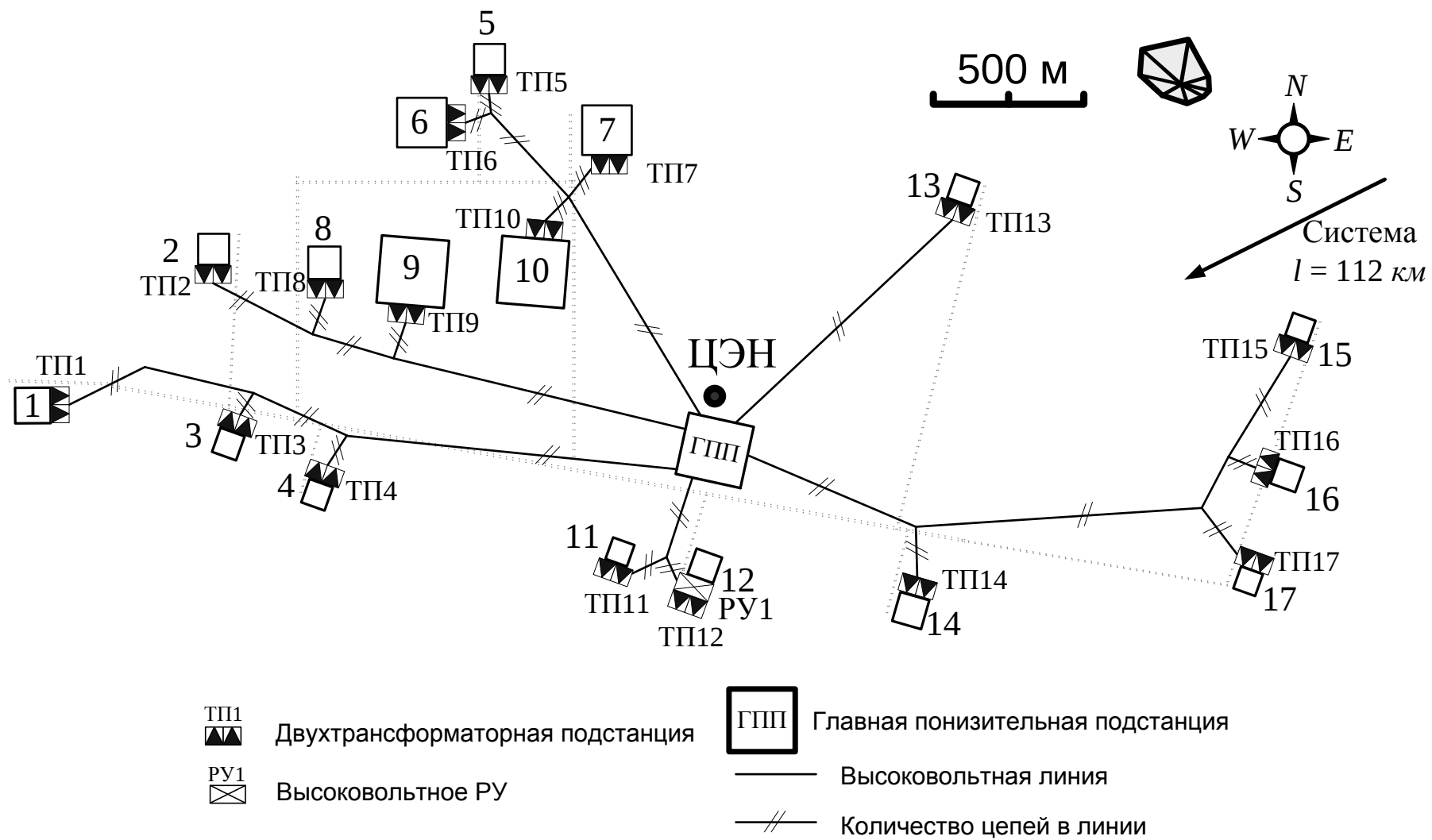


Рисунок 3.8 – Схема распределения электроэнергии по территории предприятия

3.10 Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000 В

В электрических установках могут возникать различные виды КЗ, сопровождающихся резким увеличением тока. Поэтому электрооборудование, устанавливаемое в системах электроснабжения, должно быть устойчивым к токам КЗ и выбираться с учетом величин этих токов.

Напряжение на шинах ВН ГПП при расчете можно считать постоянным, так как предприятие получает питание от энергосистемы неограниченной мощности, это означает, что периодическая составляющая тока КЗ практически не изменяется во времени и остается постоянной от начала КЗ до его окончания.

Расчет токов КЗ ведем в относительных единицах. Для этого все расчетные данные приводятся к базисному напряжению и базисной мощности.

Для расчетов токов КЗ составляют расчетную схему системы электроснабжения рисунок 3.9 и на её основе схему замещения рисунок 3.10. Расчетная схема представляет собой упрощенную однолинейную схему, на которой указывают все элементы системы электроснабжения и их параметры, влияющие на ток КЗ. Здесь же указывают точки, в которых необходимо определить ток КЗ.

Расчет токов КЗ ведем на участке Система – ГПП – ТП9.

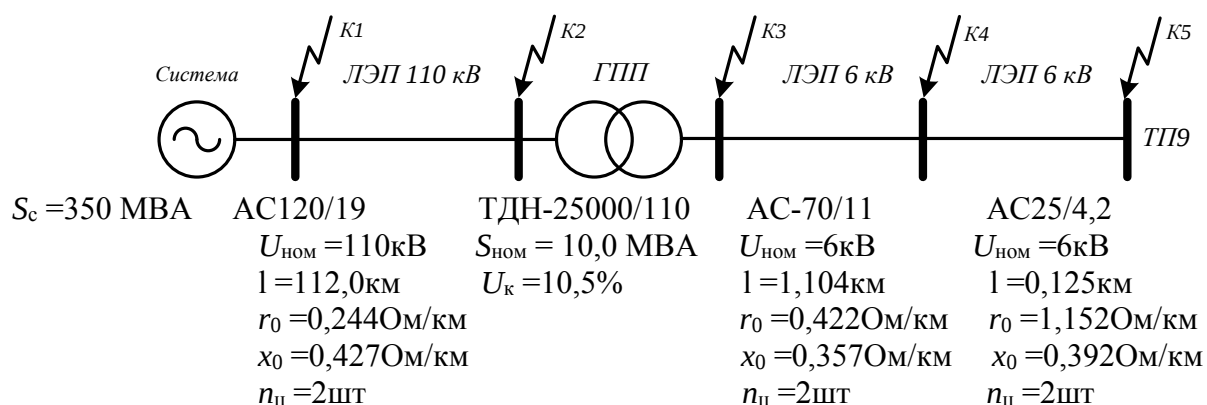


Рисунок 3.9 – Расчетная схема рассматриваемого участка

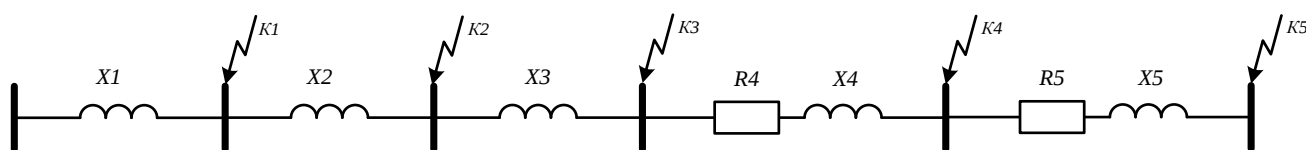


Рисунок 3.10 – Схема замещения рассматриваемого участка

По исходным данным определяем мощность системы. Приблизительно принимаем за мощность системы мощность отключения выключателя на присоединении подстанции к системе

$$S_c = 350 \text{ МВА.}$$

Принимаем за базисные величины

$$S_6 = 100 \text{ МВА, } U_{61} = 115,0 \text{ кВ, } U_{62} = 6,3 \text{ кВ.}$$

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115,0} = 0,502 \text{ кА, } I_{62} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,164 \text{ кА.}$$

Для генераторов, трансформаторов, высоковольтной ВЛЭП, как правило, учитываются только индуктивные сопротивления. Целесообразно учитывать активные сопротивления, если $R_{\Sigma} > X_{\Sigma} / 3$.

Сопротивления элементов
Система

$$X_c = X_1 = \frac{S_6}{S_c} = \frac{100}{350} = 0,286.$$

Воздушная линия

$$X_2 = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{n_{\text{ц}} \cdot U_{61}^2} = 0,427 \cdot 112,0 \cdot \frac{100}{1 \cdot 115,0^2} = 0,362.$$

Трансформаторы

$$X_3 = \frac{U_{\text{к, \%}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном.тр}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{10,0} = 1,050.$$

Воздушная линия

$$R_4 = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{n_{\text{ц}} \cdot U_{62}^2} = 0,422 \cdot 1,104 \cdot \frac{100}{1 \cdot 6,3^2} = 1,174,$$

$$X_4 = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{n_{\text{ц}} \cdot U_{62}^2} = 0,357 \cdot 1,104 \cdot \frac{100}{1 \cdot 6,3^2} = 0,993.$$

Воздушная линия

$$R_4 = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{n_{\text{ц}} \cdot U_{62}^2} = 1,152 \cdot 0,125 \cdot \frac{100}{1 \cdot 6,3^2} = 0,364,$$

$$X_4 = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{n_{\text{ц}} \cdot U_{62}^2} = 0,392 \cdot 0,125 \cdot \frac{100}{1 \cdot 6,3^2} = 0,124.$$

Полное приведенное сопротивление от источника до точки К1

$$Z_{\Sigma 1} = \sqrt{R_{\Sigma 1}^2 + X_{\Sigma 1}^2} = X_1 = 0,286.$$

Действующее значение тока КЗ в точке К1

$$I_{\text{к1}} = \frac{I_{61}}{Z_{\Sigma 1}} = \frac{0,502}{0,286} = 1,757 \text{ кА}.$$

Ударный ток КЗ в точке К1

$$i_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{к1}} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 1,757 = 4,0 \text{ кА},$$

где $k_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени T_a , определяемый по зависимости $k_{\text{уд}} = f(T_a)$ [9, стр. 44, табл. П1.5].

Расчеты токов КЗ для других точек сведем в таблицу 3.8.

Таблица 3.8 – Расчёт токов короткого замыкания для рассматриваемого участка

Точка КЗ	$U_{\phi},$	$I_{\phi},$	Z_{Σ}	$k_{y\phi}$	$T_a,$	$I_k,$	$i_{y\phi},$
	кВ	кА	—	—	сек	кА	кА
1	2	3	4	5	6	7	8
K1	115,0	0,502	0,286	1,608	0,02	1,757	4,0
K2	115,0	0,502	0,647	1,608	0,02	0,776	1,8
K3	6,3	9,164	1,697	1,869	0,01	5,399	14,3
K4	6,3	9,164	2,935	1,869	0,01	3,122	8,3
K5	6,3	9,164	3,206	1,869	0,01	2,858	7,6

Полученное по экономической плотности тока сечение высоковольтных линий необходимо проверить на термическую стойкость при коротком замыкании.

Время отключения короткого замыкания [9, стр. 206-211]

$$t_{\text{пр}} = 0,1 \div 0,3 \text{ сек.}$$

Тепловой импульс тока короткого замыкания

$$B_k = I_k^2 \cdot t_{\text{пр}} = 3122,3^2 \cdot 0,3 = 2924625,9 \text{ А}^2 \cdot \text{сек.}$$

где I_k – ток короткого замыкания на низкой стороне трансформаторов ГПП.

Термически стойкое сечение равно

$$F_{\min} = \frac{I_k \cdot \sqrt{t_{\text{пр}}}}{C} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{2924625,9}}{85} = 20,1 \text{ мм}^2 < F_{\text{real}} = 25 \text{ мм}^2,$$

где C – (для кабелей до 10 кВ с медными жилами) – коэффициент, зависящий от допустимой температуры при коротком замыкании и материала проводника [3, стр. 42], $\text{А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$;

$F_{\text{реал}}$ – сечение линии, питающей подстанцию, мм^2 .

Таким образом, предварительно выбранное сечение по термической стойкости проходит. Оставляем ранее выбранное сечение.

4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ В СЕТИ ВЫШЕ 1000 В

В системах электроснабжения могут возникать режимы, характеризующиеся электрическими, тепловыми и механическими нагрузками, превышающие нагрузки нормального режима работы и представляющие, опасность для элементов системы электроснабжения. Правильно выбранное оборудование – залог надежной работы электрооборудования и всей системы электроснабжения.

4.1 Выбор выключателей и разъединителей

Рассмотрим выбор выключателя и разъединителя на высокой стороне трансформатора ГПП.

Намечаем к установке выключатель типа ВЭК-110Б-40/2000

Параметры выключателя [9, стр. 630, табл. П4.4]

номинальное напряжение $U_{ном} = 110\text{кВ}$;

номинальный ток $I_{ном} = 2000\text{А}$;

номинальный ток отключения $I_{отк.ном} = 40\text{кА}$;

ток электродинамической стойкости $I_{дин} = 40\text{кА}$;

пик тока электродинамической стойкости $i_{дин} = 80\text{кА}$;

ток термической стойкости $I_{тер} = 31,5\text{кА}$;

длительность протекания тока термической стойкости $t_{тер} = 4\text{с}$;

полное время отключения выключателя $t_{отк.в} = 0,06\text{с}$.

Проверка выключателя

–по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$

$$U_{уст} = 110,0\text{кВ} = U_{ном} = 110,0\text{кВ};$$

–по току $I_{max} \leq I_{ном}$

$$I_{max} = \frac{S_{р.ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{14468,1}{\sqrt{3} \cdot 110,0} = 75,9\text{А} < I_{ном} = 2000,0\text{А};$$

–по отключающей способности $I_{н,t} \leq I_{отк.ном}$

$$I_{н,t} = 0,776\text{кА} < I_{отк.ном} = 40,0\text{кА};$$

–по электродинамической стойкости $I_{п,0} \leq I_{дин}$, $i_{уд} \leq i_{дин}$

$$I_{п,0} = 0,776\text{кА} < I_{дин} = 40\text{кА},$$

$$i_{уд} = 1,8\text{кА} < i_{дин} = 80\text{кА};$$

–по термической стойкости $B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

$$B_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{р.з.} + t_{отк.в} + T_a) = 0,776^2 \cdot (1,2 + 0,06 + 0,020) = 0,770\text{кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 4 = 3969,0 \cdot \text{с},$$

$$B_k = 0,770\text{кА}^2 \cdot \text{с} < I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 3969,0\text{кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выключатель проходит по результатам проверок.

Намечаем к установке разъединитель типа РДЗ-110/1000

Параметры разъединителя [9, стр. 630, табл. П4.4]

номинальное напряжение $U_{ном} = 110\text{кВ}$;

номинальный ток $I_{ном} = 1000\text{А}$;

амплитуда предельного сквозного тока $i_{пр.с} = 80\text{кА}$;

ток термической стойкости $I_{тер} = 31,5\text{кА}$;

длительность протекания тока термической стойкости $t_{тер} = 3 \text{ с}$;

Проверка разъединителя

–по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$

$$U_{уст} = 110,0 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ};$$

–по току $I_{max} \leq I_{ном}$

$$I_{max} = 75,9 \text{ А} < I_{ном} = 1000,0 \text{ А};$$

–по электродинамической стойкости $i_{уд} \leq i_{пр.с}$

$$i_{уд} = 1,8 \text{ кА} < i_{пр.с} = 80 \text{ кА};$$

–по термической стойкости $B_k \leq I_{2тер} \cdot t_{тер}$

$$B_k = 0,770 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Разъединитель проходит по результатам проверок.

Оборудование выбираем однотипное, т.е. все разъединители на высокой стороне будут одной марки и все выключатели на высокой стороне будут одной марки. Дальнейший расчет сведем в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Выбор выключателей и разъединителей

<i>Расчетные данные</i>	<i>Выключатель ВЭК-110Б-40/2000</i>	<i>Разъединитель РДЗ-110/1000</i>
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 75,9 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{n,t} = 0,8 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 40 \text{ кА}$	—
$I_{n,O} = 0,8 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	—
$i_{уд} = 1,8 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 0,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
<i>Расчетные данные</i>	<i>Выключатель ВЭ-10-20/1250</i>	<i>Разъединитель</i>
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	Используется выкатная тележка
$I_{max} = I_{ном} = 690,8 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	
$I_{n,t} = I_{отк.ном} = 5,4 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА}$	
$I_{n,O} = I_{дин} = 5,4 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	
$i_{уд} = i_{дин} = 14,3 \text{ кА}$	$i_{дин} = 51 \text{ кА}$	
$B_k = 16,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	

4.2 Выбор измерительных трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а так же для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Основными приборами, которые подключаются к трансформаторам тока на понизительных подстанциях являются амперметры, ваттметры, варметры и счетчики активной и реактивной энергии [9, стр. 371, рис. 4.104; 9, стр.362, табл. 4.11]. Нагрузка трансформаторов тока представлена в таблице 4.2 [9, стр. 635, табл. П.4.7].

Таблица 4.2 – Нагрузка трансформаторов тока

Место установки	Прибор	Тип	Нагрузка, В·А		
			А	В	С
Сторона ВН трансформатора	Амперметр	Э — 350	—	0,5	—
	Ваттметр	Д — 335	0,5	—	0,5
	Варметр	Д — 335	0,5	—	0,5
	Счетчик W	ЦЭ36805	2,5	—	2,5
	Счетчик V	ЦЭ36805	2,5	—	2,5
Итого:			6,0	0,5	6,0
Сторона НН трансформатора	Амперметр	Э — 350	—	0,5	—
	Ваттметр	Д — 335	0,5	—	0,5
	Варметр	Д — 335	0,5	—	0,5
	Счетчик W	ЦЭ36805	2,5	—	2,5
	Счетчик V	ЦЭ36805	2,5	—	2,5
Итого:			6,0	0,5	6,0

Пример выбора трансформатора тока на стороне ВН трансформатора ГПП.
Из таблицы 4.2 видно, что наиболее загружены фазы А и С. Для них ведем расчет.

Намечаем к установке трансформатор тока типа ТФЗМ110

Параметры трансформатора тока [8, стр. 295, табл. 5-9]

номинальное напряжение $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$;

номинальный ток $I_{ном} = 100 \text{ А}$;

вторичный номинальный ток трансформатора тока $I_2 = 5 \text{ А}$;

ток электродинамической стойкости $i_{дин} = 20 \text{ кА}$;

ток термической стойкости $I_{тер} = 4,0 \text{ кА}$;

длительность протекания тока термической стойкости $t_{тер} = 3 \text{ с}$;

вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока $Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$;

класс точности 0,5.

– проверка трансформатора тока по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$

$$U_{уст} = 110,0 \text{ кВ} = U_{ном} = 110,0 \text{ кВ};$$

– проверка трансформатора тока по току $I_{max} \leq I_{ном}$

$$I_{max} = \frac{S_{р.ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{14468,1}{\sqrt{3} \cdot 110,0} = 75,9 \text{ А} < I_{ном} = 100,0 \text{ А};$$

– проверка трансформатора тока по вторичной нагрузке $Z_2 \leq Z_{2ном}$

Общее сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{6,0}{5^2} = 0,24 \text{ Ом},$$

где $S_{приб}$ – мощность потребляемая приборами (таблица 4.2).

Допустимое сопротивление проводников

$$r_{\text{пр.доп}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,24 - 0,10 = 0,86 \text{ Ом},$$

где $r_{\text{к}}$ – сопротивления контактов (0,05 Ом при двух-трех приборах; 0,1 Ом при большем количестве приборов) [9, стр. 374].

Для присоединения приборов к трансформаторам тока используем кабель с алюминиевыми жилами. Расчетное сечение кабеля

$$q_{\text{расч}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0238 \cdot 13}{0,86} = 0,41 \text{ мм}^2$$

где $\rho = 0,0283 \text{ Ом/мм}^2$ — удельное сопротивление алюминиевого провода [9, стр. 374];

Принимаем кабель марки АКРВГ сечением $q=4 \text{ мм}^2$ [9, стр. 375].

Тогда сопротивление кабеля

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 13}{4} = 0,088 \text{ Ом}.$$

Тогда вторичная нагрузка трансформатора тока

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} = 0,24 + 0,088 + 0,10 = 0,428 \text{ Ом} < Z_{2\text{ном}} = 1,200 \text{ Ом}.$$

– проверка трансформатора тока на электродинамическую стойкость $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$

$$i_{\text{уд}} = 1,8 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 20 \text{ кА};$$

– проверка трансформатора тока на термическую стойкость $B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$

$$B_{\text{к}} = 0,770 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4,0^2 \cdot 3 = 48,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Трансформатор тока проходит по результатам проверок.

Трансформатор тока на низкой стороне трансформатора ГПП производится аналогично. Поэтому дальнейшие расчеты сведем в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Выбор трансформаторов тока в цепях трансформатора ГПП

<i>Тип ТТ</i>	<i>Расчетные данные</i>	<i>Каталожные данные</i>
<i>ТА1 ТШЛ 10 Сторона НН трансформатора</i>	$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{\text{max}} = 690,8 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
	$B_{\text{к}} = 16,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 14700 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	$i_{\text{уд}} = 14,3 \text{ кА}$	<i>не проверяется</i>
	$r_2 = 0,375 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 0,800 \text{ Ом}$
<i>ТА2 ТФЗ М110 Сторона ВН трансформатора</i>	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
	$I_{\text{max}} = 75,9 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 100 \text{ А}$
	$B_{\text{к}} = 0,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 48,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	$i_{\text{уд}} = 1,8 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 20 \text{ кА}$
	$r_2 = 0,428 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 1,200 \text{ Ом}$

4.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 вольт, а так же для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Основными приборами, которые подключаются к трансформаторам напряжения на понизительных подстанциях являются вольтметры, ваттметры, варметры, частотомеры и счетчики активной и реактивной энергии [9, стр. 371, рис. 4.104; 9, стр. 362, табл. 4.11]. Нагрузка трансформаторов напряжения представлена в таблице 5.4 [9, стр. 635, табл. П.4.7].

