

Инженерная школа энергетики
 Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
 Отделение электроэнергетики и электротехники

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Проектирование системы электроснабжения домостроительной компании с детальной проработкой арматурного цеха УДК 658.26

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А6Д	Наливайко Виктор Владимирович		30.05.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОЭЭ ИШЭ	Тарасов Е.В.	к.т.н., доцент		30.05.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Киселева Е.С.	к.э.н.		30.05.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Мезенцева И.Л.			30.05.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОЭЭ ИШЭ	Шестакова В.В.	к.т.н., доцент		30.05.2020

Планируемые результаты обучения по ООП «Электроэнергетика»

Код	Результат обучения	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Общие по направлению подготовки (специальности)		
P1	Использовать знания в области менеджмента для управления комплексной инженерной деятельностью в области <i>электроэнергетики</i>	Требования ФГОС ВО, СУОС (ПК-20, ПК-19, ПК-21), <i>CDIOSyllabus</i> (4.3, 4.7, 4.8), Критерий 5 АИОР (п. 2.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P2	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</i>	Требования ФГОС ВО, СУОС (УК-4 *(ОК-5), ОПК-1, ПК-2), <i>CDIOSyllabus</i> (3.2, 4.7), Критерий 5 АИОР (п. 2.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P3	Эффективно работать индивидуально и в качестве члена или лидера команды, в том числе междисциплинарной, в области <i>электроэнергетики</i>	Требования ФГОС ВО, СУОС (УК-4 *(ОК-5), УК-5 *(ОК-6)), <i>CDIOSyllabus</i> (3.1), Критерий 5 АИОР (п. 2.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P4	Проявлять личную ответственность и приверженность нормам профессиональной этики и нормам ведения комплексной инженерной деятельности.	Требования ФГОС ВО, СУОС (УК-5 *(ОК-6), УК-7 *(ОК-8)), <i>CDIOSyllabus</i> (2.5), Критерий 5 АИОР (п. 2.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P5	Осуществлять комплексную инженерную деятельность в области <i>электроэнергетики</i> с учетом правовых и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности.	Требования ФГОС ВО, СУОС (УК-5*(ОК-6), УК-7 *(ОК-8), УК-8 *(ОК-9), ПК-3, ПК-4, ПК-10), <i>CDIOSyllabus</i> (4.1), Критерий 5 АИОР (п. 2.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P6	Быть заинтересованным в непрерывном обучении и совершенствовании своих знаний и качеств в области <i>электроэнергетики</i>	Требования ФГОС ВО, СУОС (УК-6 *(ОК-7), УК-7 *(ОК-8)), <i>CDIOSyllabus</i> (2.6), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
По профилям подготовки		
P7	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>	Требования ФГОС ВО, СУОС (УК-1 *(ОК-1, ОК-2), УК-2 *(ОК-3, ОК-4), УК-3 *(ОК-5), УК-4 *(ОК-5), ОПК-1, ОПК-2), <i>CDIOSyllabus</i> (1.1), Критерий 5 АИОР (п. 1.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> <i>Профессиональные стандарты: 20.003, 20.012, 20.016, 20.030, 20.031, 20.032, 24.014, 25.001, 25.027, 25.038, 25.040, 25.043, 32.001, 32.003, 40.011, 40.037, 40.139, 40.160, 40.179, 40.180</i>
P8	Уметь формулировать задачи в области <i>электроэнергетики</i> , анализировать и решать их с использованием всех требуемых и доступных ресурсов.	Требования ФГОС ВО, СУОС (УК-2 *(ОК-3, ОК-4), ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3), <i>CDIOSyllabus</i> (2.1), Критерий 5 АИОР (п. 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