Таблица 4.4 – Нагрузка трансформаторов напряжения

Место у становки	Прибор	Тип	$S_{обм},$ $B \cdot A$	$n_{обм}$	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	$n_{приб}$	Потр. мощн.	
								P, Вт	Q, Вар
Сторона ВН трансформатора	Вольтметр	Э — 335	2,0	1	1	0	1	2,0	0,0
	Вольтметр	Н — 393	10,0	1	1	0	1	10,0	0,0
	Частотомер	Н — 397	7,0	1	1	0	1	7,0	0,0
	Ваттметр	Д — 335	1,5	2	1	0	1	3,0	0,0
	Варметр	Д — 335	1,5	2	1	0	1	3,0	0,0
	Счетчик W	ЦЭ36805	0,02	—	—	—	1	0,02	0,0
	Счетчик V	ЦЭ36805	0,02	—	—	—	1	0,02	0,0
Итого:								25,0	0,0
Сторона НН трансформатора	Вольтметр	Э — 335	2,0	1	1	0	2	4,0	0,0
	Ваттметр	Д — 335	1,5	2	1	0	1	3,0	0,0
	Варметр	Д — 335	1,5	2	1	0	1	3,0	0,0
	Счетчик W	ЦЭ36805	0,02	—	—	—	7	0,14	0,0
	Счетчик V	ЦЭ36805	0,02	—	—	—	7	0,14	0,0
Итого:								10,3	0,0

а) Выбор трансформаторов напряжения на стороне НН трансформатора.

Намечаем установку трансформатора напряжения типа НТМИ-6

Параметры трансформатора напряжения

номинальное напряжение $U_{ном} = 6\text{кВ}$;

номинальная мощность $S_{ном} = 75\text{В} \cdot \text{А}$;

класс точности 0,5.

– проверка трансформатора напряжения по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$

$$U_{уст} = 6\text{кВ} = U_{ном} = 6\text{кВ};$$

– проверка трансформатора напряжения по вторичной нагрузке $S_2 \leq S_{ном}$

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения из таблицы 4.4.

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{10,3^2 + 0,0^2} = 10,3\text{В} \cdot \text{А} < S_{ном} = 75\text{В} \cdot \text{А}.$$

Трансформатор напряжения проходит по результатам проверок.

б) Выбор трансформаторов напряжения на стороне ВН трансформатора.

Намечаем установку трансформатора напряжения типа НКФ-110

Параметры трансформатора напряжения

номинальное напряжение $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$;

номинальная мощность $S_{\text{ном}} = 400 \text{ В} \cdot \text{А}$;

класс точности 0,5.

– проверка трансформатора напряжения по напряжению установки $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$

$$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ} = U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ};$$

– проверка трансформатора напряжения по вторичной нагрузке $S_2 \leq S_{\text{ном}}$

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения из таблицы 4.4.

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{25,0^2 + 0,0^2} = 25,0 \text{ В} \cdot \text{А} < S_{\text{ном}} = 400 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Трансформатор напряжения проходит по результатам проверок.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с сечением жил $q = 4 \text{ мм}^2$ по условию механической прочности [9, стр. 375].

5 ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ БАЗЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Электроснабжение выполняется в следующей последовательности.

Приёмники распределяются по пунктам питания, определяются расчётные электрические нагрузки, выбирается схема и способ прокладки сети. Производится выбор сечений питающей сети по длительно допустимой токовой нагрузке из условия нагрева и проверка их по потере напряжения.

Производится выбор аппаратов защиты и силовой распределительной сети, согласуя с аппаратами защиты.

Для участка сети проектируемого объекта строится карта селективности действия аппаратов защиты.

Производится расчёт токов короткого замыкания для участка цеховой сети от ТП до наиболее мощного электроприёмника цеха. Полученные данные наносятся на карту селективности действия аппаратов защиты.

Производится расчёт питающей и распределительной сети по условиям допустимой потере напряжения.

5.1 Выбор защитных аппаратов и сечений линий, питающих распределительные пункты и электроприемники

В качестве аппаратов защиты принимаем автоматические выключатели серии ВА с электромагнитным расцепителем для защиты линии от токов КЗ и тепловым для защиты от перегрузки.

Выбор сечений питающей линий производится по длительно допустимой токовой нагрузке из условия нагрева. Линии, питающие распределительные пункты, проверяются по допустимой потере напряжения. Сечения кабелей согласовываются с действием аппаратов защиты.

Для питания распределительных пунктов и отдельных электроприемников принимаем кабель марки АВВГ с прокладкой на лотках по стенам. Питание осуществляем по радиальным линиям.

Примеры выбора аппаратуры и кабелей.

а) Выбор отходящего выключателя ТП

Расчетная мощность нагрузки подстанции

$$S_{\text{м.пс}} = S_{\text{ц9}} = 479,9 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток нагрузки подстанции

$$I_{\text{р.пс}} = \frac{S_{\text{м.пс}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{479,9}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 729,2 \text{ А.}$$

Номинальный ток трансформаторов подстанции

$$I_{\text{ном.тр}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 607,7 \text{ А.}$$

Ток послеаварийного режима трансформаторов подстанции

$$I_{\text{п/ав.тр}} = 1,4 \cdot I_{\text{ном.тр}} = 1,4 \cdot 607,7 = 850,8 \text{ А.}$$

Пиковый ток подстанции

$$I_{\text{пик.пс}} = I_{\text{пик}}^{\text{max.пр}} + I_{\text{ном.тр}} - I_{\text{м}}^{\text{пр}} = 953,1 + 729,2 - 191,0 = 1491,2 \text{ А.}$$

Намечаем к установке автомат марки ВА83–41 с параметрами

$$I_{\text{ном.ав}} = 1000 \text{ А, } I_{\text{тепл}} = 1000 \text{ А [3, стр. 87, табл. П.2.3].}$$

–проверка намеченного автомата по нагреву расчетным током

$$I_{\text{тепл}} = 1000\text{A} > 1,1 \cdot I_{\text{ном.тр}} = 1,1 \cdot 729,2 = 802,1\text{A}.$$

–проверка намеченного автомата по нагреву послеаварийным током

$$I_{\text{пер}} = 2 \cdot I_{\text{ном.расц}} = 2 \cdot 1000 = 2000,0\text{A} > I_{\text{п.ав.тр}} = 850,8\text{A}.$$

–проверка намеченного автомата по условию перегрузки пиковым током

$$1,25 \cdot I_{\text{пик.ПС}} = 1,25 \cdot 1491,2 = 1864,1\text{A}.$$

Коэффициент кратности тока срабатывания уставки

$$K = \frac{1,25 \cdot I_{\text{пик.ПС}}}{I_{\text{тепл}}} = \frac{1864,1}{1000} = 1,9, \quad \text{принимаем } K = 3,0$$

Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ

$$I_{\text{з.о.}} = K \cdot I_{\text{тепл}} = 3,0 \cdot 1000 = 3000,0\text{A} > 1,25 \cdot I_{\text{пик.ПС}} = 1864,1\text{A}.$$

Принятый автомат проходит по результатам проверок.

б) Участок ТП – ПР1

Расчетный и пиковый ток нагрузки ПР1

$$I_p = 96,0\text{A}, \quad I_{\text{пик}} = 303,4\text{A}.$$

Намечаем к установке автомат марки: ВА57 – 35 с параметрами

$$I_{\text{ном.ав}} = 250\text{A}, \quad I_{\text{тепл}} = 125\text{A} [3, \text{стр. 87, табл. П.2.3}].$$

–проверка намеченного автомата по нагреву расчетным током

$$I_{\text{тепл}} = 125\text{A} > 1,1 \cdot I_p = 1,1 \cdot 96,0 = 105,6\text{A}.$$

–проверка намеченного автомата по условию перегрузки пиковым током

$$1,25 \cdot I_{\text{пик}} = 1,25 \cdot 303,4 = 379,3\text{A}.$$

Коэффициент кратности тока срабатывания уставки

$$K = \frac{1,25 \cdot I_{\text{пик}}}{I_{\text{тепл}}} = \frac{379,3}{125} = 3,0, \quad \text{принимаем } K = 4,0$$

Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ

$$I_{\text{з.о.}} = K \cdot I_{\text{тепл}} = 4,0 \cdot 125 = 500,0\text{A} > 1,25 \cdot I_{\text{пик}} = 379,3\text{A}.$$

Принятый автомат проходит по результатам проверок.

Намечаем выбор кабеля марки ВВГ – 1(4 × 70) $I_{\text{доп}} = 140\text{A}$ [1, стр. 66-68, табл. 3.6-3.9].

–проверка намеченного кабеля по нагреву расчетным током

$$I_{\text{доп}} = 140\text{A} > I_p = 105,6\text{A}.$$

–согласование с действием аппарата защиты

$$I_{\text{доп}} = 700\text{A} > \frac{K_z \cdot I_z}{K_{\text{прокл}}} = \frac{1 \cdot 125}{1} = 125,0\text{A},$$

где I_z – ток уставки срабатывания защитного аппарата, А;

$k_{\text{прокл}}$ – поправочный коэффициент на условие прокладки (для нормальных условий принимается равным 1);

k_z – кратность защиты (отношение длительно допустимого тока для кабеля к номинальному току или току срабатывания защитного аппарата при перегрузке или КЗ).

–проверка по допустимой потере напряжения

$$\Delta U_{\text{р\%}} = \Delta U_0 \cdot I_p \cdot l = 0,152 \cdot 96,0 \cdot 0,032 = 0,46\% < 5\%,$$

где l – длина рассматриваемой линии, км.

5% – допустимое значение потерь напряжения.

ΔU_0 – потеря напряжения в трехфазных сетях 380 В [3, стр. 91, табл. П.2.11], % / (А·км);

Принятый кабель проходит по результатам проверок.

в) Участок ПР1 – Вентиляция

Расчетный и пиковый ток нагрузки ПР1

$$I_p = 32,0\text{А}, \quad I_{\text{пик}} = 224,1\text{А}.$$

Намечаем к установке автомат марки: ВА57 – 35 с параметрами

$$I_{\text{ном.ав}} = 250\text{А}, \quad I_{\text{тепл}} = 40\text{А} \quad [3, \text{стр. 87, табл. П.2.3}].$$

– проверка намеченного автомата по нагреву расчетным током

$$I_{\text{тепл}} = 40\text{А} > 1,1 \cdot I_p = 1,1 \cdot 32,0 = 35,2\text{А}.$$

– проверка намеченного автомата по условию перегрузки пиковым током

$$1,5 \cdot I_{\text{пуск}} = 1,5 \cdot 224,1 = 336,1\text{А}.$$

Коэффициент кратности тока срабатывания уставки

$$K = \frac{1,25 \cdot I_{\text{пуск}}}{I_{\text{тепл}}} = \frac{336,1}{40} = 8,4, \quad \text{принимаем } K = 10,0$$

Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ

$$I_{\text{э.о.}} = K \cdot I_{\text{тепл}} = 10,0 \cdot 40 = 400,0\text{А} > 1,5 \cdot I_{\text{пуск}} = 336,1\text{А}.$$

Принятый автомат проходит по результатам проверок.

Намечаем выбор кабеля марки ВВГ – 1(4 □10) $I_{\text{доп}} = 42\text{А}$ [1, стр. 66-68, табл. 3.6-3.9].

– проверка намеченного кабеля по нагреву расчетным током

$$I_{\text{доп}} = 42\text{А} > I_p = 35,2\text{А}.$$

– согласование с действием аппарата защиты

$$I_{\text{доп}} = 42\text{А} > \frac{K_3 \cdot I_3}{K_{\text{прокл}}} = \frac{1 \cdot 40}{1} = 40,0\text{А}.$$

Принятый кабель проходит по результатам проверок.

г) Участок ПР2 – Печь

Номинальный и пусковой ток нагрузки

$$I_{\text{ном}} = 50,5\text{А}.$$

Намечаем к установке автомат марки: ВА57 – 35 с параметрами

$$I_{\text{ном.ав}} = 250\text{А}, \quad I_{\text{тепл}} = 63\text{А} \quad [3, \text{стр. 87, табл. П.2.3}].$$

– проверка намеченного автомата по нагреву номинальным током

$$I_{\text{тепл}} = 63\text{А} > 1,1 \cdot I_{\text{ном}} = 1,1 \cdot 50,5 = 55,6\text{А}.$$

Так как у данного электроприемника нет пускового тока, то проверку по условию перегрузки пусковым током делать не надо. Принятый автомат проходит по результатам проверок.

Намечаем выбор кабеля марки АВВГ – 1(4 □25) $I_{\text{доп}} = 75\text{А}$ [1, стр. 66-68, табл. 3.6-3.9].

– проверка намеченного кабеля по нагреву расчетным током

$$I_{\text{доп}} = 75\text{А} > I_{\text{ном}} = 55,6\text{А}.$$

– согласование с действием аппарата защиты

$$I_{\text{доп}} = 75\text{А} > \frac{K_3 \cdot I_3}{K_{\text{прокл}}} = \frac{1 \cdot 63}{1} = 63,0\text{А}.$$

Принятый кабель проходит по результатам проверок.

Так как расчет по выбору аппаратов защиты и кабельных линий для всех распределительных пунктов и электроприемников аналогичен, то остальные расчеты сведем в таблицу 5.1 (для распределительных пунктов) и таблицу 5.2 (для отдельных электроприемников).

Таблица 5.1 – Выбор марки и сечений проводников питающей сети, аппаратов защиты

№ п/п	Участок	$\frac{I_p}{I_{\text{пик}}}$	$1,1 \cdot I_p$	$1,25 \cdot I_{\text{пик}}$	Автомат			Способ прокладки	$K_{\text{пр}}$	$\frac{K_3 \cdot I_3}{K_{\text{пр}}}$	Кабель		L	$\cos\varphi$	ΔU_0	ΔU_p
					K	$\frac{I_{\text{терм}}}{I_{3,0}}$	$T_{\text{уп}}$				$I_{\text{доп}}$	Марка				
		A	A	A	—	A	—				A	км	—	%	%	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	Отходящий в ыключатель ТП	$\frac{729,2}{1491,2}$	802,1	1864,1	3,0	$\frac{1000}{3000}$	BA83 – 41	На лотках	—	—	—	—	—	—	—	—
2	ТП - ПР1	$\frac{96,0}{303,4}$	105,6	379,3	4,0	$\frac{125}{500}$	BA57 – 35		1	125	140	ABBГ - 1(4)	0,032	0,63	0,152	0,46
3	ТП - ПР2	$\frac{113,5}{316,8}$	124,9	396,0	4,0	$\frac{125}{500}$	BA57 – 35		1	125	140	ABBГ - 1(4)	0,031	0,86	0,200	0,70
4	ТП - ПР3	$\frac{71,3}{696,1}$	78,5	870,2	8,0	$\frac{200}{1600}$	BA57 – 35		1	200	235	ABBГ - 1(4 □ □)150	0,044	0,40	0,071	0,22
5	ТП - ПР4	$\frac{74,6}{366,2}$	82,1	457,7	6,0	$\frac{100}{600}$	BA57 – 35		1	100	110	ABBГ - 1(4)	0,044	0,52	0,176	0,57
6	ТП - ПР5	$\frac{122,2}{955,3}$	134,4	1194,1	8,0	$\frac{250}{2000}$	BA57 – 35		1	250	270	ABBГ - 1(4)	0,082	0,40	0,063	0,63
7	ТП - ПР6	$\frac{191,0}{953,1}$	210,1	1191,3	8,0	$\frac{250}{2000}$	BA57 – 35		1	250	270	ABBГ - 1(4)	0,081	0,52	0,069	1,07

Таблица 5.2 – Выбор распределительных пунктов, автоматов и кабелей

№ п/п	Приемник	P _{ном}	I _{ном}	I _{пуск}	1,1·I _{ном}	1,5·I _{пуск}	Автомат				K _{пр}	$\frac{K_{з} \cdot I_{з}}{K_{пр}}$	Кабель		ПР
							K	I _{тепл}	I _{о.з.}	Тип			I _{доп}	Марка	
		кВт	A	A	A	A	—	A	A		—	A	A		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ПР – 1															
1	Листогибочные вальцы	5,0	17,1	85,4	18,8	128,0	8,0	20,0	160,0	BA57 – 35	1,0	20,0	27	ABBG - 4 □ □ 4	ПР11-7123 I _{ном} = 250A
2	Сварочная кабина ПВ-40 %	27,0	76,8	230,5	84,5	345,7	4,0	100,0	400,0	BA57 – 35	1,0	100,0	110	ABBG - 4 □ □ 4	
3	Радиально-сверлильный станок	2,9	12,4	61,9	13,6	92,8	6,0	16,0	96,0	BA13 – 29	1,0	16,0	27	ABBG - 4 □ □ 4	
4	Вертикально-сверлильный станок	1,2	5,1	25,6	5,6	38,4	12,0	6,3	75,6	BA13 – 29	1,0	6,3	27	ABBG - 4 □ □ 4	
5	Полуавтомат для заточки фрез	1,7	7,3	36,3	8,0	54,4	12,0	8,0	96,0	BA13 – 29	1,0	8,0	27	ABBG - 4 □ □ 4	
6	Станок для рубки металла	7,0	29,9	149,4	32,9	224,1	6,0	40,0	240,0	BA13 – 29	1,0	40,0	42	ABBG - 4 □ □ 4	
7	Вентиляция	15,0	32,0	224,1	35,2	336,1	12,0	40,0	480,0	BA13 – 29	1,0	40,0	42	ABBG - 4 □ □ 4	
ПР – 2															
1	Печь	30,0	50,5	—	55,6	—	—	63,0	—	BA57 – 35	1,0	63,0	75	ABBG - 4 □ □ 4	ПР11-7123 I _{ном} = 250A
2	Вентиляция	15,0	32,0	224,1	35,2	336,1	10,0	40,0	400,0	BA57 – 35	1,0	40,0	42	ABBG - 4 □ □ 4	
3	Печь	25,0	42,1	—	46,3	—	—	50,0	—	BA57 – 35	1,0	50,0	60	ABBG - 4 □ □ 4	
4	Станок для заточки дисковых пил	1,7	7,3	36,3	8,0	54,4	12,0	8,0	96,0	BA13 – 29	1,0	8,0	27	ABBG - 4 □ □ 4	
5	Токарно-револьверный станок	7,0	29,9	149,4	32,9	224,1	6,0	40,0	240,0	BA57 – 35	1,0	40,0	42	ABBG - 4 □ □ 4	
6	Токарно-винторезный станок	2,8	11,9	59,7	13,1	89,6	6,0	16,0	96,0	BA57 – 35	1,0	16,0	27	ABBG - 4 □ □ 4	
7	Станок для заточки резцов	0,8	3,4	17,1	3,8	25,6	12,0	4,0	48,0	BA13 – 29	1,0	4,0	27	ABBG - 4 □ □ 4	
8	Станок для резки металла	7,0	29,9	149,4	32,9	224,1	6,0	40,0	240,0	BA57 – 35	1,0	40,0	42	ABBG - 4 □ □ 4	
9	Стружкодробилка	2,8	11,9	59,7	13,1	89,6	6,0	16,0	96,0	BA57 – 35	1,0	16,0	27	ABBG - 4 □ □ 4	
10	Калорифер	15,0	34,3	—	37,7	—	—	40,0	—	BA57 – 35	1,0	40,0	42	ABBG - 4 □ □ 4	

окончание таблицы 5.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ПР – 3															
1	Поперечно-строгальный станок	4,0	17,1	85,4	18,8	128,0	8,0	20,0	160,0	BA57 – 35	1,0	20,0	27	ABBГ - 4 □□4	ПР11-7123 I _{ном} = 250A
2	Долбежный станок	4,5	19,2	96,0	21,1	144,0	6,0	25,0	150,0	BA57 – 35	1,0	25,0	27	ABBГ - 4 □□4	
3	Наждачное точило	1,0	4,3	21,3	4,7	32,0	12,0	5,0	60,0	BA13 – 29	1,0	5,0	27	ABBГ - 4 □□4	
4	Лоботокарный станок	30,0	128,0	640,2	140,8	960,3	8,0	160,0	1280,0	BA57 – 35	1,0	160,0	170	ABBГ -	
5	Токарно-винторезный станок	7,0	29,9	149,4	32,9	224,1	6,0	40,0	240,0	BA57 – 35	1,0	40,0	42	ABBГ -	
6	Расточной станок	28,0	119,5	597,5	131,4	896,2	6,0	160,0	960,0	BA57 – 35	1,0	160,0	170	ABBГ -	
7	Токарно-винторезный станок	14,0	59,7	298,7	65,7	448,1	6,0	80,0	480,0	BA57 – 35	1,0	80,0	90	ABBГ -	
ПР – 4															
1	Зубофрезерный станок	14,0	59,7	298,7	65,7	448,1	6,0	80,0	480,0	BA57 – 35	1,0	80,0	90	ABBГ -	ПР11-7123 I _{ном} = 250A
2	Зубодолбежный станок	12,0	51,2	256,1	56,3	384,1	8,0	63,0	504,0	BA57 – 35	1,0	63,0	75	ABBГ -	
3	Зубострогальный станок	4,5	19,2	96,0	21,1	144,0	6,0	25,0	150,0	BA57 – 35	1,0	25,0	27	ABBГ - 4 □□4	
4	Полуавтомат зубофрезерный	8,2	35,0	175,0	38,5	262,5	8,0	40,0	320,0	BA57 – 35	1,0	40,0	42	ABBГ -	
5	Вентиляция	12,0	25,6	179,2	28,2	268,9	10,0	31,5	315,0	BA57 – 35	1,0	31,5	32	ABBГ - 4 □□6	
6	Горизонтально-фрезерный станок	2,8	11,9	59,7	13,1	89,6	6,0	16,0	96,0	BA57 – 35	1,0	16,0	27	ABBГ - 4 □□4	
7	Вертикально-фрезерный станок	5,8	24,8	123,8	27,2	185,7	6,0	31,5	189,0	BA57 – 35	1,0	31,5	32	ABBГ - 4 □□6	
ПР – 5															
1	Вертикально-фрезерный	17,6	75,1	375,6	82,6	563,4	6,0	100,0	600,0	BA57 – 35	1,0	100,0	110	ABBГ -	ПР11-7123 I _{ном} = 250A
2	Горизонтально-протяжный станок	40,0	170,7	853,6	187,8	1280,3	8,0	200,0	1600,0	BA57 – 35	1,0	200,0	200	ABBГ -	
3	Токарно-винторезный станок	18,0	76,8	384,1	84,5	576,2	6,0	100,0	600,0	BA57 – 35	1,0	100,0	110	ABBГ -	
4	Внутришлифовальный станок	13,5	57,6	288,1	63,4	432,1	6,0	80,0	480,0	BA57 – 35	1,0	80,0	90	ABBГ -	
5	Плоскошлифовальный станок	14,0	59,7	298,7	65,7	448,1	6,0	80,0	480,0	BA57 – 35	1,0	80,0	90	ABBГ -	
6	Токарно-карусельный станок	32,0	136,6	682,9	150,2	1024,3	8,0	160,0	1280,0	BA57 – 35	1,0	160,0	170	ABBГ -	
7	Круглошлифовальный станок	14,5	61,9	309,4	68,1	464,1	6,0	80,0	480,0	BA57 – 35	1,0	80,0	90	ABBГ -	
8	Кран балка ПВ-25 %	38,0	129,7	648,7	142,7	973,1	8,0	160,0	1280,0	BA57 – 35	1,0	160,0	170	ABBГ -	
ПР – 6															
1	Продольно-строгальный станок	42,0	179,2	896,2	197,2	1344,4	8,0	200,0	1600,0	BA57 – 35	1,0	200,0	200	ABBГ -	ПР11-7123 I _{ном} = 250A
2	Вентиляция	22,0	46,9	328,6	51,6	492,9	8,0	63,0	504,0	BA57 – 35	1,0	63,0	75	ABBГ -	
3	Токарно-винторезный станок	20,0	85,4	426,8	93,9	640,2	8,0	100,0	800,0	BA57 – 35	1,0	100,0	110	ABBГ -	
4	Токарно-винторезный станок	34,0	145,1	725,5	159,6	1088,3	8,0	160,0	1280,0	BA57 – 35	1,0	160,0	170	ABBГ -	
5	Кран балка ПВ-25 %	38,0	129,7	648,7	142,7	973,1	8,0	160,0	1280,0	BA57 – 35	1,0	160,0	170	ABBГ -	
6	Пресс	48,0	180,3	819,4	198,3	1229,1	8,0	200,0	1600,0	BA57 – 35	1,0	200,0	200	ABBГ -	

5.2 Построение эпюры отклонения напряжения

В соответствии с этим ГОСТ для силовых сетей промышленных предприятий отклонение напряжений не должен превышать $\pm 5\%$ от номинального значения. На шинах 6-10 кВ подстанции, к которой присоединены распределительные сети, напряжение должно поддерживаться не ниже 105% номинального в период наибольших нагрузок и не выше 100% номинального в период наименьших нагрузок этих сетей.

Рассмотрим цепочку ГПП – ТП9 – ПР6 – ЭП №54.

Расчетные данные приемника №36

$$P_{\text{НОМ}} = 42,0 \text{ кВт}; \quad Q_{\text{НОМ}} = 96,2 \text{ кВАр}; \quad S_{\text{НОМ}} = 105,0 \text{ кВА}.$$

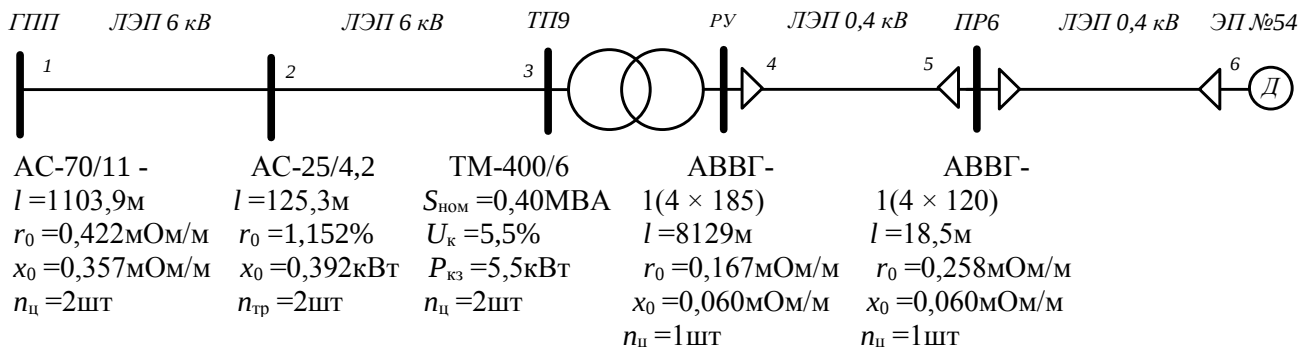


Рисунок 5.1 – Расчетная схема

Расчет максимального режима нагрузки

Участок 1-2

Активное и реактивное сопротивление участка 1-2

$$R_{12} = \frac{r_{12} \cdot l_{12}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,422 \cdot 1104}{2} \cdot 10^{-3} = 0,2330 \text{ м},$$

$$X_{12} = \frac{x_{12} \cdot l_{12}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,357 \cdot 1104}{2} \cdot 10^{-3} = 0,1970 \text{ м}.$$

Активная и реактивная мощности, протекающие по участку 1-2

$$P_{12} = \sum P_{\text{ц,ТП}} = 1179,9 \text{ кВт}, \quad Q_{12} = \sum Q_{\text{ц,ТП}} = 917,4 \text{ кВАр}.$$

Потеря напряжения на участке 1-2

$$\Delta U_{12, \%} = \frac{P_{12} \cdot R_{12} + Q_{12} \cdot X_{12}}{10 \cdot U_1^2} = \frac{1179,9 \cdot 0,233 + 917,4 \cdot 0,197}{10 \cdot 6,3^2} = 1,148\%$$

Потеря напряжения на участке 1-2 в именованных единицах

$$\Delta U_{12} = \Delta U_{12, \%} \cdot \frac{U_1}{100\%} = 1,148 \cdot \frac{6300}{100} = 72,3 \text{ В}.$$

Фактическое значение напряжения в конце участка 1-2

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 6300 - 72,3 = 6227,7 \text{ В}.$$

Участок 2-3

Активное и реактивное сопротивление участка 2-3

$$R_{23} = \frac{r_{23} \cdot l_{23}}{n_{\text{ц}}} = \frac{1,152 \cdot 125,3}{2} \cdot 10^{-3} = 0,0720 \text{ м},$$

$$X_{23} = \frac{x_{23} \cdot l_{23}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,392 \cdot 125,3}{2} \cdot 10^{-3} = 0,0250 \text{ м}.$$

Активная, реактивная и полная мощности, протекающие по участку 2-3

$$P_{23} = P_{\text{ц}} = 386,8 \text{ кВт}, \quad Q_{23} = Q_{\text{ц}} = 284,1 \text{ кВАр.}$$

Потеря напряжения на участке 2-3

$$\Delta U_{23, \%} = \frac{P_{23} \cdot R_{23} + Q_{23} \cdot X_{23}}{10 \cdot U_2^2} = \frac{386,8 \cdot 0,072 + 284,1 \cdot 0,025}{10 \cdot 6,2^2} = 0,090\%$$

Потеря напряжения на участке 2-3 в именованных единицах

$$\Delta U_{23} = \Delta U_{23, \%} \cdot \frac{U_2}{100\%} = 0,090 \cdot \frac{6227,7}{100} = 5,6 \text{ В.}$$

Фактическое значение напряжения в конце участка 2-3

$$U_3 = U_2 - \Delta U_{23} = 6227,7 - 5,6 = 6222,1 \text{ В.}$$

Участок 3-4

Активная и реактивная составляющая значения напряжения короткого замыкания трансформатора

$$U_a = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot 100\%}{S_{\text{ном.тр}}} = \frac{5,5 \cdot 100}{400} = 1,375,$$

$$U_p = \sqrt{U_k^2 + U_a^2} = \sqrt{5,5^2 + 1,375^2} = 5,325 \text{ Ом.}$$

Коэффициент загрузки трансформатора

$$\beta = \frac{P_{23}}{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном.тр}}} = \frac{386,8}{2 \cdot 400} = 0,484.$$

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторе

$$\Delta P_{\text{тр}} = 0,02 \cdot P_{23} = 0,02 \cdot 386,8 = 7,7 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = 0,01 \cdot P_{23} = 0,01 \cdot 386,8 = 3,87 \text{ кВт}$$

Активная и реактивная мощности, протекающие по участку 3-4

$$P_{34} = P_{23} - \Delta P_{\text{тр}} = 386,8 - 7,7 = 379,1 \text{ кВт},$$

$$Q_{34} = Q_{23} - \Delta Q_{\text{тр}} = 284,1 - 3,87 = 280,23 \text{ кВАр.}$$

$$S_{34} = \sqrt{P_{34}^2 + Q_{34}^2} = \sqrt{379,1^2 + 280,23^2} = 478,6 \text{ кВа.}$$

Коэффициент мощности на участке 3-4

$$\cos \varphi = \frac{P_{34}}{S_{34}} = \frac{379,1}{478,6} = 0,792, \quad \sin \varphi = \frac{Q_{34}}{S_{34}} = \frac{280,23}{478,6} = 0,586,$$

Потеря напряжения на участке 3-4

$$\begin{aligned} \Delta U_{34, \%} &= \beta \cdot (U_a \cdot \cos \varphi + U_p \cdot \sin \varphi) + \frac{\beta^2}{200} \cdot (U_a \cdot \sin \varphi - U_p \cdot \cos \varphi) = \\ &= 0,484 \cdot (1,375 \cdot 0,792 + 5,325 \cdot 0,586) + \frac{0,484^2}{200} \cdot (1,375 \cdot 0,586 - 5,325 \cdot 0,792) = \\ &= 121,5 \text{ В.} \end{aligned}$$

Потеря напряжения на участке 3-4 в именованных единицах

$$\Delta U_{34} = \Delta U_{34, \%} \cdot \frac{U_3}{100\%} = 121,5 \cdot \frac{6222,1}{100} = 7557,1 \text{ В.}$$

Фактическое значение напряжения в конце участка 3-4

$$U_4 = U_3 - \Delta U_{34} = 6222,1 - 7557,1 = -1335 \text{ В.}$$

Фактическое значение напряжения в конце участка 3-4 с учетом коэффициента трансформации

$$U_4^{\text{нн}} = U_4 = 400 \cdot \frac{6100,6}{6227,7} = 391,8\text{В.}$$

Участок 4-5

Активное и реактивное сопротивление участка 4-5

$$R_{45} = \frac{r_{45} \cdot l_{45}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,167 \cdot 81,2}{1} \cdot 10^{-3} = 0,0136\text{Ом},$$

$$X_{45} = \frac{x_{45} \cdot l_{45}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,060 \cdot 81,2}{1} \cdot 10^{-3} = 0,0048\text{Ом}.$$

Активная и реактивная мощности, протекающие по участку 4-5

$$P_{45} = P_{\text{ном}} = 91,7\text{кВт}, \quad Q_{45} = Q_{\text{пр}} = 86,0\text{кВАр}.$$

Потеря напряжения на участке 4-5

$$\Delta U_{45,\%} = \frac{P_{45} \cdot R_{45} + Q_{45} \cdot X_{45}}{10 \cdot U_4^2} = \frac{52,5 \cdot 0,015 + 34,8 \cdot 0,003}{10 \cdot 0,384^2} = 0,611\%.$$

Потеря напряжения на участке 4-5 в именованных единицах

$$\Delta U_{45} = \Delta U_{45,\%} \cdot \frac{U_4}{100\%} = 1,081 \cdot \frac{391,8}{100} = 4,2\text{В}.$$

Фактическое значение напряжения в конце участка 4-5

$$U_5 = U_4 - \Delta U_{45} = 391,8 - 4,2 = 387,6\text{В}.$$

Участок 5-6

Активное и реактивное сопротивление участка 5-6

$$R_{56} = \frac{r_{56} \cdot l_{56}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,258 \cdot 18,5}{1} \cdot 10^{-3} = 0,0050\text{Ом},$$

$$X_{56} = \frac{x_{56} \cdot l_{56}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,060 \cdot 18,5}{1} \cdot 10^{-3} = 0,0010\text{Ом}.$$

Активная и реактивная мощности, протекающие по участку 5-6

$$P_{56} = P_{\text{ном}} = 42,0\text{кВт}, \quad Q_{56} = Q_{\text{ном}} = 96,2\text{кВАр}.$$

Потеря напряжения на участке 5-6

$$\Delta U_{56,\%} = \frac{P_{56} \cdot R_{56} + Q_{56} \cdot X_{56}}{10 \cdot U_5^2} = \frac{42,0 \cdot 0,005 + 96,2 \cdot 0,001}{10 \cdot 0,388^2} = 0,205\%.$$

Потеря напряжения на участке 5-6 в именованных единицах

$$\Delta U_{56} = \Delta U_{56,\%} \cdot \frac{U_5}{100\%} = 0,205 \cdot \frac{387,6}{100} = 0,8\text{В}.$$

Фактическое значение напряжения в конце участка 5-6

$$U_5 = U_4 - \Delta U_{45} = 387,6 - 0,8 = 386,8\text{В}.$$

Результаты расчетов для наглядности сведем в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 Расчётные данные для построения эпюры отклонений напряжения

Максимальный режим нагрузки					
Участок	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6
P_i, кВт	1179,9	386,8	379,1	91,7	42,0
Q_i, кВАр	917,4	284,1	245,4	86,0	96,2
S_i, кВА	1494,6	479,9	451,6	125,7	105,0

$R_i, \text{Ом}$	0,233	0,072	—	0,014	0,005
$X_i, \text{Ом}$	0,197	0,025	—	0,005	0,001

Окончание таблицы 5.3

Участок	1–2	2–3	3–4	4–5	5–6
$\cos\varphi$	—	—	0,839	—	—
$\sin\varphi$	—	—	0,543	—	—
β_m	—	—	0,484	—	—
$U_a, \%$	—	—	1,375	—	—
$U_p, \%$	—	—	5,325	—	—
$\Delta U_i, \%$	1,148	0,090	1,953	1,081	0,205
$\Delta U_i, \text{В}$	72,3	5,6	121,5	4,2	0,8
Минимальный режим нагрузки					
Участок	1–2	2–3	3–4	4–5	5–6
$P_i, \text{кВт}$	766,9	251,4	246,4	59,6	42,0
$Q_i, \text{кВАр}$	595,5	184,4	159,3	55,8	96,2
$S_i, \text{кВА}$	971,0	311,8	293,4	81,7	105,0
$R_i, \text{Ом}$	0,233	0,072	—	0,0136	0,005
$X_i, \text{Ом}$	0,197	0,025	—	0,0048	0,001
$\cos\varphi$	—	—	0,840	—	—
$\sin\varphi$	—	—	0,543	—	—
β_m	—	—	0,314	—	—
$U_a, \%$	—	—	1,375	—	—
$U_p, \%$	—	—	5,325	—	—
$\Delta U_i, \%$	0,746	0,058	1,270	0,692	0,200
$\Delta U_i, \text{В}$	47,0	3,6	79,3	2,7	0,8
Послеаварийный режим нагрузки					
Участок	1–2	2–3	3–4	4–5	5–6
$P_i, \text{кВт}$	1179,9	386,8	379,1	91,7	42,0
$Q_i, \text{кВАр}$	917,4	284,1	245,4	86,0	96,2
$S_i, \text{кВА}$	1494,6	479,9	451,6	125,7	105,0
$R_i, \text{Ом}$	0,233	0,144	—	0,014	0,005
$X_i, \text{Ом}$	0,197	0,049	—	0,005	0,001
$\cos\varphi$	—	—	0,839	—	—
$\sin\varphi$	—	—	0,543	—	—
β_m	—	—	0,967	—	—
$U_a, \%$	—	—	1,375	—	—
$U_p, \%$	—	—	5,325	—	—
$\Delta U_i, \%$	1,148	0,180	3,897	1,127	0,214
$\Delta U_i, \text{В}$	72,3	11,2	242,3	4,3	0,8

По результатам расчетов строим эпюру отклонения напряжения. Эпюра представлена на рисунке 5.2.

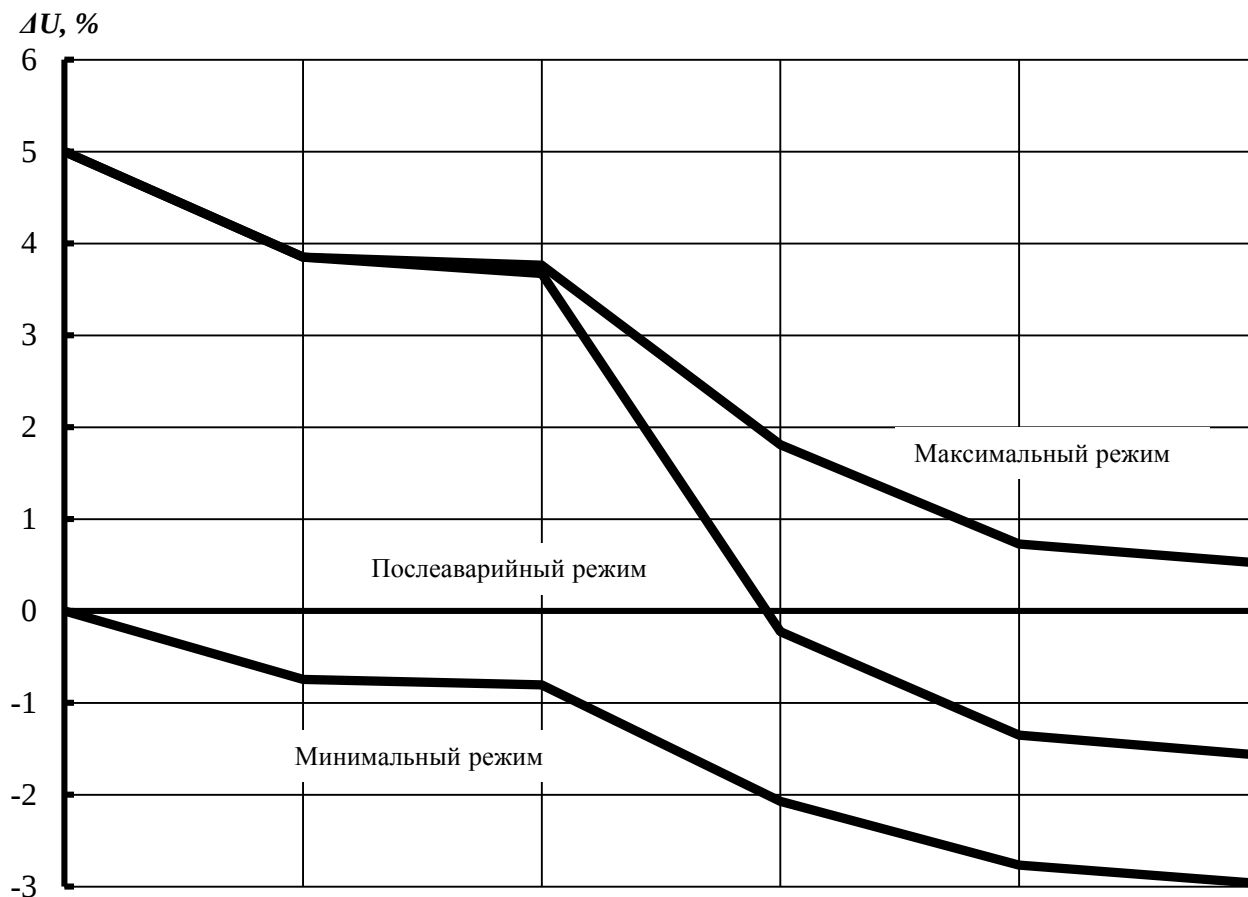
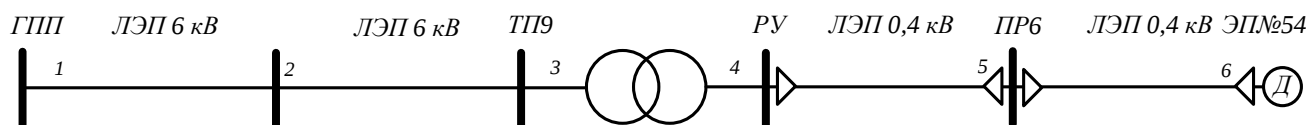


Рисунок 5.2 – Эпюры отклонений напряжения

Из эпюр отклонений напряжения видно, что потеря напряжения в линиях соответствует норме и принятые сечения пригодны для эксплуатации.

5.3 Расчет токов короткого замыкания в сети до 1000 В

Расчет в сравнении с расчетом токов КЗ в сетях напряжением выше 1000 В обладает следующими особенностями:

- напряжение на шинах ЦТП считается неизменным при КЗ в сети до 1000 В;
- при расчете токов КЗ учитываем активные и индуктивные сопротивления до точки КЗ всех элементов сети;
- расчет ведем в именованных единицах;
- напряжение принимаем на 5% выше номинального напряжения сети.

Расчет токов КЗ ведем для участка ТП9 – ПР6 – ЭП №54.

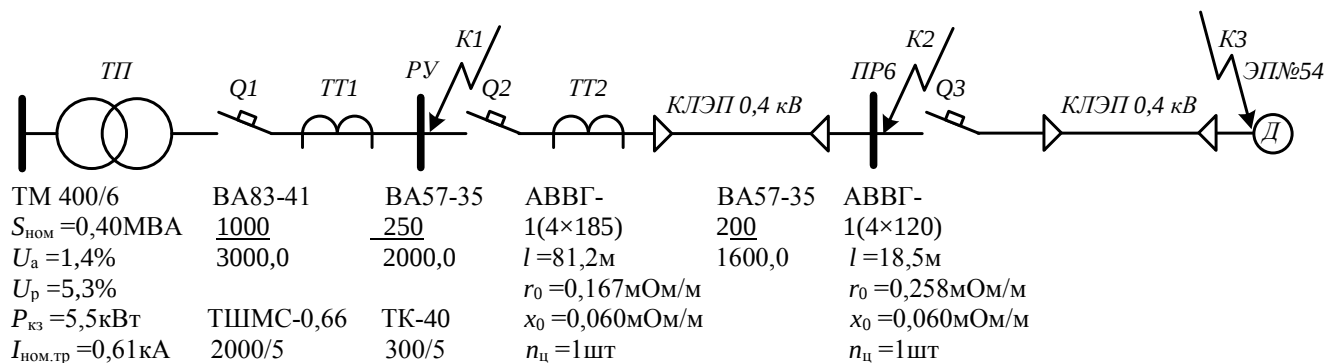


Рисунок 5.3 – Расчетная схема

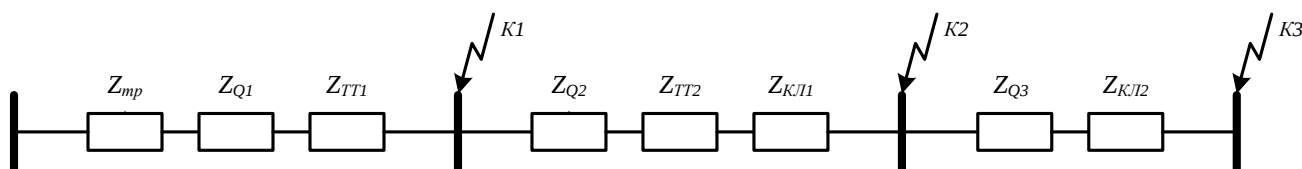


Рисунок 5.4 – Схема замещения

Сопротивления элементов.

Трансформаторы

$$R_{\text{тр}} = \frac{U_a}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном.тр}}} = \frac{1,375}{100} \cdot \frac{400^2}{400} = 5,5 \text{ мОм},$$

$$X_{\text{тр}} = \frac{U_p}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном.тр}}} = \frac{5,325}{100} \cdot \frac{400^2}{400} = 21,3 \text{ мОм}.$$

Сопротивление катушек максимального тока автоматов при номинальных токах больше 1000 А не учитываются, по этому, сопротивление автомата Q1 не учитываем.

Автоматы Q2, Q3

$$R_{Q2} = 0,36 \text{ мОм}, \quad X_{Q2} = 0,28 \text{ мОм},$$

$$R_{Q3} = 0,74 \text{ мОм}, \quad X_{Q3} = 0,55 \text{ мОм},$$

Сопротивления первичной обмотки трансформаторов тока с коэффициентом трансформации $>1000/5$ не учитывается, по этому, сопротивление трансформатора тока ТТ1 не учитываем.

Трансформатор тока ТТ2

$$R_{\text{ТТ2}} = 0,20 \text{ мОм}, \quad X_{\text{ТТ2}} = 0,30 \text{ мОм},$$

Кабельная линия КЛ1

$$R_{\text{кл1}} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,167 \cdot 81,2}{2} = 13,6 \text{ мОм},$$

$$X_{\text{кл1}} = \frac{x_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,060 \cdot 81,2}{1} = 4,8 \text{ мОм}.$$

Кабельная линия КЛ2

$$R_{\text{кл2}} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,258 \cdot 18,5}{1} = 4,8 \text{ мОм},$$

$$X_{\text{кл2}} = \frac{x_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,061 \cdot 18,5}{1} = 1,1 \text{ мОм}.$$

Расчет тока короткого замыкания для точки К1.

Полное сопротивление до точки К1

$$Z_{K1} = Z_{\text{тр}} = \sqrt{R_{\text{тр}}^2 + X_{\text{тр}}^2} = \sqrt{5,5^2 + 21,3^2} = 22,0 \text{ мОм.}$$

Ток короткого замыкания в точке К1

$$I_{K1} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K1}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 22,0} = 10,5 \text{ кА.}$$

Постоянная времени

$$T_{a1} = \frac{X_{\text{рез1}}}{\omega \cdot R_{\text{рез1}}} = \frac{21,3}{314 \cdot 5,5} = 0,0123 \text{ с.}$$

Ударный коэффициент

$$k_{уд1} = 1 + e^{-0,01/T_{a1}} = 1 + e^{-0,01/0,0123} = 1,445.$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К1

$$i_{уд,К1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1} \cdot I_{К1} = \sqrt{2} \cdot 1,445 \cdot 10,5 = 21,4 \text{ кА}.$$

Дальнейшие расчеты сведем в таблицу 5.4.

Таблица 5.4 – Расчёт токов короткого замыкания для рассматриваемого участка

<i>Точка КЗ</i>	<i>Z_{Σ} мОм</i>	<i>$k_{уд}$ –</i>	<i>T_a, сек</i>	<i>I_{Σ} кА</i>	<i>$i_{уд}$ кА</i>
К1	22,0	1,445	0,0123	10,5	1,4
К2	33,2	1,100	0,0043	7,0	10,8
К3	37,9	1,062	0,0036	6,1	9,1

5.4 Построение карты селективности действия аппаратов защиты

Карта селективности действия аппаратов защиты строиться в логарифмической системе координат и служит для проверки правильности выбора аппаратов защиты. На карту селективности наносятся:

- номинальный и пусковой токи электроприёмника;
- расчётный и пиковый ток силового распределительного шкафа;
- расчётный и пиковый ток вводного распределительного устройства (при его наличии);
- расчётный и пиковый ток подстанции;
- характеристики защитных аппаратов;
- значения токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ.

Данные нагрузки и аппаратов защиты для построения карты селективности сведены в таблицу 5.5.

Таблица 5.5 – Данные нагрузки и аппаратов защиты для построения карты селективности

<i>Узел нагрузки</i>	<i>ТП9</i>	<i>ПР6</i>	<i>Станок №54</i>
Расчетный ток I_{Σ} , А	729,2	191,0	–
Пиковый ток $I_{пик}$, А	1491,2	953,1	–
Номинальный ток $I_{ном}$, А	–	–	179,2
Пусковой ток $I_{пуск}$, А	–	–	896,2
Ток КЗ $I_{КЗ}$, А	10497,3	6966,4	6091,4
Тип аппарата	ВА83 – 41	ВА57 – 35	ВА57 – 35
Условия срабатывания по току			
– при перегрузке $I_{ном.расц}$, А	1000	250	200,0
– при КЗ $I_{КЗ}$, А	3000,0	2000,0	1600,0
Условия срабатывания по времени, с	0,2	0,1	0,02

Карта селективности представлена на рисунке 5.5.

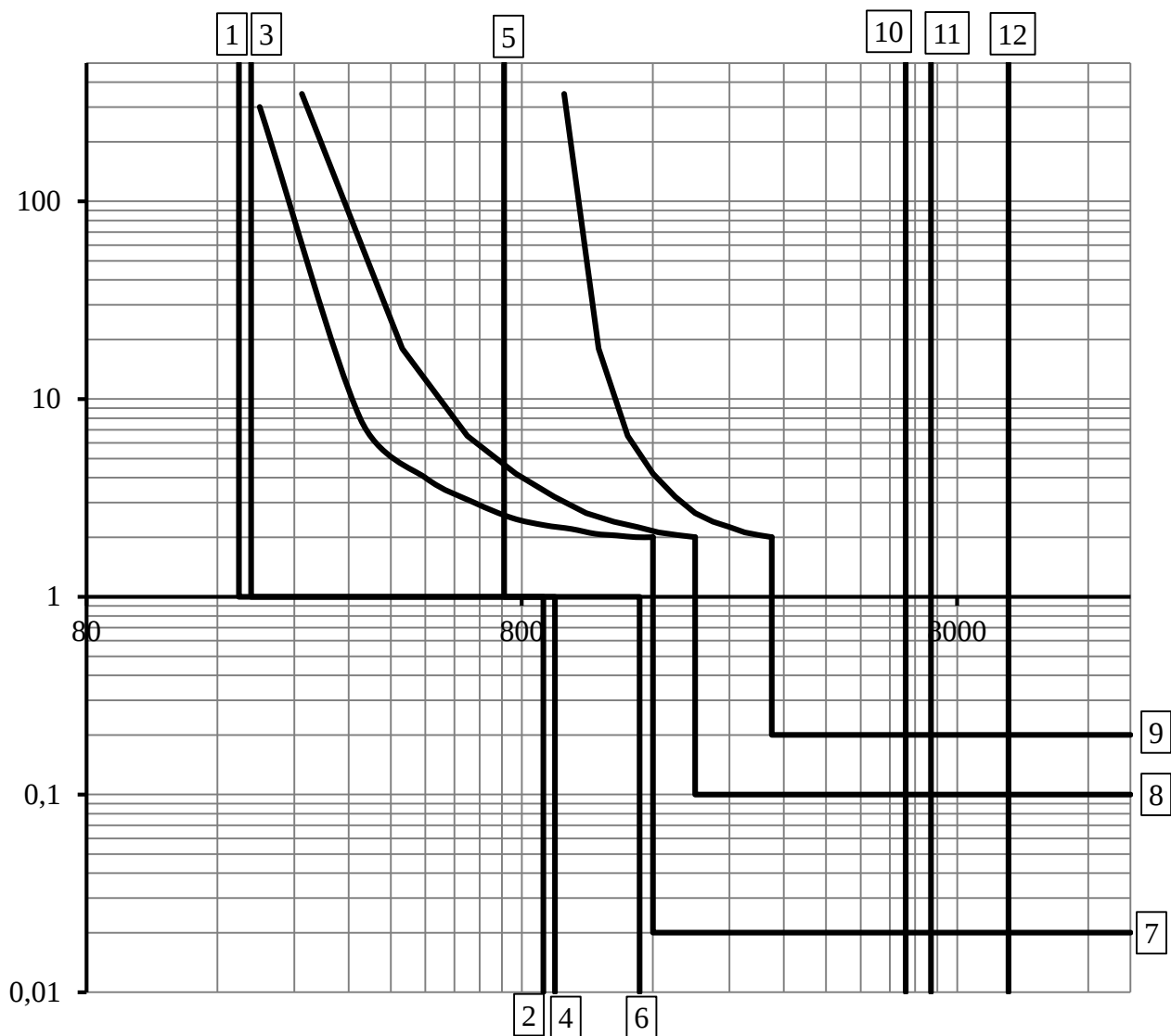


Рисунок 5.5 – Карта селективности действия аппаратов защиты

1 – номинальный ток электроприемника; 2 – пусковой ток электроприемника;
 3 – расчетный ток ПР; 4 – пиковый ток ПР; 5 – расчетный ток ТП; 6 – пиковый ток ТП;
 7 – автомат электроприемника; 8 – автомат ПР; 9 – автомат ТП;
 10 – КЗ в точке К3; 11 – КЗ в точке К2; 12 – КЗ в точке К1.

5.5 Проверка цеховой сети 0,4 кВ по условию срабатывания защиты от однофазного КЗ

Обеспечение отключения аппаратами защиты токов трехфазного КЗ не является гарантией отключения однофазного КЗ, по той причине, что токи однофазного короткого замыкания в несколько раз меньше токов трехфазного КЗ. В сети напряжения 0,4 кВ необходимо быстрое отключение повреждения. Это достигается высокой проводимостью петли фаза ноль.

Расчет токов КЗ ведем для участка ТП9–ПР6–ЭП№54.

Сопротивления элементов.

Сопротивление трансформатора току однофазного замыкания на корпус [2, стр. 60, табл. 4.6]

$$\frac{Z_{\text{тр}}}{3} = \frac{56,0}{3} = 18,7 \text{ мОм.}$$

Сопротивление катушек максимального тока автоматов при номинальных токах больше 1000 А не учитываются, по этому, сопротивление автомата Q1 не учитываем.

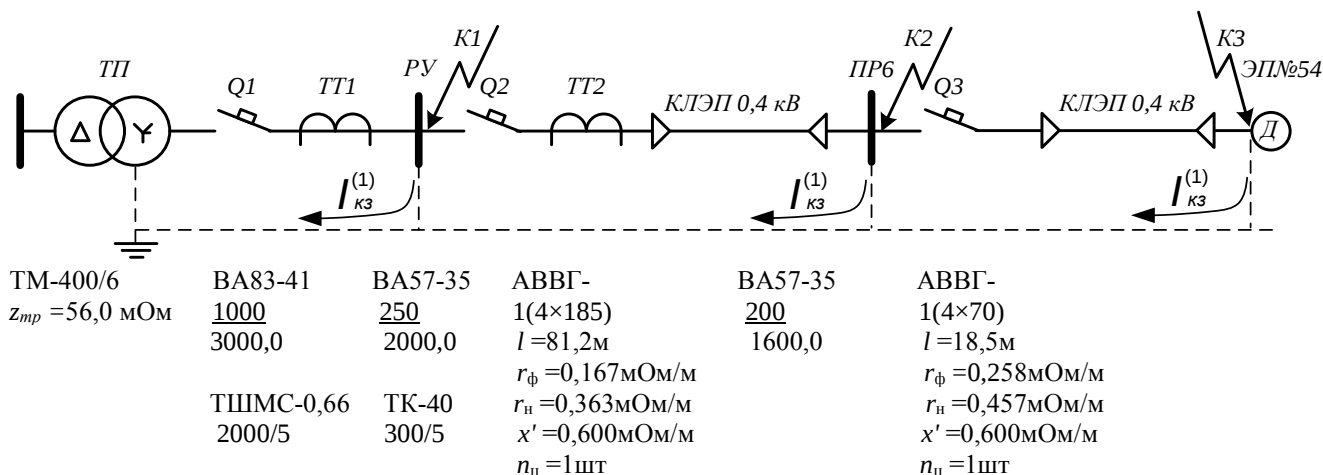


Рисунок 5.6 – Расчетная схема

Автоматы Q2, Q3

$$\begin{aligned} R_{Q2} &= 0,36 \text{ мОм}, & X_{Q2} &= 0,28 \text{ мОм}, \\ R_{Q3} &= 0,74 \text{ мОм}, & X_{Q3} &= 0,55 \text{ мОм}. \end{aligned}$$

Сопротивления первичной обмотки трансформаторов тока с коэффициентом трансформации $>1000/5$ не учитывается, по этому, сопротивление трансформатора тока ТТ1 не учитываем.

Трансформатор тока ТТ2

$$R_{\text{ТТ2}} = 0,20 \text{ мОм}, \quad X_{\text{ТТ2}} = 0,30 \text{ мОм},$$

Кабельная линия КЛ1

активное сопротивление основных проводников

$$R_{\phi 1} = \frac{r_{\phi} \cdot l}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,167 \cdot 81,2}{1} = 13,6 \text{ мОм},$$

активное сопротивление нулевого проводника [1, стр. 143, табл. 6.22]

$$R_{n1} = \frac{r_n \cdot l}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,363 \cdot 81,2}{1} = 29,5 \text{ мОм},$$

внешнее индуктивное сопротивление петли фаза-нуль [2, стр. 61]

$$X'_1 = \frac{x' \cdot l}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,600 \cdot 81,2}{1} = 48,7 \text{ мОм}.$$

Кабельная линия КЛ2

активное сопротивление основных проводников

$$R_{\phi 1} = \frac{r_{\phi} \cdot l}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,258 \cdot 18,5}{1} = 4,8 \text{ мОм},$$

активное сопротивление нулевого проводника [1, стр. 143, табл. 6.22]

$$R_{н2} = \frac{r_n \cdot l}{n_{ц}} = \frac{0,457 \cdot 18,5}{1} = 8,5 \text{ мОм},$$

внешнее индуктивное сопротивление петли фаза-нуль [2, стр. 61]

$$X'_2 = \frac{x' \cdot l}{n_{ц}} = \frac{0,600 \cdot 18,5}{1} = 11,1 \text{ мОм}.$$

Сопротивление дуги в точке КЗ [2, стр. 61]

$$R_d = 0,03 \text{ мОм}.$$

Сопротивление питающей системы [2, стр. 61]

$$X_c = 3,2 \text{ мОм}.$$

Внутреннее индуктивное сопротивление проводов зануления X'' учитывается только для проводов выполненных из стали [2, стр. 61].

Для расчета тока однофазного КЗ рекомендуется упрощенная формула

$$I_K^{(1)} = \frac{U_\phi}{\frac{Z_{тр}}{3} + Z_n},$$

где U_ϕ – фазное напряжение сети, В.

Расчет тока короткого замыкания для точки К1.

Сопротивление петли фаза ноль до точки К1

$$Z_{n1} = \sqrt{R_d^2 + X_c^2} = \sqrt{0,03^2 + 3,2^2} = 3,2 \text{ мОм}.$$

Ток короткого замыкания в точке К1

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{U_\phi}{\frac{Z_{тр}}{3} + Z_{n1}} = \frac{220}{18,7 + 3,2} = 10,1 \text{ кА}.$$

Проверка условия

$$I_{K1}^{(1)} = 10,1 \text{ кА} > 3 \cdot I_{\text{ном.расц}} = > 3 \cdot 1,000 = 3,0 \text{ кА},$$

следовательно, в случае однофазного КЗ в точке К1 автомат, защищающий отходящую линию на ТП, должен безотказно сработать.

Дальнейшие расчеты сведем в таблицу 5.6.

Таблица 5.6 – Расчёт токов короткого замыкания для рассматриваемого участка

Точка КЗ	Z_Σ мОм	$I_{\text{кз}}$ кА	$3 \cdot I_{\text{ном.расц}}$ кА
К1	3,2	10,1	3,0
К2	68,3	2,53	0,75
К3	86,2	2,10	0,60

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

6.1 Назначение РЗиА

Устройства защиты и автоматики должны выполнять определенные функции. Для релейной защиты такими функциями являются ее срабатывания при повреждении защищаемого элемента и несрабатывания при КЗ за пределами этого элемента. С целью ограничения отказов функционирования защите придаются определенные свойства. Основные из них – селективность, устойчивость и надежность функционирования.

Основные условия надежной работы релейной защиты:

- обеспечение селективности, т.е. отключение только поврежденных участков. Время срабатывания защиты характеризуется выдержкой времени, обеспечивающей селективность;
- чувствительность ко всем видам повреждений на защищаемой линии и на линиях, питаемых от нее, а также к изменению в связи с этим параметров, что оценивается коэффициентом чувствительности;
- максимальная простота схем с наименьшим числом аппаратов и достаточная надежность и быстродействие;
- наличие сигнализации о неисправностях в цепях, питающих аппараты релейной защиты.

Релейная защита выполняется на реле различных типов. Реле, применяемые в релейной защите, классифицируются по следующим признакам:

- по способу воздействия на отключение – прямого и косвенного действия;
- по принципу действия – электромагнитные, электродинамические, тепловые, электронные и другие;
- по параметру действия – ток, напряжение, мощность, тепловые и другие.

6.2 Защиты трансформатора

Устройства релейной защиты для силовых трансформаторов предусматривают защиту от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках, токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ и перегрузкой, понижения уровня масла.

Виды защит трансформатора определяются его мощностью, назначением, режимом работы, местом установки, схемой включения.

6.3 Токовые защиты трансформатора от коротких замыканий

Для защиты трансформатора небольшой и средней мощности от коротких замыканий в его обмотках на выводах и в соединениях используют токовую отсечку без выдержки времени и токовую защиту со ступенчатой характеристикой выдержки времени. Защита устанавливается со стороны источника

питания непосредственно у выключателя. При этом в зону действия защиты входят трансформатор и его соединения с выключателем. Срабатывая, защита действует на отключение выключателей.

Недостатком отсечки без выдержки времени является неполная защита трансформатора. В её зону действия входит только часть обмотки. Защита не реагирует на замыкания на выводах и в соединениях с выключателем со стороны низшего напряжения.

Для устранения этого недостатка токовую отсечку без выдержки времени дополняют максимальной токовой защитой, которая является вместе с тем защитой трансформатора от сверхтоков внешних коротких замыканий. При установке на трансформаторе защита действует на отключение выключателя со стороны высшего напряжения. Для повышения чувствительности к повреждениям внутри бака защита со ступенчатой характеристикой дополняется газовой защитой.

Примеры схем защит приведены в приложении 6 (рисунок 1. а, б, в)

6.4 Газовая защита

Баки трансформаторов заполняются маслом. Ток короткого замыкания, проходящий через место установки токовой защиты при повреждении внутри бака трансформатора, определяется числом замкнувшихся витков и поэтому может оказаться недостаточным для ее действия. Однако витковые замыкания представляют опасность для трансформатора и должны отключаться.

Опасным внутренним повреждением является «пожар стали» магнитопровода, который возникает при нарушении изоляции между листами магнитопровода. Токовая и дифференциальная защиты на этот вид повреждения не реагируют. В этом случае применяют газовую защиту, фиксирующую появление в баке трансформатора газа. Образование газа является следствием разложения масла и других изолирующих материалов под действием электрической дуги или недопустимого нагрева.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле (рисунок 6.1) Корпус газового реле врезается в маслопровод между крышкой бака и расширителем, так чтобы не препятствовать циркуляции масла между ними. Элементы выполнены в виде плоскодонных алюминиевых чашек, вращающихся вместе с подвижными контактами 4 вокруг осей 3. Эти контакты замыкаются с неподвижными контактами 5 при опускании чашек.

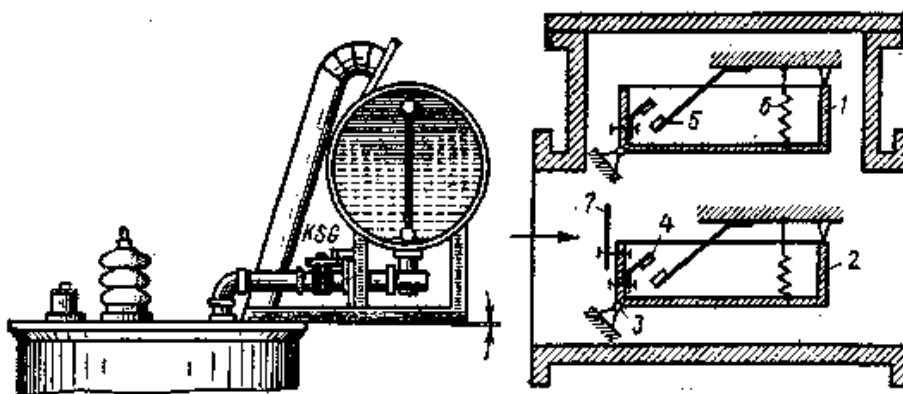


Рисунок 6.1 – газовое реле защиты трансформатора

В нормальном режиме при наличии масла в кожухе реле чашки удерживаются пружинами 6 в положении, указанном на рисунке. Система отрегулирована так, что масса чашки с маслом является достаточной для преодоления силы пружины при отсутствии масла в кожухе реле. Поэтому понижение уровня масла сопровождается опусканием чашек и замыканием соответствующих контактов. Сначала опускается верхняя чашка и реле действует на сигнал. При интенсивном газообразовании возникает сильный поток масла и газов из бака в расширитель через газовое реле. На пути потока находится лопасть 7, действующая вместе с нижней чашкой на общий контакт. Лопасть поворачивается и замыкает контакт в цепи отключения трансформатора.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простота выполнения.

Недостаток защиты – не реагирование на повреждения вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Так же, вследствие несовершенства конструкции современных газовых реле защиту приходится выводить из действия при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после ремонта системы охлаждения и др.

6.5 Дифференциальные токовые защиты трансформаторов

Дифференциальные токовые защиты трансформаторов выполняются в виде: дифференциальной токовой отсечки; дифференциальной защиты с промежуточными насыщающимися трансформаторами тока; дифференциальной токовой защиты с реле, имеющими торможение.

Дифференциальная токовая отсечка выполняется посредством максимальных реле тока КА1 и КА2, например РТ – 40 или РТМ, включаемых непосредственно в дифференциальную цепь схемы без каких-либо промежуточных устройств.

Достоинства – быстродействие и простота. Однако из-за большого тока срабатывания токовая отсечка иногда недостаточна чувствительна, поэтому она применяется на трансформаторах небольшой мощности.

Для выполнения дифференциальной токовой защиты с насыщающимися трансформаторами используются реле с НТТ типа РНТ – 565. Реле РНТ – 565 применяется при низкой чувствительности токовой отсечки или если требуются дополнительные устройства для выравнивания токов в схеме с реле косвенного действия. Благодаря НТТ защита отстраивается от бросков тока намагничивания. Если чувствительность защиты с реле типа РНТ недостаточна, то дифференциальная защита выполняется посредством реле с торможением.

6.6 Расчет дифференциальной защиты трансформатора ГПП

Дифференциальная защита трансформатора является основной быстродействующей защитой от межфазных КЗ и замыканий между витками одной фазы. Схема расчета дифференциальной защиты приведена на рисунке 6.2.

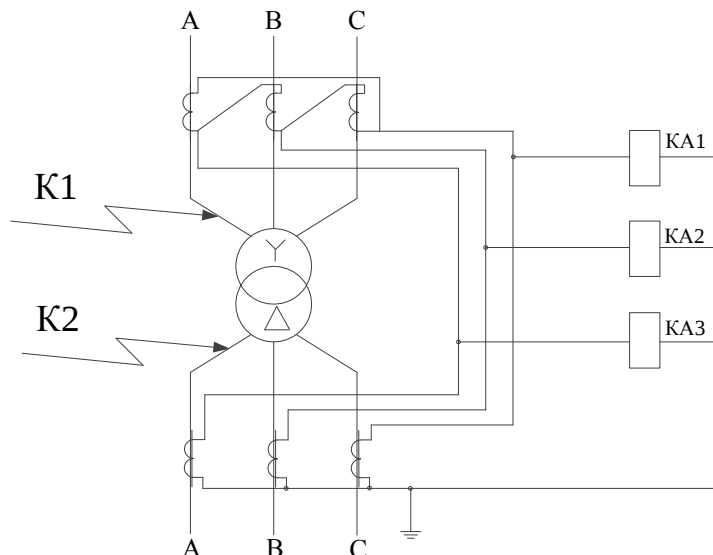


Рисунок 6.2 – Дифференциальная токовая защита трансформатора

При создавшемся аварийном режиме в зоне защиты в работу вступает дифференциальная защита и отключает повреждение без выдержки времени со стороны НН и ВН одновременно.

Таблица 6.1 – Исходные данные для расчета дифференциальной защиты

Числовое значение для стороны	
110,0	6,0
Номинальные токи защищаемого трансформатора	
$I_{ВН} = \frac{1,4 \cdot S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 110,0} = 73,5\text{A.}$	$I_{НН} = \frac{1,4 \cdot S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 6,0} = 1347,2\text{A.}$
Схема соединения обмоток трансформаторов	
Y	Δ
Схема соединения обмоток трансформаторов тока	
Δ	Y
Коэффициент схемы	
$K_{сх}^{(3)} = \sqrt{3}$	$K_{сх}^{(3)} = 1$
Принятый стандартный коэффициент трансформации трансформаторов тока	
$K_{А.ВН} = \frac{75}{5} = 15,0$	$K_{А.НН} = \frac{2000}{5} = 400,0$
Расчетный коэффициент трансформации трансформаторов тока	
$K_{АΔ} = \frac{K_{сх}^{(3)} \cdot I_{ВН}}{5} = \frac{\sqrt{3} \cdot 73,5}{5} = 25,5$	$K_{AY} = \frac{K_{сх}^{(3)} \cdot I_{НН}}{5} = \frac{1 \cdot 1347,2}{5} = 269,4$
Вторичный ток в плечах защиты	
$I_{2ВН} = \frac{K_{сх}^{(3)} \cdot I_{ВН}}{K_{А.ВН}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 73,5}{15,0} = 8,5\text{A.}$	$I_{2НН} = \frac{K_{сх}^{(3)} \cdot I_{НН}}{K_{А.НН}} = \frac{1 \cdot 1347,2}{400,0} = 3,4\text{A.}$
Токи КЗ	
$I_{КЗ.ВН} = 775,6\text{A.}$	$I_{КЗ.НН} = 5399,2\text{A.}$

Ток небаланса, обусловленный погрешностью трансформаторов тока

$$I'_{\text{нб}} = I_{\text{нб.тр}} = K_a \cdot K_{\text{одн}} \cdot \Psi_i \cdot I_{\text{кз.вн.мах}} = 1 \cdot 1,0 \cdot 0,1 \cdot 775,6 = 77,6\text{А},$$

где K_a – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей [11, стр. 156];

$K_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока [11, стр. 156];

Ψ_i – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока [11, стр. 156].

Ток небаланса, обусловленный наличием РПН у силового трансформатора

$$I''_{\text{нб}} = I_{\text{нб.рег}} = \Delta U_{*a} \cdot K_{\text{ток}} \cdot I_{\text{кз.вн.мах}} = 0,16 \cdot 1,0 \cdot 775,6 = 124,2\text{А},$$

где ΔU_{*a} – относительная погрешность, обусловленная регулированием напряжения, равная половине диапазона регулирования силового трансформатора;

$K_{\text{ток}}$ – коэффициент токораспределения (для двухобмоточного трансформатора) [11, стр. 157].

Первичный расчетный ток небаланса при внешнем КЗ

$$I_{\text{нб}} = I'_{\text{нб}} + I''_{\text{нб}} = 77,6 + 124,2 = 201,8\text{А}.$$

Предварительный ток срабатывания защиты по условию отстройки от тока небаланса

$$I_{\text{с.з}} \geq K_{\text{над}} \cdot I_{\text{нб}} = 1,3 \cdot 201,8 = 262,3\text{А},$$

где $K_{\text{над}}$ – коэффициент надежности, учитывающий ошибку реле и необходимый запас [11, стр. 158].

Предварительный ток срабатывания защиты по условию от броска тока намагничивания

$$I_{\text{с.з}} \geq K_{\text{над}} \cdot I_{\text{вн}} = 1,3 \cdot 73,5 = 95,5\text{А}.$$

Принимаем расчетный ток срабатывания защиты

$$I_{\text{с.з}} = 262,3\text{А}.$$

Расчетный ток в реле [11, стр. 27, табл. 2.1]

$$I_p = 1,5 \cdot \frac{I_{\text{кз.вн.мин}}}{K_{\text{А.вн}}} = 1,5 \cdot \frac{775,6}{15,0} = 77,6\text{А}.$$

При двухфазном КЗ на стороне НН ток повреждения проходит через обмотки трансформатора тока стороны ВН, соединенные в треугольник. Предварительный ток срабатывания реле

$$I_{\text{с.р}} = \frac{K_{\text{сх}}^{(3)} \cdot I_{\text{с.з}}}{K_{\text{А.вн}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 262,3}{15,0} = 30,3\text{А}.$$

Предварительное значение коэффициента чувствительности при двухфазном КЗ

$$K_{\text{ч}}^{(2)} = \frac{I_p}{I_{\text{с.р}}} = \frac{77,6}{30,3} = 2,56 > 2.$$

Проверка выполняется, можно вести расчет дальше. Необходимо определить число витков обмоток реле. Расчет начинается с определения числа витков обмотки ВН, так как это питающая сторона с регулируемым напряжением.

Таблица 6.2 – Определение числа витков насыщающегося трансформатора

Расчетный ток срабатывания реле на стороне ВН
$I_{с.р.вн.расч} = \frac{K_{сх}^{(3)} \cdot I_{с.з}}{K_{А.вн}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 262,3}{15,0} = 30,3А.$
Расчетное число витков обмотки реле для стороны ВН
$W_{вн.расч} = \frac{F_{ср}}{I_{с.р.вн.расч}} = \frac{100}{30,3} = 3,3шт, \text{ принимаем } W_{вн} = 3,0шт.$
Фактический ток срабатывания реле на стороне ВН
$I_{с.р.вн} = \frac{F_{ср}}{W_{вн}} = \frac{100}{3,0} = 33,3А.$
Фактический расчетный ток срабатывания защиты на стороне ВН
$I_{с.з.вн} = \frac{I_{с.р.вн} \cdot K_{А.вн}}{K_{сх}^{(3)}} = \frac{33,3 \cdot 15,0}{\sqrt{3}} = 288,7А.$
Расчетный ток срабатывания защиты на стороне НН
$I_{с.р.нн.расч} = \frac{I_{с.з.вн} \cdot U_{вн}}{U_{нн}} = \frac{288,7 \cdot 110,0}{6,0} = 5292,4А.$
Расчетное число витков обмотки реле для стороны НН
$W_{нн.расч} = \frac{W_{вн} \cdot I_{2вн}}{I_{2нн}} = \frac{3 \cdot 8,5}{3,4} = 17,6шт, \text{ принимаем } W_{нн} = 8,0шт.$
Ток небаланса, составляющая $I''''_{нб}$
$I''''_{нб} = \frac{W_{нн.расч} - W_{нн}}{W_{нн.расч}} \cdot I_{кз.вн.мах} = \frac{7,6 - 8,0}{7,26} \cdot 7756,6 = 45,4А.$
Первичный расчетный ток небаланса
$I_{нб} = I'_{нб} + I''_{нб} + I''''_{нб} = 77,6 + 124,2 + 45,4 = 247,2А.$
Ток срабатывания защиты по условию отстройки от тока небаланса
$I_{с.з} \geq K_{над} \cdot I_{нб} = 1,3 \cdot 247,2 = 321,3А.$
Расчетное число витков обмотки реле для стороны ВН
$W_{вн.расч} = \frac{F_{ср}}{I_{с.р.вн}} = \frac{100}{33,3} = 3,0шт, \text{ принимаем } W_{вн} = 3,0шт.$
Фактический ток срабатывания реле на стороне ВН
$I_{с.р.вн} = \frac{F_{ср}}{W_{вн}} = \frac{100}{3,0} = 33,3А.$
Фактический расчетный ток срабатывания защиты на стороне ВН
$I_{с.з.вн} = \frac{I_{с.р.вн} \cdot K_{А.вн}}{K_{сх}^{(3)}} = \frac{33,3 \cdot 15,0}{\sqrt{3}} = 288,7А.$
Расчетный ток срабатывания защиты на стороне НН
$I_{с.р.нн.расч} = \frac{I_{с.з.вн} \cdot U_{вн}}{U_{нн}} = \frac{288,7 \cdot 110,0}{6,0} = 5292,4А.$

Расчетное число витков обмотки реле для стороны НН
$W_{\text{НН.расч}} = \frac{W_{\text{ВН}} \cdot I_{2\text{ВН}}}{I_{2\text{НН}}} = \frac{3 \cdot 8,5}{3,4} = 7,6 \text{ шт, принимаем } W_{\text{НН}} = 8,0 \text{ шт.}$
Ток небаланса, составляющая $I'''_{\text{Нб}}$
$I'''_{\text{Нб}} = \frac{W_{\text{НН.расч}} - W_{\text{НН}}}{W_{\text{НН.расч}}} \cdot I_{\text{КЗ.ВН.мах}} = \frac{7,6 - 8,0}{7,6} \cdot 7756, = 45,4 \text{ А.}$
Первичный расчетный ток небаланса
$I_{\text{Нб}} = I'_{\text{Нб}} + I''_{\text{Нб}} + I'''_{\text{Нб}} = 277,6 + 124,2 + 345,4 = 247,2 \text{ А.}$
Ток срабатывания защиты по условию отстройки от тока небаланса
$I_{\text{с.з}} \geq K_{\text{над}} \cdot I_{\text{Нб}} = 1,3 \cdot 247,2 = 321,3 \text{ А.}$
Уточненный ток срабатывания реле на стороне ВН
$I_{\text{с.р.вн}} = \frac{K_{\text{сх}}^{(3)} \cdot I_{\text{с.з}}}{K_{\text{А.ВН}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 321,3}{15,0} = 37,1 \text{ А.}$
Окончательно принятое число витков
$W_{\text{ВН}} = 3,0 \text{ шт; } W_{\text{НН}} = 8,0 \text{ шт.}$
Проверка по уравнению
$I_{2\text{ВН}} \cdot W_{\text{ВН}} = 8,5 \cdot 3,0 = 25,5 \cong I_{2\text{НН}} \cdot W_{\text{НН}} = 3,4 \cdot 8,0 = 26,9$

Расчетный ток в реле [11, стр. 27, табл. 2.1]

$$I_p = 1,5 \cdot \frac{I_{\text{КЗ.ВН.мин}}}{K_{\text{А.ВН}}} = 1,5 \cdot \frac{775,6}{15,0} = 77,6 \text{ А.}$$

Оценка значения коэффициента чувствительности при двухфазном КЗ

$$K_{\text{ч}}^{(2)} = \frac{I_p}{I_{\text{с.р}}} = \frac{77,6}{37,1} = 2,09 > 2.$$

Рассчитанная защита достаточно чувствительна и может быть рекомендована к установке.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Г4Б1	Шагалов Дмитрий Владимирович

Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение	ОЭЭ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/130302 Электроэнергетика и электротехника	Электроэнергетика и электротехника

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость затрат технического проекта (ТП): материально-технических, энергетических, финансовых и информационных	"Положению об оплате труда ТПУ". Приказ 25.05.2016 №5994
2. Продолжительность выполнения ТП	По приблизительной оценке, продолжительность ТП составляет 102 рабочих дня.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка потенциала и перспективности реализации технического проекта (ТП) с позиции ресурсоэффективности	Потенциал и перспективность реализации ТП оценивается проведением SWOT-анализа, а ресурсоэффективность ТП с помощью интегральной оценки ресурсоэффективности.
2. Планирование графика работ по реализации ТП	При использовании графика работ по реализации ТП используется оценка трудоёмкости работ для каждого исполнителя. По полученным данным составляется ленточная диаграмма Ганта.
3. Составление сметы ТП	При составлении сметы ТП используется следующая группировка затрат по статьям; - материальные затраты - полная заработная плата исполнителей - отчисления во внебюджетные страховые фонды - накладные расходы

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Диаграмма Ганта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент, отделение социально-гуманитарных наук	Мелик-Гайказян Мария Вигеновна	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Г4Б1	Шагалов Дмитрий Владимирович		

7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью данного раздела выпускной квалификационной работы является подтверждение целесообразности разработки технического проекта, отвечающего всем нынешним требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Для достижения цели в данном разделе рассмотрены следующие задачи:

- составление SWOT-анализа работы площадки сбора нефти Андиганского месторождения;
- планирование технико-конструкторских работ;
- определение ресурсной эффективности проекта.

7.1. SWOT-анализ работы площадки сбора нефти наместорождении

SWOT – представляет собой комплексный анализ проекта. SWOT анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта, которые помогают оценить возможности, угрозы сильных и слабых сторон[14]:

Для того что бы найти сильные и слабые стороны проведем SWOT–анализ. Он проводится в несколько этапов.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде (табл. 7.1).

При составлении матрицы SWOT удобно использовать следующие обозначения:

- С – сильные стороны проекта;
- Сл – слабые стороны проекта;
- В – возможности;
- У – угрозы;

Таблица 7.1 – Составление предварительной матрицы SWOT

	Сильные стороны проекта	Слабые стороны проекта
	С1: Низкая цена элементов схемы С2: Высокая надёжность электроснабжения потребителей С3: Высокая эргономичность С4: Низкая материалоемкость С5: Высокая ремонтпригодность	Сл1. Надежность электроснабжения Сл2. Доступность токоведущих частей Сл3: Низкая безопасность Сл4: Низкая энергоэффективность

Окончание таблицы 7.1

Возможности		
В1: Прокладка кабелей в эстакадах В2: Снижение расходов на используемое оборудование В3: Повышение стоимости конкурентных разработок В4: Растущая заинтересованность инвесторов	В1С1; С3; С5; В2С1; В3С1; В4С1;	В1Сл1; Сл2; Сл3; В4Сл3; Сл4;
Угрозы		
У1: Значительное увеличение стоимости схемы У2: Повышение цен на компоненты системы У3: Усовершенствования конкурентных технических решений У4: Снижение спроса	У1С1 У2С1; С4;	 У3Сл3; Сл4; У4Сл2; Сл3; Сл4;

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. При построении интерактивных матриц используются обозначения аналогичные самой матрицы SWOT с дополнением знаков (+,-) для подробного представления наличия возможностей и угроз проекта («+» – сильное соответствие; «-» – слабое соответствие). Результаты второго этапа SWOT анализа представлены в табл. 7.2-7.3.

Таблица 7.2 – Интерактивная матрица возможностей

Возможности	Сильные стороны проекта				
	С1	С2	С3	С4	С5
В1	+	-	+	-	+
В2	+	-	-	-	-
В3	+	-	-	-	-
В4	+	-	-	-	-
Возможности	Слабые стороны проекта				
	Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	-
В1	+	+	+	-	
В2	-	-	-	-	
В3	-	-	-	-	
В4	-	-	+	+	

Таблица 7.3 – Интерактивная матрица угроз

Угрозы	Сильные стороны проекта				
	C1	C2	C3	C4	C5
У1	+	-	-	-	-
У2	+	-	-	+	-
У3	-	-	-	-	-
У4	-	-	-	-	-
Угрозы	Слабые стороны проекта				
	Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	-
У1	-	-	-	-	
У2	-	-	-	-	
У3	-	-	+	+	
У4	-	+	+	+	

После проведения SWOT-анализа и на основании его результатов можно сказать:

- Риск снижения спроса – одна из основных угроз проекта, которая коррелирует со всеми его слабыми сторонами;
- Слабые стороны ликвидируемы за счет усовершенствования конструкции схемы;
- Для минимизации угроз необходимо обратить внимание на недостатки данной конфигурации сети электроснабжения, а именно доступность токоведущих частей, низкая энергоэффективность и ремонтпригодность;
- Кроме того, необходимо акцентировать внимание на сильные стороны проекта, такие как экономичность, надёжность и эргономика;
- Прокладка кабелей в эстакадах – одно из наиболее весомых технических решений, относящихся к возможностям проекта, т.к. оно взаимосвязано с большинством сильных сторон;
- За счёт модификации схемы, а именно использования такого способа прокладки кабелей, как прокладка в эстакадах, можно скомпенсировать такие слабости, как доступность токоведущих частей и низкая безопасность;

Из всего вышесказанного можно сделать вывод, что прокладка в эстакадах позволит получить наибольшую отдачу от данного проекта. Благодаря прогрессирующим разработкам в области электроэнергетики и электротехники, совершенствованию конструкций аппаратуры и энергоэффективности материалов негативные факторы могут быть минимизированы.

7.2 Организация работ технического проекта (ТП)

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- ¾ определение структуры работ в рамках технического проектирования;
- ¾ определение участников каждой работы;
- ¾ установление продолжительности работ;
- ¾ построение графика проведения проектирования системы электроснабжения площадки сбора нефти Андиганского месторождения.

7.2.1 Структура работ в рамках технического проектирования

Для выполнения проектирования формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и дипломник. Составлен перечень этапов и работ в рамках проведения проектирования и произведено распределение исполнителей по видам работ.

Номерам этапов соответствуют следующие виды выполняемых работ, представленные в таблице 7.4:

№ 1 – Ознакомление с производственной документацией – включает в себя изучение первичной информации об объекте, формулировку требований к проекту, составление задания и плана;

№ 2 – Подбор и изучение материалов по теме – ознакомление с предметом работы, изучение различных источников, касающихся различных сторон технического проекта;

№ 3 – Проведение расчетов электрических нагрузок предприятия – расчет электрических нагрузок методом упорядоченных диаграмм;

№ 4 – Построение картограммы нагрузок и определение ЦЭН – выбор конфигурации схемы электроснабжения, расчет суммарных электрических нагрузок;

№ 5 – Выбор трансформаторов подстанций – выбор защитной аппаратуры, подбор трансформаторов согласно картограммы нагрузок;

№ 6 – Расчет внутризаводской сети предприятия – построение схемы внутризаводского электроснабжения с расчетом и нанесением картограммы нагрузок по заводу, построение схемы внутрицехового электроснабжения.

№ 7 – Моделирование электроснабжения площадки сбора нефти – создать модель электроснабжения ремонтно-механического цеха инструментального завода с использованием профильных САПР.

№ 8 – Оценка эффективности полученных результатов – проверка соответствия выполненного проекта исходным требованиям с учетом ресурсо- и энергоэффективности;

№ 9 – Составление пояснительной записки – оформление результатов проектной деятельности;

№ 10 - Проверка выпускной квалификационной работы руководителем - в рамках учебно-практической работы, включает в себя окончательную проверку руководителем, устранение недочетов дипломником.

№ 11– Подготовка к защите ВКР – подготовка презентации, согласование с преподавателем для защиты перед аттестационной государственной комиссией.

Таблица 7.4 – Перечень этапов работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Ознакомление с производственной документацией	Научный руководитель
Выбор направления технического проектирования завода	2	Подбор и изучение материалов по теме	Дипломник
Расчеты и проектирование системы электроснабжения площадки сбора нефти	3	Проведение расчетов электрических нагрузок предприятия	Дипломник, научный руководитель
	4	Построение картограммы нагрузок и определение ЦЭН	Дипломник, научный руководитель
	5	Выбор трансформаторов подстанций	Дипломник, научный руководитель
	6	Расчет внутризаводской сети предприятия	
	7	Моделирование электроснабжения площадки сбора нефти	Дипломник
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Дипломник, Научный руководитель
Оформление отчета по техническому проектированию	9	Составление пояснительной записки	Дипломник
	10	Проверка выпускной квалификационной работы руководителем	Научный руководитель
Сдача выпускной квалификационной работы	11	Подготовка к защите ВКР	Дипломник, Научный руководитель

В результате определения структуры работ в рамках технического проекта было выявлено шесть основных этапов (разработка технического задания, выбор направления технического проектирование завода, расчеты и проектирование системы электроснабжения площадки сбора нефти, обобщение и оценка результатов, оформление отчета по техническому проектированию, сдача выпускной квалификационной работы) и 11 работ.

7.2.2. Определение трудоемкости выполнения ТП

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников проектирования.

Трудоемкость выполнения технического проекта оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула[14]:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{min i} + 2t_{max i}}{5}, \quad (1)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

7.2.3. Порядок составления этапов подготовки производства и распределение исполнителей

В таблице 7.5 представлены порядок перечень этапов, временные показатели проведения работ и распределение обязанностей между исполнителями проекта.

Таблица 7.5 – Календарная продолжительность работ, раб.дн

Название работы	Исполнители	Минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (t_{min})	Максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (t_{max})	Ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы ($t_{ож}$)
Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель	1	1	1
Подбор и изучение материалов по теме	Дипломник	3	7	5

Окончание таблицы 5

Проведение расчетов электрических нагрузок предприятия	Научный руководитель	1	1	1
	Дипломник	19	23	21
Построение картограммы нагрузок и определение ЦЭН	Научный руководитель	1	1	1
	Дипломник	17	25	20
Выбор трансформаторов подстанций	Научный руководитель	1	1	1
	Дипломник	14	21	17
Расчет внутризаводской сети предприятия	Научный руководитель	1	1	1
	Дипломник	3	6	4
Моделирование электроснабжения площадки сбора нефти	Научный руководитель	1	1	1
	Дипломник	14	18	16
Оценка эффективности полученных результатов	Научный руководитель	1	1	1
	Дипломник	6	8	7
Составление пояснительной записки	Дипломник	3	12	7
Проверка выпускной квалификационной работы руководителем	Научный руководитель	1	1	1
Сдача и защита выпускной квалификационной работы	Научный руководитель	1	3	2
	Дипломник	2	4	3

7.2.4. Разработка графика проведения технического проекта

В рамках планирования технического проекта необходимо построить ленточный график проекта.

Диаграмма Ганта – представляет собой ленточную диаграмму, которая имеет две шкалы: шкала выполняемых задач и временная шкала. В соответствии со сроком, отведенным по проекту каждой задаче, он откладывается на временной шкале [14]:

В результате построения ленточного графика проведения технического проекта в диаграмме Ганта (Рисунок 7.1), был наглядно и детально представлен перечень этапов, работ и распределение обязанностей между исполнителями проекта [14]:

Данный ленточный график достаточно удобен в построении, прост в прочтении и наглядно отражает затраченное время этапы работы.

Продолжительность выполнения технического проекта заняла 12 декад, начиная со второй декады февраля и заканчивая первой декадой июня.

Продолжительность выполнения технического проекта в календарных днях заняла 118 дней.

Общая продолжительность выполнения расчетов технического проекта составила 102 рабочих дня. Из них:

100 рабочих дней – продолжительность выполнения работ дипломника;

10 рабочих дней – продолжительность выполнения работ научного руководителя;

№	Вид работ	Исполнители	T_{pi} , раб. дн.	Продолжительность выполнения работ												
				Февр.		Март			Апрель			Май			Июнь	
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
1	Ознакомление с производственной документацией	Руководитель	1	-												
2	Подбор и изучение материалов по теме	Дипломник	5	-												
3	Проведение расчетов электрических нагрузок предприятия	Руководитель	1			-										
		Дипломник	21	-	-	-										
4	Построение картограммы нагрузок и определение ЦЭН	Руководитель	1					-								
		Дипломник	20			-	-	-								
5	Выбор трансформаторов подстанций	Руководитель	1						-							
		Дипломник	17					-	-	-						
6	Расчёт внутризаводской сети предприятия	Руководитель	1								-					
		Дипломник	4							-						
7	Моделирование эл. снабжения площадки сбора нефти	Руководитель	1									-				
		Дипломник	16							-	-	-				
8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель	1											-		
		Дипломник	7									-	-			
9	Составление пояснительной записки	Дипломник	7											-	-	
10	Проверка ВКР руководителем	Руководитель	1												-	
11	Подготовка к защите ВКР	Руководитель	2													-
		Дипломник	3													-

Рисунок 7.1 - Диаграмма Ганта

7.3. Расчёт затрат на осуществление технического проекта

Целью планирования себестоимости проведения технического проекта является экономически обоснованное определение величины затрат на его выполнение. Исходными данными для расчета затрат является план работ и перечень требуемой аппаратуры, оборудования, сырья и материалов.

Затраты на осуществление технического проекта рассчитываются по следующим статьям расходов с последующим суммированием:

- расходы на оплату труда;
- отчисления во внебюджетные страховые фонды;
- расходы на материалы и комплектующие изделия;
- расходы на спецоборудование;
- накладные расходы.

7.3.1. Расчет материальных затрат технического проекта

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле [14]:

$$З_m = \sum_{i=1}^m Ц_i \times N_{расхi} \quad (2)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении технического проекта;

$N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении технического проекта;

$Ц_i$ – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов.

К материальным затратам можно отнести: бумага, ручка, корректор, USB-накопитель, блокнот, линейка, мультимедиа флешка .

Материальные затраты, необходимые для данной работы, указаны в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы (Зм), руб.
Бумага	Лист	150	2,5	375
Ручка	Шт.	1	60	60
USB накопитель	Шт.	1	305	305
Линейка	Шт.	1	85	85
Мульти фора	Шт.	10	2	20
Блокнот	Шт.	1	100	100
Корректор	Шт.	1	55	55
Итого:				1000

7.3.2 Полная определены заработная плата определяем исполнителей темы

В настоящую статью включается полная заработная плата научного руководителя и студента, которая рассчитывается по формуле [14]:

$$З_{п} = З_{осн} + З_{доп} , \quad (3)$$

где: $З_{осн}$ – основная заработная плата;

$З_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок.

Основная заработная плата ($З_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле [14]:

$$З_{осн} = T_p \times З_{дн} , \quad (4)$$

где: $З_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дн.

$З_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб. Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле [14]:

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{м}}}{Д_{\text{мес}}}, \quad (5)$$

где: $З_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

$Д_{\text{мес}}$ – количество рабочих дней, раб. дн.

Таблица 7.7 - Расчет основной заработной платы

Исполнители	Оклад	Месячный основной оклад работника руб.	Средняя заработная плата работника руб.	Продолжительность работ, выполняемых работником раб. дн.	Основная заработная плата одного работника руб.
Руководитель	33664	43763	1683	10	16830
Бакалавр	12300	15990	615	100	61500
Итого					78300

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают оплату при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле [14]:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} З_{\text{осн}}, \quad (6)$$

где: $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы.

Таблица 7.8 - Расчет полной заработной платы

Исполнители	Коэффициент дополнительной заработной платы, руб.	Основная заработная плата одного работника руб.	Дополнительная заработная плата руб.	Полная заработная плата руб.
Руководитель	15%	16830	2525	19300
Бакалавр	12%	61500	7380	68900
Итого:				88200

7.3.3 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной разделе расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы[14]:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \times З_{\text{полн}} \quad (7)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

В соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30,2 %.

Отчисления во внебюджетные фонды составят:

$$З_{\text{внеб}} = 0,302 \times 88.2 = 26,6 \text{ тыс. руб}$$

7.3.4. Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: амортизация активам, расходы, связанные с рекламой и т.д. Их величина составляет 16% от общей суммы затрат на проектирование.

7.4.5. Формирование сметы затрат технического проекта

Рассчитанная величина затрат технического проекта является основой для формирования сметы затрат проекта, который при заключении договора с заказчиком защищается организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку технической продукции.

Определение сметы затрат на технический проект приведен в таблице 7.9.

Таблица 7.9 – Смета затрат технического проекта

Наименование разделы	Сумма, тыс. руб	Структура затрат, %
1. Материальные расходы	1,0	0,7
2. Затраты по полной заработной плате исполнителей ТП	88,2	64,3
3. Отчисления во внебюджетные фонды	26,6	19,0
4. Накладные расходы	24,2	16,0
5. Итого	140,0	100,0

В ходе выполнения данного параграфа была рассчитана продолжительность выполнения технического проекта, которая составляет 100 раб. дней для дипломника и 10 раб. дней для научный руководителя. Составлен календарный график выполнения работ. Смета затрат на разработку технического проекта составляет 140 тыс.руб, из которых более половины (64 %) составляют затраты на оплату труда. Все результаты проекта оказались ожидаемы и могут быть реализованы.

7.5. Определение ресурсоэффективности проекта

Определение ресурсоэффективности проекта можно оценить с помощью интегрального критерия ресурсоэффективности по формуле [14]:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i \quad (8)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

b_i – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

Оценку характеристик проекта проведем на основе критериев, соответствующих требованиями к системе электроснабжения промышленных предприятий:

1. Эргономичность: оптимальная условия труда с целью увеличения производительности и сохранения сил, времени, энергии, работоспособность и здоровья человека;
2. Ремонтопригодность: долговечности и увеличения срок эксплуатации электроустановки;
3. Безопасность: обеспечение безопасности работ, как для электротехнического персонала, так и для не электротехнического;

4. Обеспечение надлежащего качества электроэнергии: качество электроэнергии, удовлетворяющее требованиям ГОСТ 13109-97;

5. Надежность: бесперебойное снабжение электроэнергией в пределах допустимых [показателей ее качества](#) и исключение ситуаций, опасных для людей и окружающей среды;

6. Простота и удобство в эксплуатации: возможность использования персоналом более доступного, автоматизированного и адаптивного по конструкции техническим характеристикам электрооборудования на предприятии;

7. Энергоэффективность: использование меньшего количества энергии для обеспечения установленного уровня потребления энергии в зданиях либо при технологических процессах на производстве.

Критерии ресурсоэффективности и их количественные характеристики приведены в таблице 7.10.

Таблица 7.10 - Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Балльная оценка разработки
1. Эргономичность	0,13	5
2. Ремонтопригодность	0,16	5
3. Безопасность	0,14	4
4. Обеспечение надлежащего качества электроэнергии	0,18	4
5. Надежность	0,15	5
6. Простота и удобство в эксплуатации	0,09	4
7. Энергоэффективность	0,15	5
Итого:	1,00	

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности технического проекта составит:

$$I_p = 5 \times 0,13 + 5 \times 0,16 + 4 \times 0,14 + 4 \times 0,18 + 5 \times 0,15 + 4 \times 0,09 + 5 \times 0,15 = 4,6$$

Показатель ресурсоэффективности проекта имеет достаточно высокое значение (по 5-балльной шкале), что говорит об эффективности использования технического проекта. Высокие баллы надежности и помехоустойчивости позволяют судить о надежности системы.

В результате выполнения поставленных задач по данному разделу, можно сделать следующие выводы:

- в результате проведения SWOT-анализа были выявлены сильные и слабые стороны выбора технического проекта. Установлено, что технический проект имеет несколько важных преимуществ, обеспечивающих повышение производительности, безопасности и экономичности технического производства.

- при планировании технических работ был разработан график занятости для трех исполнителей, составлена ленточная диаграмма Ганта, позволяющая оптимально скоординировать работу исполнителя.

- составление сметы технического проекта позволило оценить первоначальную сумму затрат на реализацию технического проекта.

- оценка ресурсоэффективности проекта, проведенная по интегральному показателю, дала высокий результат (4,6 по 5-балльной шкале), что говорит об эффективности реализации технического проекта.

Реализация данного технического проекта, позволяет увеличить эффективность производства площадки сбора нефти путем улучшения энергоэффективности, энергосбережения при внедрении более универсального оборудования, требующего меньше затрат при эксплуатации.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Г4Б1	Шагалов Дмитрий Владимирович

Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение	ОЭЭ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/130302 Электроэнергетика и электротехника	Электроэнергетика и электротехника

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования	Электроснабжение площадки сбора нефти Андиганского месторождения
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
2. Производственная безопасность 2.1 Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды. 2.2. Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов	1. Анализ следующих вредных факторов: при электроснабжение площадки сбора нефти Андиганского месторождения - Повышенный уровень шума на рабочем месте; - Вибрация; - Недостаточная освещённость рабочей зоны; - Отклонение параметров микроклимата. 2. Анализ следующих опасных факторов: - Поражение электрическим током; - Механические травмы.
3. Экологическая безопасность:	Анализ воздействия на атмосферу: выбросы загрязняющих веществ, удаляемые из производственных помещений. Анализ воздействия на литосферу:

	образование отходов в результате деятельности к которым относятся первичная упаковка сырья, отработавшие фильтры, и т.д.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	- Анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. - Пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Г4Б1	Шагалов Дмитрий Владимирович		

8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Согласно ТК РФ, N 197 -ФЗ каждый работник имеет право на:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;
- получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов;
- отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;
- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;
- обучение безопасным методам и приемам труда за счет средств работодателя;
- личное участие или участие через своих представителей в рассмотрении вопросов, связанных с обеспечением безопасных условий труда на его рабочем месте, и в расследовании происшедшего с ним несчастного случая на производстве или профессионального заболевания;
- внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра;
- гарантии и компенсации, установленные в соответствии с настоящим Кодексом, коллективным договором, соглашением, локальным нормативным актом, трудовым договором, если он занят на работах с вредными и (или) опасными условиями труда.
- повышенные или дополнительные гарантии и компенсации за работу на работах с вредными и (или) опасными условиями труда могут устанавливаться коллективным договором, локальным нормативным актом с учетом финансово-экономического положения работодателя.

Электро-технологический персонал производственных цехов и участков, не входящих в состав энергослужбы Потребителя, осуществляющий эксплуатацию электро-технологических установок и имеющий группу по электробезопасности II и выше, в своих правах и обязанностях приравнивается к электротехническому.

К самостоятельной работе допускаются лица прошедшие медицинское освидетельствование, курсовое обучение по теоретическим знаниям и практическим навыкам в работе в объеме программы, аттестацию квалификационной комиссии и инструктаж по охране труда на рабочем месте.

Первичный инструктаж рабочий получает на рабочем месте до начала производственной деятельности. Первичный инструктаж производит мастер цеха. Повторный инструктаж рабочий получает - ежеквартально.

После первичного инструктажа в течение первых двух – пяти смен должен выполнять работу под наблюдением мастера, либо наставника, после чего оформляется допуск к самостоятельной работе, который фиксируется датой и подписью инструктирующего и инструктируемого в журнале инструктажа.

Требования безопасности во время работы согласно ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ.

Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

- одеть рабочую обувь и одежду;
- заизолировать имеющиеся повреждения кабелей, соединений, зажимов и заземления;
- работать только исправными, заизолированными инструментами;
- убрать посторонние предметы, мешающие свободному перемещению;
- не допускать присутствия посторонних лиц при электромонтажных и других работах;
- не привлекать к работе лиц, не имеющих необходимой группы допуска по электробезопасности;
- работать только в диэлектрических перчатках;
- при использовании лестницы привлекать подсобного рабочего;
- пользоваться постоянными и предупредительными плакатами: предостерегающими «Под напряжением – опасно для жизни», запрещающими «Не включать – работают люди», разрешающими «Работать здесь», напоминающими «Заземлено»;
- не допускать замасливания кабелей, попадания на них искр, воздействия высокой температуры и падения тяжёлых предметов.

На предприятии все работники проходят проверки на выполнение всех вышеуказанных требований безопасности. Также перед допуском к оборудованию каждый работник проходит соответствующие инструктажи.

8.2 Производственная безопасность

Охрана труда представляет собой систему законодательных актов, социально-экономических, организационных, технических, гигиенических и лечебно-профилактических мероприятий и средств, обеспечивающих безопасность, сохранение здоровья и работоспособности человека в процессе труда. В нашей стране государство направляет средства на проведение мероприятий по охране здоровья трудящихся и в частности на обеспечение техники безопасности и производственной санитарии. Мероприятия, связанные с созданием безопасных условий труда осуществляются в плановом порядке.

В данном разделе рассмотрены следующие вопросы охраны труда: проанализированы условия труда с точки зрения наличия возможности появления вредных факторов и их воздействие на работающих, рассмотрены мероприятия по

технике безопасности и производственной санитарии, а также мероприятия по противопожарной профилактике на рабочем месте электромонтера.

В данной работе рассмотрена база обеспечения Андиганского месторождения. В данном цехе оборудование, которое создает множество опасных и вредных факторов. Необходимо строго соблюдать технику безопасности и применять различные меры для обеспечения безопасности рабочего персонала.

8.3 Анализ опасных и вредных факторов

Опасным производственным фактором называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, или смерти. Вредный производственный фактор - производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях может привести к заболеванию, снижению работоспособности и (или) отрицательному влиянию на здоровье потомства. В зависимости от количественной характеристики (уровня, концентрации и др.) и продолжительности воздействия вредный производственный фактор может стать опасным.

При выполнении своих профессиональных обязанностей персонал цеха может столкнуться со следующими опасными производственными факторами:

1. Опасные факторы:

- механические травмы;
- поражения электрическим током.

2. Вредные факторы:

- низкая освещенность;
- шум;
- вибрации;
- отклонение параметров микроклимата.

8.4 Производственная безопасность

Производственная безопасность – это система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих воздействие на работающих опасных производственных факторов.

Электробезопасность:

Нормирование ГОСТ 12.1.038 – 82 «ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов» [14] устанавливает предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов, протекающих через тело человека при нормальном режиме работы электроустановок производственного и бытового назначения постоянного и переменного тока частотой 50 и 400 Гц, Правила устройства электроустановок [15] и Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н “Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок” (вступил в силу 4 августа 2014 года) [16].

В отношении опасности поражения электрическим током площадка сбора нефти относится к объекту с повышенной опасностью, так как в цехе расположена

трансформаторная подстанция. На площадке сбора нефти отсутствует токопроводящая пыль и влажность, но есть возможность одновременного прикосновения человека к металлоконструкциям здания, имеющего соединение с землей, технологическим аппаратам и механизмам с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования (открытым проводящим частям), с другой. (Такое оборудование как Трансформатор 10/0,4кВ, Распределительное устройство-10кВ, распределительное устройство 0,4кВ, кабельные трассы-0,4кВ.)

1. Для работы с электроустановками выше 1000 В применяются:

а) Основные защитные средства:

–изолирующие штанги, изолирующие и электроизмерительные клещи, указатели напряжения, устройства и приспособления для ремонтных работ;

–изолирующие устройства и приспособления для работ на ВЛ с непосредственным прикосновением электромонтера к токоведущим частям (изолирующие лестницы, площадки, изолирующие тяги, канаты, корзины телескопических вышек, кабины для работы у провода и др.).

б) Дополнительные защитные средства:

–диэлектрические перчатки;

–диэлектрические боты;

–диэлектрические ковры;

–индивидуальные экранирующие комплекты;

–изолирующие подставки и накладки;

–диэлектрические колпаки;

–переносные заземления;

–оградительные устройства;

–плакаты и знаки безопасности.

2. Для работы с электроустановками ниже 1000 В применяются

а) Основные защитные средства:

–изолирующие и электроизмерительные клещи;

–указатели напряжения;

–диэлектрические перчатки;

–слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками.

б) Дополнительные защитные средства:

–диэлектрические боты;

–диэлектрические ковры;

–переносные заземления;

–изолирующие подставки и накладки;

–оградительные устройства;

–плакаты и знаки безопасности.

На подстанции имеется комплект предупредительных плакатов.

На рабочем месте дежурного персонала находится полный комплект рабочих инструкций и инструкций по технике безопасности:

1. Должностная инструкция дежурного данного района обслуживания.

2. Инструкция по производству оперативных переключений на подстанции данного района.

3. Инструкция действий оперативного персонала в случае аварии.

4. Инструкция по отысканию однофазных замыканий на землю в данном районе подстанций.
5. Инструкция дежурного персонала по технике безопасности.
6. Оперативный журнал.
7. Журнал производства работ.
8. Журнал телефонограмм.
9. Журнал закороток.

На подстанции имеется список лиц административно – технического персонала утвержденный главным энергетиком предприятия, имеющих право единоличного осмотра подстанций.

Основными мерами защиты на объекте от поражения током являются

- обеспечение недоступности токоведущих частей, находящихся под напряжением от случайного прикосновения;
- электрическое разделение сети;
- устранение опасности поражения при появлении напряжения на корпусах, кожухах и других частях электрического оборудования, что достигается применением малых напряжений, использованием двойной изоляции, выравниванием потенциала, защитным заземлением, занулением, защитным отключением и д.р.;
- применение специальных защитных средств переносных приборов и приспособлений;
- организация безопасной эксплуатации электроустановок;
- применение индивидуальных средств защиты: изолирующие электрозащитные средства, ограждающие средства защиты, предназначенные для временного ограждения токоведущих частей, для временного заземления, предохранительные средства защиты, предназначенные для индивидуальной защиты от световых, тепловых и механических повреждений.

К основным техническим средствам защиты от опасности прикосновения к токоведущим частям электроустановок согласно Межотраслевым правилам по охране труда относятся:

- отключение электроустановки и электрическая изоляция токоведущих частей;
- ограждение и вывешивание запрещающих, указательных, предупреждающих и предписывающих плакатов;
- сигнализация и блокировка;
- использование малых напряжений;
- электрическое разделение сети;
- зануление, защитное заземление;
- выравнивание потенциалов;
- защитное отключение;
- средства индивидуальной защиты и защитные средства: штанги изолирующие, диэлектрические перчатки, боты, галоши, коврики, изолирующие подставки, слесарно-монтажный инструмент с изолированными рукоятками, переносные заземления, предупредительные плакаты, предохранительные пояса.

К основным организационным мероприятиям, обеспечивающим безопасность работ в электроустановках согласно Межотраслевым правилам по охране труда относятся:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;

- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончание работы.

Механические травмы:

Безопасные условия работы обеспечиваются правильной организацией работ, постоянным надзором за работающими со стороны производителя работ и соблюдением рабочими техники безопасности и регламентируются «Межотраслевыми правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок» ПОТРМ-016-2001; РД 153 -34,0-03,150-00 [16].

В рассматриваемом цехе большая доля вероятности получить механическую травму, так как используется большое количество оборудования; (Такое оборудование как Трансформатор 10/0,4кВ, Распределительное устройство-10кВ, распределительное устройство 0,4кВ, кабельные трассы-0,4кВ, распределительные щиты-0,4кВ) При необходимости принимаются меры для уменьшения вероятности травмирования персонала - предупредительные плакаты, ограждения, сигнализация и средства индивидуальной защиты.

8.5 Производственная санитария

Микроклимат:

В обеспечении условий высокопроизводственного труда персонала немаловажную роль играет микроклимат, т.е. факторы производственной среды, влияющие на физическое и эмоциональное состояние человеческого организма.

Нормы производственного микроклимата установлены системой стандартов безопасности труда ГОСТ 12.1.005 – 88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [17] и СанПиН 2.2.4.548 – 96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» [18].

Таблица 8.1 – Допустимые нормы параметров микроклимата в рабочей зоне производственного помещения

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С	Относительная влажность, φ%	Скорость движения воздуха, м/с	
		Диапазон ниже оптимальных величин t _{опт}				Если t°<t° _{опт}	Если t°>t° _{опт}
Холодный	Па	17,0 – 18,9	21,1 – 23,0	16,0 – 24,0	15 – 75	0,1	0,3
Теплый	Па	18,0 – 19,9	22,1 – 27,0	17,0 – 28,0	15 – 75	0,1	0,4

Допустимые микроклиматические условия установлены по критериям допустимого теплового и функционального состояния человека на период восьми часовой рабочей смены. Они не вызывают повреждений или нарушений состояния здоровья, но могут приводить к возникновению общих и локальных ощущений теплового дискомфорта, напряжению механизмов терморегуляции, ухудшению самочувствия и понижению работоспособности. Допустимые величины показателей микроклимата устанавливаются в случаях, когда по технологическим требованиям, техническим и экономическим обоснованным причинам не могут быть обеспечены оптимальные величины.

Таблица 8.2 – Оптимальные нормы параметров микроклимата в рабочей зоне производственного помещения

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность, φ%	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Па	19,0-21,0	18,0 – 22,0	60 – 40	0,2
Теплый	Па	20,0-22,0	19,0 – 23,0	60 – 40	0,2

Для рассматриваемого объекта установлены допустимые величины показателей микроклимата. Для холодного периода года используется кондиционирование воздуха и отопление. Устройства систем вентиляции используются круглогодично. Теплозащитные экраны применяются по необходимости, в основном в теплый период.

Производственная вентиляция:

Нормы производственной вентиляции установлены согласно СП 60.13330.2016 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха [19].

На рабочем месте предусматривается искусственная приточно-вытяжная общеобменная вентиляция с расходом воздуха на одного работающего не менее 60 м³/ч.

Воздух, поступающий в помещение в зимнее время, подогревается на входе тепловыми завесами, а охлаждается с помощью приточно-вытяжной вентиляции. Механическая вентиляция обеспечивает очистку выбрасываемого наружу воздуха, что очень важно для воздушной среды окружающей предприятие.

Виброакустические вредные факторы:

Гигиеническое нормирование вибраций регламентирует параметры производственной вибрации и правила работы с виброопасными механизмами и оборудованием, ГОСТ 12.1.012–2004 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования» [20], Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.556 – 96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий» [21].

Таблица 8.3 – Гигиенические нормы вибрации

Вид вибрации	Допустимый уровень вибростойкости, дБ, в активных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц					
	2	4	8	16	32,5	63
Технологическая	108	99	93	92	92	92

Вибрацию в рассматриваемом цехе можно наблюдать при работе большинства оборудования. Для снижения уровня вибрации производится тщательное наблюдение за узлами оборудования, и, в случае необходимости, настройка оборудования и замена изношенных частей установок.

Шум:

Шум наносит большой ущерб, вредно действует на организм человека и снижает производительность труда. Утомление рабочих из-за сильного шума увеличивает число ошибок при работе, способствует возникновению травм.

При нормировании шума используют два метода: нормирование по предельному спектру шума, нормирование уровня звука. Таким образом, шум на рабочих местах не должен превышать допустимых уровней, значения которых приведены в ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности» [22]. Поэтому для рабочих мест цеха допустимый уровень звукового давления в активной полосе со

среднегеометрической частотой 1000 Гц есть 80 дБ, а допустимый эквивалентный уровень звука 85 дБА. При данном производственном процессе уровень шумов не выходит за нормативы.

Основным источником шума на подстанции является гудение трансформатора. Шум, создаваемый трансформатором, не выходит за пределы норм. Никакие дополнительные средства защиты не предусмотрены.

Шум в рассматриваемом цехе может возникать только при использовании некоторых видов оборудования, поэтому применяются индивидуальные средства защиты от шума, а так же звукоизоляция мест пересечения ограждающих конструкций с инженерными конструкциями и укрытия в кожухи источников шума. В качестве индивидуальных средств защиты от шума используют специальные наушники, вкладыши в ушную раковину, противошумные каски, защитное действие которых основано на изоляции и поглощении звука.

Защита от электромагнитных полей:

Нормирование ЭМП промышленной частоты осуществляют по предельно допустимым уровням напряженности электрического и магнитного полей частотой 50 Гц в зависимости от времени пребывания в нем и регламентируются ГОСТ 12.1.002 – 84 "Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах" [23].

Источниками электромагнитных полей являются ВЛЭП, включающие коммутационные аппараты, устройства защиты и автоматики.

В рассматриваемом цехе некоторое технологическое оборудование способно создавать напряженность электрического поля на рабочих местах выше 5 кВ/м, при этом применяется рациональное размещение оборудования, излучающее электромагнитную энергию, а рабочие места персонала удалены от источников электромагнитных полей.

Освещение:

Искусственное освещение в производственных помещениях должно удовлетворять нормам, предусмотренным СП.52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение» [24]. Для безопасного продолжения работы, или выхода людей из помещений при внезапном отключении должно быть предусмотрено аварийное освещение. Длительное снижение напряжения у наиболее удаленной лампы не должно быть более 5%. Питание аварийного освещения должно быть надежным и от независимого источника. Для аварийного освещения должны применяться светильники, отличающиеся от светильников рабочего освещения типом или размером, или на них должны быть нанесены специальные знаки.

На объекте предусмотрено четыре системы освещения: общее, аварийное, эвакуационное и ремонтное. При этом аварийное освещение представляет около 10% от общего освещения.

Вдоль всех главных коридоров, лестничным клеткам и над пожарным краном, предусмотрены эвакуационные светильники показывающие выход. Данные светильники оборудованы аккумуляторными батареями и приборами автоматики, так что при исчезновении напряжения в сети, автоматически включаются с помощью собственного источника питания.

Ремонтное освещение предусматривается в технических помещениях, и осуществлено переносными светильниками напряжением питания 36 В. Светильники

подключаются с помощью штепсельной розетки, которая размещена в отдельном корпусе вместе с трансформатором 220/36В.

8.6 Экологическая безопасность

Влияние электрических сетей на окружающую среду определяется воздействием электрического поля, использованием земельных ресурсов, нарушением природных ландшафтов.

Для исключения влияния на окружающую среду возможных разливов трансформаторного масла при авариях с маслонаполненным оборудованием, на подстанциях предусматриваются маслоприемники, аварийные маслостоки и закрытые маслосборники, в которые также могут поступать воды из маслоприемников содержащие следы масла.

Мероприятия по охране природы регламентируются ГОСТ 17.0.001-86 (Основные положения) [28], ГОСТ 17.2.1.01-86 (Атмосфера) [29] и ГОСТ 17.11.02-86 (Гидросфера) [30].

Для работающих на промышленных предприятиях, непосредственной окружающей средой является воздух рабочей зоны.

Охрана окружающей среды на предприятии предусматривает мероприятия, предотвращающие загрязнение воздушного бассейна. С этой целью загрязненный воздух, удаляемый из производственных помещений, пропускается через специальные очистительные фильтрующие и обезвреживающие устройства, которые обеспечивают вытяжному воздуху то же качество, что и на входе.

В самом процессе производства не образуются сточные воды. Сточные воды появляются в результате мойки оборудования и текущей уборки и специальными сливами отводятся в технологическую канализационную сеть. Предварительная обработка этой воды перед выливанием в общие сети достигается отведением в бассейн для нейтрализации.

Твердые отходы, к которым относятся первичная упаковка сырья, отработавшие фильтры, и т.д. сжигаются в собственных устройствах. Остальные отходы вывозятся на объекты размещения отходов. Твердые отходы, которые представляет вторичная упаковка, можно сортировать и отправлять на переработку на картонажно-бумажные фабрики.

Так-же на нефтепромысловом участке образуются следующие отходы: Пластовая вода при добыче сырой нефти и нефтяного газа, воды сточные буровые при бурении, связанном с добычей сырой нефти, малоопасные, осадок механической очистки оборотных вод мойки нефтепромыслового оборудования, отходы упаковочных материалов из бумаги и картона, загрязненные нефтепродуктами, прочие отходы ремонта нефтепромыслового оборудования.

8.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

К чрезвычайным ситуациям относятся военные действия, аварии, катастрофы, пожары, стихийные бедствия. Стихийные бедствия – явления природы, возникающие внезапно. Они носят чрезвычайный характер и приводят к нарушению нормальной жизни, гибели людей и уничтожению материальных ценностей. К стихийным бедствиям обычно относят землетрясения, наводнения, селевые потоки, оползни, снежные заносы и др.

Большинство из перечисленных чрезвычайных ситуаций могут случиться на рассматриваемом предприятии. Для повышения устойчивости к ним предусмотрены различные меры:

1. Для обеспечения бесперебойной работы в случае ЧС предусмотрено питание от двух источников электроэнергии, удаленных на такое расстояние, чтобы исключить возможность разрушения их в военное время одним ядерным ударом, а в мирное время – стихийным бедствием или аварией, а также имеются резервные источники питания.

2. В целях снижения опасности взрыва применяют вентиляционные установки, автоматическая сигнализация, систематически контролируется температура узлов электрооборудования. На каждом этаже предприятия установлена радиоточка для оповещения людей о пожаре или другой ЧС.

3. От прямых ударов молнии установлена молниезащита. Молниеприемниками служат неизолированные стержневые молниеотводы. В качестве токоотводов используют наружные вертикальные стальные конструкции (пожарные лестницы). По каждому этажу проложены стальные пояса из полосовой стали, к которым присоединяются токоотводы, все металлические конструкции и оборудование. Каждый токоотвод такого устройства присоединен к замкнутому контуру, уложенному по периметру здания.

4. В качестве профилактики от сезонных вспышек вируса гриппа регулярно проводится вакцинация работающих.

5. Для снижения вероятности пожара предусмотрена автоматическая пожарная сигнализация. На случай возникновения пожара предусмотрены первичные средства пожаротушения.

Ликвидация последствий стихийных бедствий организуется, как правило, под руководством специально создаваемых чрезвычайных комиссий. Для непосредственного осуществления мероприятий гражданской обороны (ГО) и проведения спасательных и неотложных аварийно-восстановительных работ на всех объектах формируются службы ГО.

На сводные отряды, помимо спасения людей, возлагаются неотложные аварийно-восстановительные работы, тушение пожаров, обеззараживание участков местности, транспорта, техники.

Важным условием быстрой ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций является соблюдение общественного порядка. Персонал, находящийся на территории предприятия должен проявлять высокую дисциплину, организованность, спокойствие, не поддаваться панике. Для этого на предприятии несколько раз в году производятся теоретическая подготовка и практические тренировки.

8.7 Пожарная безопасность

Основной причиной пожаров на предприятиях является нарушение технологического режима. Это связано с большим разнообразием и сложностью технологических процессов. Основы противопожарной защиты определяются Федеральным законом от 22.07.2008 №123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" [26].

Ответственность за соблюдение необходимого противопожарного режима и своевременное выполнение противопожарных мероприятий возлагается на руководителя предприятия и начальника цеха.

На предприятии на основе типовых правил пожарной безопасности для промышленных предприятий разрабатываются объектовые и цеховые противопожарные инструкции. В этих инструкциях определены основные требования пожарной безопасности для данного цеха или участка производства.

Согласно Техническому регламенту о требованиях пожарной безопасности, помещения и здания по взрывопожарной и пожарной опасности классифицируются на категории А, Б, В, Г и Д. Рассматриваемый цех относится пожароопасной категории В (в цехе применяются горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть).

Средства пожаротушения подразделяют на первичные, стационарные и передвижные (пожарные автомобили).

В помещении цеха устанавливается пожарный инвентарь, в который входит (согласно ВППБ 01-02-95 РД 153-34.0-03.301-00 [27]) такие первичные средства пожаротушения, как (из расчета на 800 м² защищаемой площади):

- ручные углекислотные огнетушители ОУ-2 (2 шт.), ОУ-5 (1 шт.);
- порошковый огнетушитель ОП-3 (2 шт.);
- ящик с песком;
- асбест;
- ведра;
- лопаты и багор.

Кроме того, в некоторых помещениях цеха используются стационарные установки пожаротушения.

В рассматриваемом цехе возможен пожар Классов В (пожар горючих жидкостей и плавящихся твердых веществ) и Е (пожар, связанный с горением электроустановок).

Для локализации небольших загораний обслуживающий персонал до прибытия передвижных средств пожаротушения должен использовать первичные средства пожаротушения, находящиеся на пожарных щитах.

Первичные средства пожаротушения размещаются вблизи мест наиболее вероятного их применения, на виду, в безопасном при пожаре месте, с обеспечением к ним свободного доступа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью работы было осуществление электроснабжения всех электроприёмников площадки сбора нефти Андигжанского месторождения и всего предприятия в целом. Первым этапом для достижения цели было определение расчетной электрической нагрузки цеха «методом упорядоченных диаграмм», то есть методом коэффициента спроса и коэффициента максимума и определение расчетной нагрузки предприятия в целом, определяемая, по расчетным активным и реактивным нагрузкам цехов (до и выше 1000 В) с учетом расчетной нагрузки освещения цехов и территории предприятия, потерь мощности в трансформаторах цеховых подстанций и ГПП и потерь в высоковольтных линиях.

По расчетным нагрузкам цехов была построена картограмма нагрузок и определён центр электрических нагрузок предприятия. В центре электрических нагрузок, была установлена главная понизительная подстанция предприятия. На ГПП установлены два двухобмоточных трансформатора марки ТДН-10000/110. Марка трансформаторов ГПП и напряжение питающих линий было выбрано на основании технико-экономического расчета. На стороне 110кВ принята схема в виде мостика с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий. На стороне 6 кВ принята одинарная секционированная система шин, с устройством АВР, оборудование установлено в закрытом помещении. Электроснабжение предприятия осуществляется от подстанции энергосистемы по двум воздушным ЛЭП 110 кВ.

Далее было определено число и мощность цеховых трансформаторов. Номинальная мощность цеховых трансформаторов принята равной 400 кВА, 1000 кВА, и 1600 кВА. Из-за большой протяженности цеховой сети 6 кВ в каждом цехе устанавливается своя понизительная подстанция. С учетом выбранных трансформаторов был произведен расчет компенсации реактивной мощности.

Распределительная сеть выше 1000 В по территории предприятия выполнена воздушными линиями на железобетонных опорах. Питание высоковольтных двигателей производится от распределительного устройства трёхжильными кабелями марки ВББШв (кабель с медными жилами, с оболочкой из вулканизированного полиэтилена, бронированный, с наружным покровом из поливинилхлоридного шланга).

Следующим этапом было осуществление электроснабжения цеха. Электроприёмники цеха запитываются от распределительных шкафов четырехжильными кабелями с медными жилами с поливинилхлоридной изоляцией марки ВВГ, с прокладкой по лоткам. Защита электроприемников и кабельных линий осуществляется автоматическими выключателями марки ВА.

Карта селективности, построенная по результатам выбора аппаратов защиты показала, что селективность обеспечивается. А эпюра отклонения напряжения, построенная для минимального и послеаварийного режимов, показала, что во всех режимах работы у электроприёмников поддерживается напряжение в допустимых пределах и выбранные сечения пригодны для эксплуатации.

Кроме того была рассмотрена релейная защита трансформаторов ГПП и произведен расчет дифференциальной защиты. Рассчитанная защита достаточно чувствительна и может быть рекомендована к установке.

Так же была рассчитана молниезащита главной понизительной подстанции. Это позволяет снизить вероятность попадания молнии в территорию ГПП до минимума. Произведен расчет заземления молниеотводов.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» выполнен технический проект и решены следующие задачи:

- в результате проведения SWOT-анализа были выявлены сильные и слабые стороны выбора технического проекта. Установлено, что технический проект имеет несколько важных преимуществ, обеспечивающих повышение производительности, безопасности экономичности технического производства.

- при планировании технических работ был разработан график занятости для двух исполнителей, составлена ленточная диаграмма Ганта, позволяющая оптимально скоординировать работу исполнителя.

- составление сметы технического проекта позволило оценить первоначальную сумму затрат на реализацию технического проекта.

- оценка ресурсоэффективности проекта, проведенная по интегральному показателю, дала высокий результат (4,6 по 5-балльной шкале), что говорит об эффективности реализации технического проекта.

В разделе «Социальная ответственность» произведен анализ опасных и вредных факторов на предприятии, техника безопасности, производственная санитария и пожарная безопасность. Так же был произведен расчет искусственного освещения цеха.

По проводимым в процессе расчётов проверкам, по карте селективности и по эпюрам отклонения напряжения можно сделать вывод, что данная модель электроснабжения цеха и всего предприятия в целом надёжна и пригодна к эксплуатации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения объектов и установок: Учеб. пособие – Томск: Изд-во ТПУ 2006.
2. Мельников М.А. Внутрицеховое электроснабжение: Учеб. пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2002.
3. Гаврилин А.И., Обухов С.Г., Озга А.И., Электроснабжение промышленных предприятий. Методические указания к выполнению выпускной работы бакалавра, Томск, ТПУ, 2001.
4. Барченко Т.Н., Закиров Р.И., Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие к курсовому проекту, Томск, ТПИ, 1988.
5. Климова Г.Н. Специальные вопросы электроснабжения промышленных предприятий: учебное пособие/ Г.Н. Климова, А.В. Кабышев – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009.
6. Справочник по проектированию электроэнергетических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005.
7. Крючков И.П. и др. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учеб. пособ. 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1978.
8. Коновалова Л.Л., Рожкова Л.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: Учеб. пособ. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
9. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: Учеб. пособ. – ФОРУМ:ИНФРА-М, 2006.
10. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения: учебное пособие /А.В. Кабышев. - Томск: Изд-во ТПУ, 2006
11. Мельников М.А. Релейная защита и автоматика элементов систем электроснабжения промышленных предприятий: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. - 178 с.
12. Копьев В.Н. Релейная защита основного электрооборудования электростанций и подстанций. Вопросы проектирования: Учебное пособие. 2-е изд., испр. и доп.– Томск: Изд. ЭЛТИ ТПУ, 2005. - 107 с.
13. Борисова Л.М., Гершанович Е.А. Экономика энергетики: учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2006.
14. Коршунова Л. А., Кузьмина Н. Г. Техничко-экономическое обоснование инновационного проекта. Методические указания по выполнению экономического раздела ВКР для студентов энергетических специальностей всех форм обучения. – Томск: Изд-во ТПУ, 2012.
15. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: (Вторая редакция) / М-возкон. РФ, М-во фин. РФ, ГК по стр-ву, архит. и жил. политике; рук. авт. кол.: Коссов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г. - М.: ОАО "НПО "Изд-во "Экономика", 2000.
16. ГОСТ 12.1.038-82 (2001) ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
17. Правила устройства электроустановок / Минэнерго СССР. – 7-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985.

18. Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н “Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок”
19. ГОСТ 12.1.005-88 (2001) ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
20. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
21. СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование.
22. ГОСТ 12.1.012 – 90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
23. Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.556 – 96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий.
24. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
25. ГОСТ 12.1.002-84 (1999) ССБТ. Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах.
26. СП.52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
27. Безопасность жизнедеятельности. Расчёт искусственного освещения. Методические указания к выполнению индивидуальных заданий для студентов дневного и заочного обучения всех специальностей. – Томск: Изд. ТПУ, 2001.
28. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности
29. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. РД 153-34.0-03.301-00. ВППБ 01-02-95.
30. ГОСТ 17.0.001-86 Охране окружающей среды. Основные положения.
31. ГОСТ 17.2.1.01-86 Атмосфера.
32. ГОСТ 17.11.02-86 Гидросфера.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

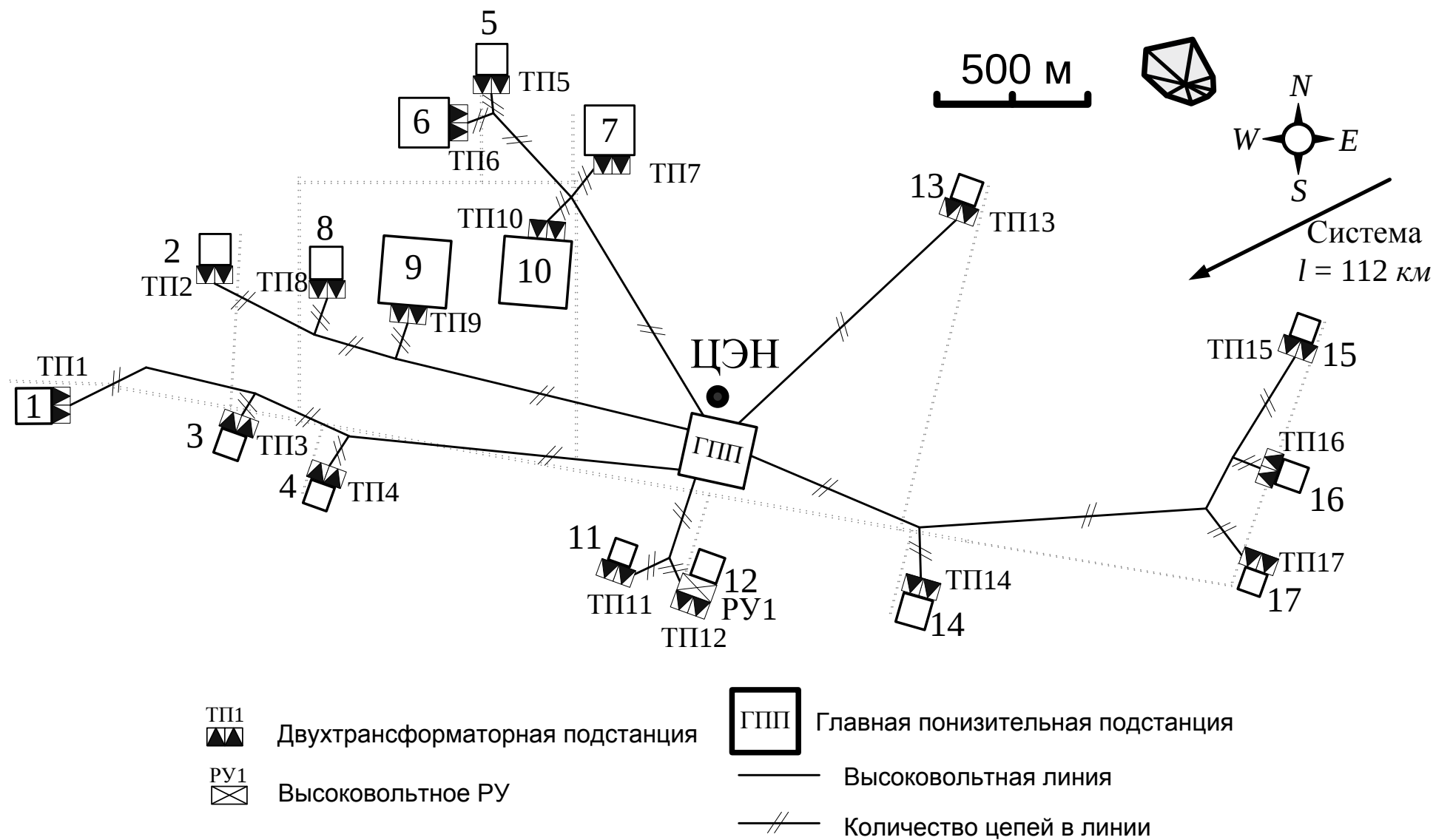


Рисунок 1 – Генплан предприятия. Распределение электроэнергии

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

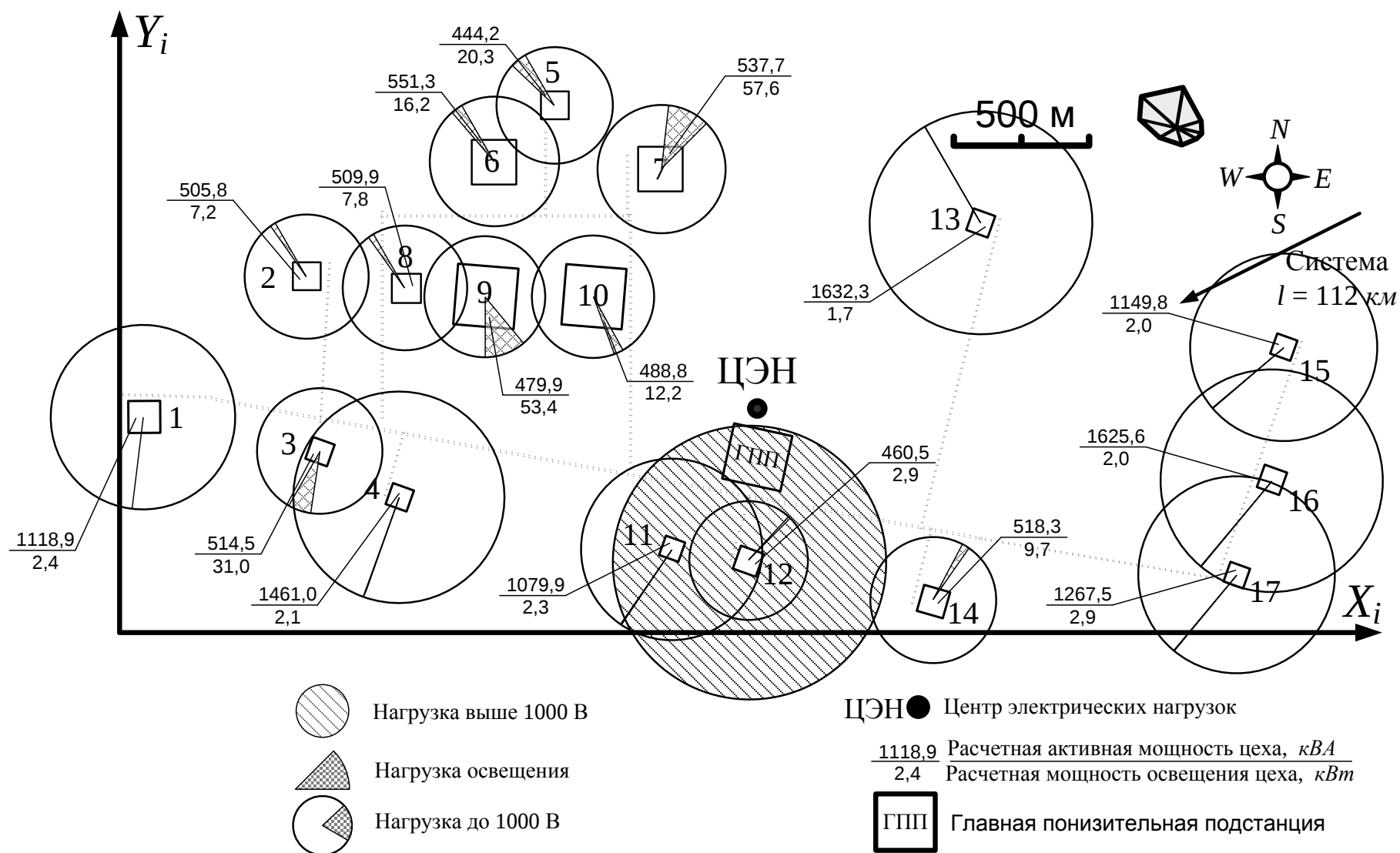


Рисунок 2 – Картограмма нагрузок

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

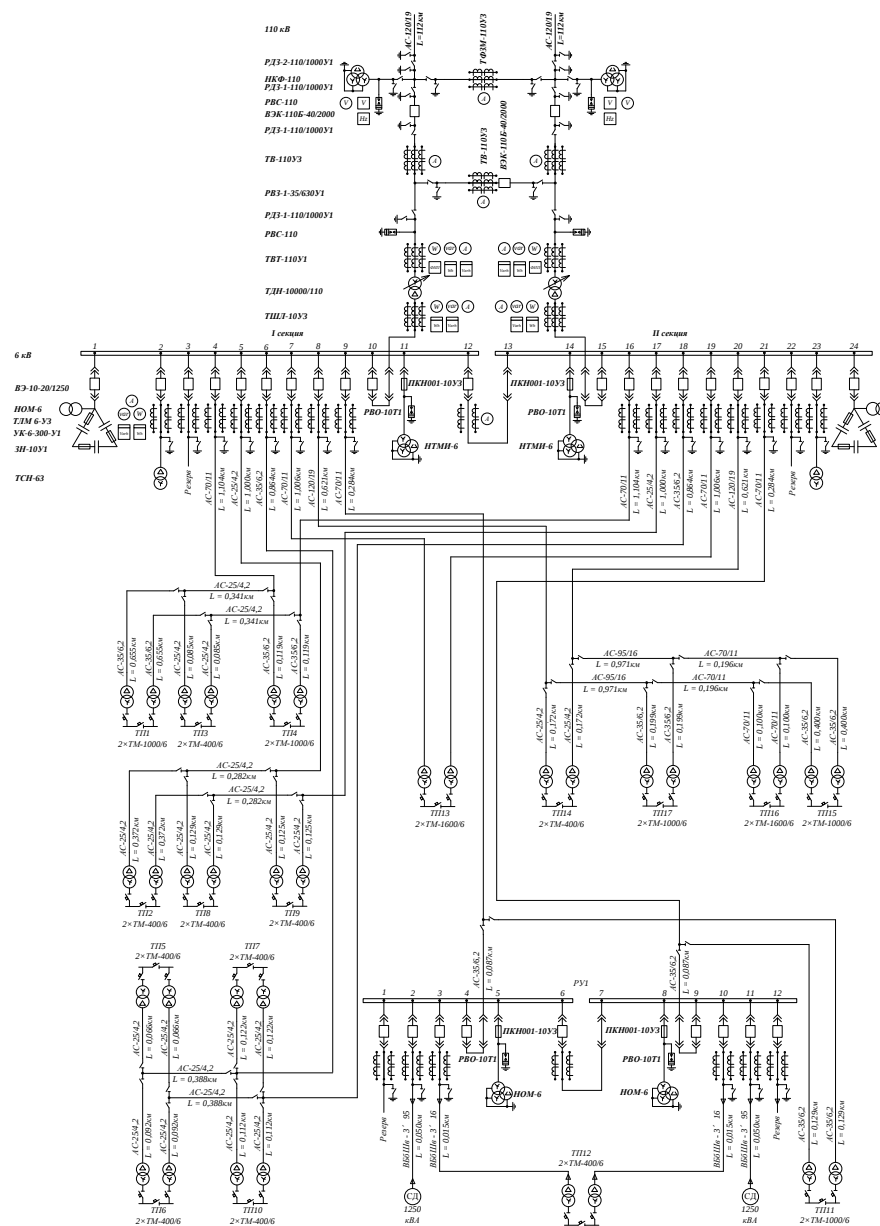


Рисунок 3 – Схема электрическая принципиальная

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

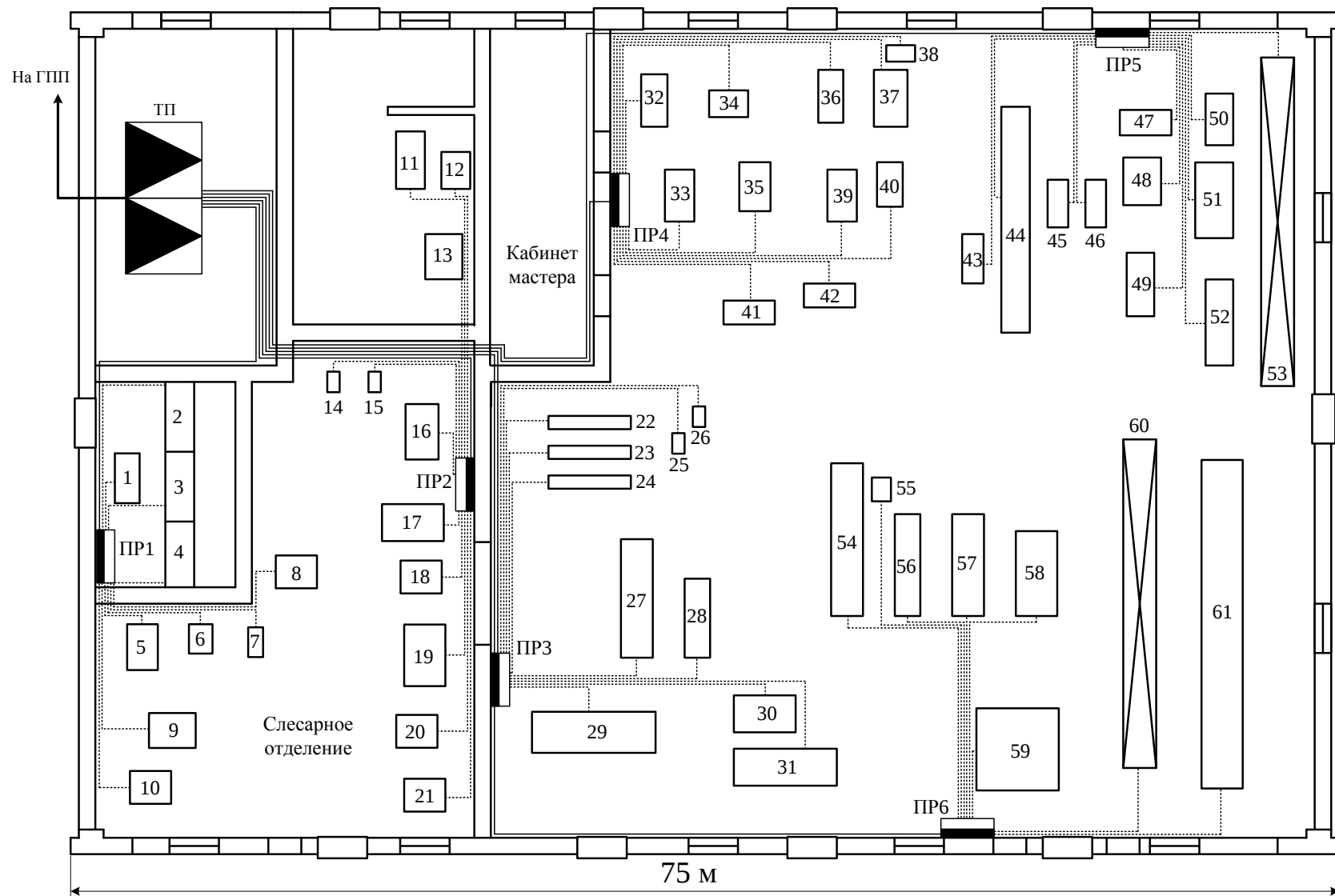


Рисунок 4 – Схема силовой сети площадки сбора нефти

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

ТП9

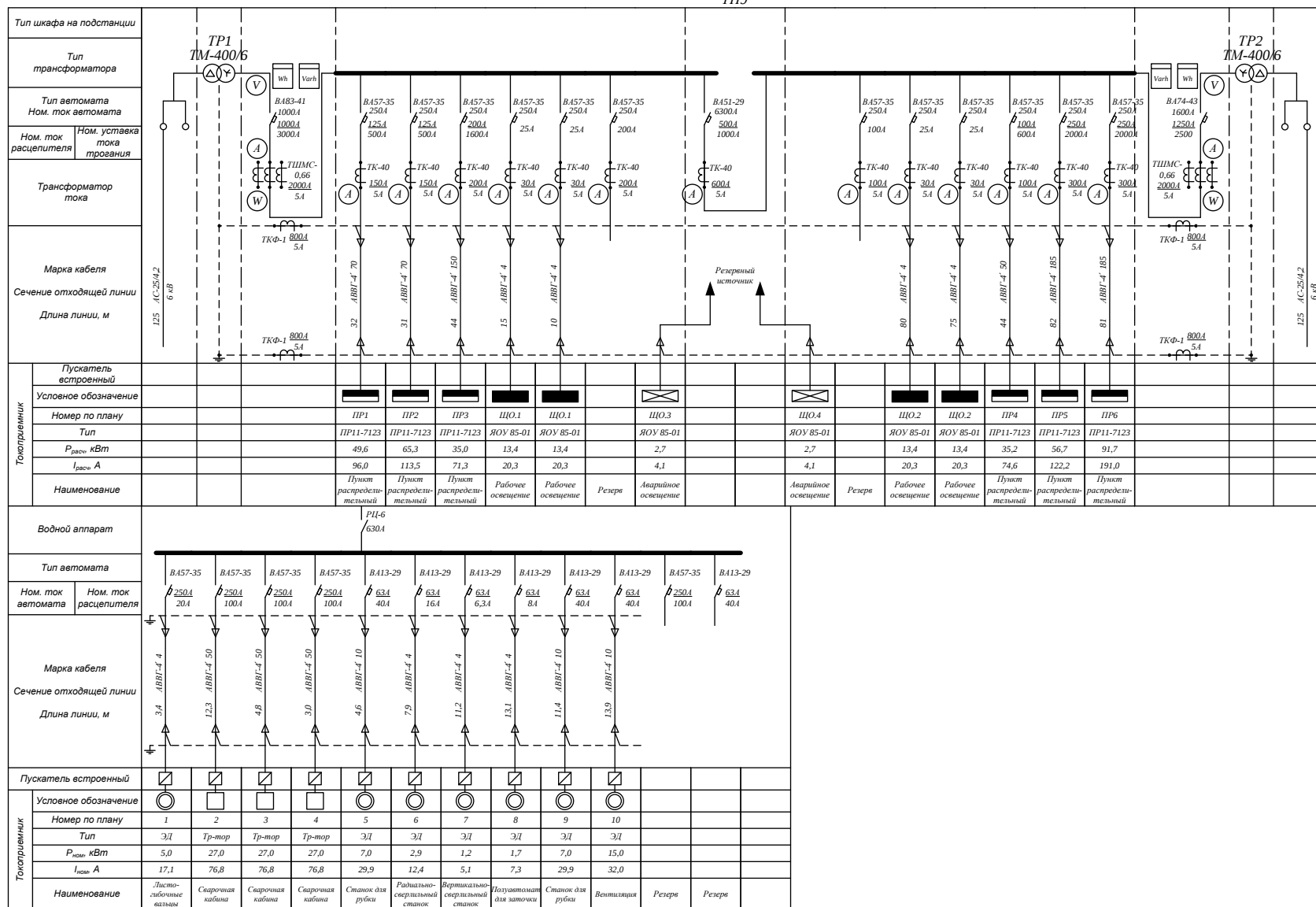
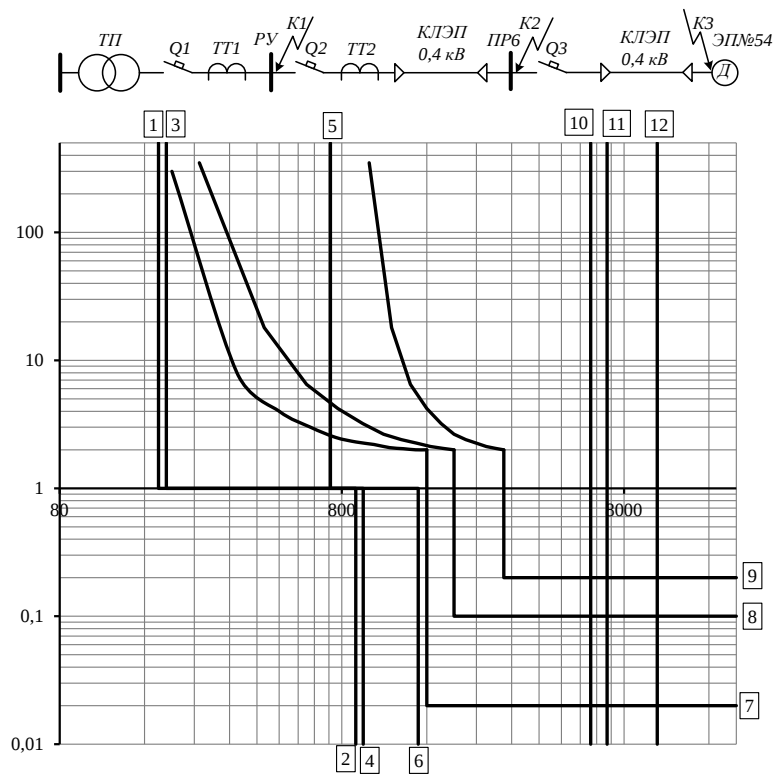


Рисунок 5 – Электроснабжение площадки сбора нефти

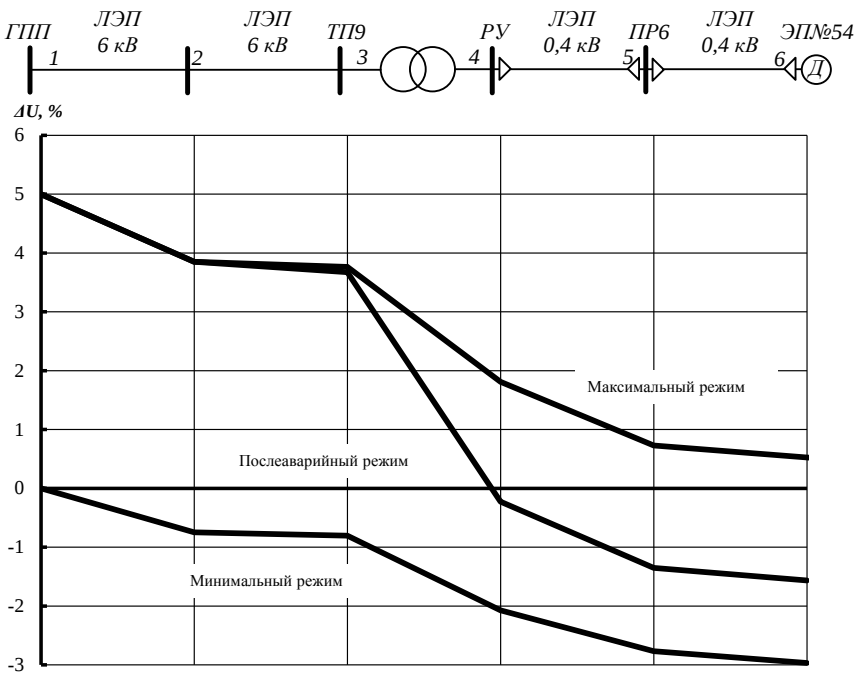
ПРИЛОЖЕНИЕ 6

Карта селективности действия защитных аппаратов



Узел нагрузки	ТП9	ПР6	Станок №54
Расчетный ток $I_{\text{рас}}$, А	729,2 (5)	191,0 (3)	—
Пиковый ток $I_{\text{пик}}$, А	1491,2 (6)	953,1 (4)	—
Номинальный ток $I_{\text{ном}}$, А	—	—	179,2 (1)
Пусковой ток $I_{\text{пуск}}$, А	—	—	896,2 (2)
Ток КЗ $I_{\text{кз}}$, А	10497,3 (12)	6966,4 (11)	6091,4 (10)
Тип аппарата	ВА83 – 41 (9)	ВА57 – 35 (8)	ВА57 – 35 (7)
Условия срабатывания по току			
– при перегрузке $I_{\text{ном, расч}}$, А	1000	250	200,0
– при КЗ $I_{\text{кз}}$, А	3000,0	2000,0	1600,0
Условия срабатывания по времени, с	0,2	0,1	0,02

Эпюра отклонений напряжения



Эпюра отклонения напряжения. Карта селективности