		<i>Профессиональные стандарты: 20.003, 20.012, 20.016, 20.030, 20.031, 20.032, 24.014, 25.001, 25.027, 25.038, 25.040, 25.043, 32.001, 32.003, 40.011, 40.037, 40.139, 40.160, 40.179, 40.180</i>
P9	Уметь проектировать электроэнергетические системы и их компоненты.	Требования ФГОС ВО, СУОС (УК-2*(ОК-3, ОК-4), ПК-3, ПК-4, ПК-9), <i>CDIOSyllabus</i> (4.4), Критерий 5 АИОР (п. 1.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> <i>Профессиональные стандарты: 20.003, 20.012, 20.016, 20.030, 20.031, 20.032, 24.014, 25.001, 25.027, 25.038, 25.040, 25.043, 32.001, 32.003, 40.011, 40.037, 40.139, 40.160, 40.179, 40.180</i>
P10	Уметь планировать и проводить необходимые экспериментальные исследования, связанные с определением параметров, характеристик и состояния электрооборудования, объектов и систем электроэнергетики, интерпретировать данные и делать выводы.	Требования ФГОС ВО, СУОС (ОПК-2, ОПК-3, ПК-1, ПК-2, ПК-5, ПК-12, ПК-14, ПК-15), <i>CDIOSyllabus</i> (2.2), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> <i>Профессиональные стандарты: 20.003, 20.012, 20.016, 20.030, 20.031, 20.032, 24.014, 25.001, 25.027, 25.038, 25.040, 25.043, 32.001, 32.003, 40.011, 40.037, 40.139, 40.160, 40.179, 40.180</i>
P11	Применять современные методы и инструменты практической инженерной деятельности при решении задач в области электроэнергетики.	Требования ФГОС ВО, СУОС (ОПК-2, ОПК-3, ПК-11, ПК-13, ПК-18), <i>CDIOSyllabus</i> (4.5), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> <i>Профессиональные стандарты: 20.003, 20.012, 20.016, 20.030, 20.031, 20.032, 24.014, 25.001, 25.027, 25.038, 25.040, 25.043, 32.001, 32.003, 40.011, 40.037, 40.139, 40.160, 40.179, 40.180</i>
P12	Иметь практические знания принципов и технологий электроэнергетической отрасли, связанных с особенностью проблем, объектов и видов профессиональной деятельности профиля подготовки на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателях.	Требования ФГОС ВО, СУОС (ОПК-4, ОПК-5, ПК-4, ПК-5, ПК-6, ПК-7, ПК-8 ПК-9, ПК-16, ПК-17), <i>CDIOSyllabus</i> (4.6), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> <i>Профессиональные стандарты: 20.003, 20.012, 20.016, 20.030, 20.031, 20.032, 24.014, 25.001, 25.027, 25.038, 25.040, 25.043, 32.001, 32.003, 40.011, 40.037, 40.139, 40.160, 40.179, 40.180</i>

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 (специальность) 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
 Отделение электроэнергетики и электротехники

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

_____ Шестакова В.В.
 (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
5А6Д	Наливайко Виктору Владимировичу

Тема работы:

Проектирование системы электроснабжения домостроительной компании с детальной проработкой арматурного цеха	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 58-26/с от 27.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30.05.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом исследования является цех по ремонту оборудования шпалопропиточного завода. В качестве исходных данных представлены:</p> <ul style="list-style-type: none"> - генеральный план завода; - план цеха по ремонту оборудования; - сведения об электрических нагрузках завода; - сведения об электрических нагрузках цеха по ремонту оборудования.
---	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Введение; Описание предприятия; Картограмма и определение центра электрических нагрузок; Схема внешнего и внутривыпускного электроснабжения; Внутризаводская распределительная сеть 10 кВ; Расчет токов короткого замыкания в сетях выше 1000 В; Электроснабжение цеха по ремонту оборудования; Расчет электрической сети по потере напряжения; Расчет токов короткого замыкания в сетях ниже 1000 В; Построение карты селективности действия защитных аппаратов; Социальная ответственность; Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; Заключение.</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Схема внутризаводской распределительной сети Однолинейная схема электроснабжения предприятия Однолинейная схема электроснабжения цеха Карта селективности, Эпюры отклонений напряжения</p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Киселева Е.С.
Социальная ответственность	Мезенцева И.Л.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	03.02.2020
--	------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Тарасов Е.В.	к.т.н., доцент		03.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А6Д	Наливайко Виктор Владимирович		03.02.2020

Министерство образования и науки Российской Федерации
 федеральное государственное автономное образовательное
 учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа энергетики

Отделение электроэнергетики и электротехники

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Профиль Электроснабжение

Уровень образования Бакалавриат

Период выполнения (осенний/весенний семестр 2019/2020 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
 выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30.05.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
05.02.2020	<i>Выбор схемы электроснабжения цеха. Расчет нагрузок цеха.</i>	10
20.02.2020	<i>Определение расчетных электрических нагрузок по цехам и по заводу в целом. Построение картограммы и определение условного центра электрических нагрузок, зоны рассеяния условного центра электрических нагрузок.</i>	15
07.03.2020	<i>Выбор количества, мощности и расположения цеховых трансформаторных подстанций с учетом компенсации реактивной мощности.</i>	15
26.03.2020	<i>Выбор и проверка внутрив заводских линий. Расчет потерь в КТП и внутрив заводских линиях. Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП. Выбор и проверка питающих линий ГПП.</i>	10
28.03.2020	<i>Расчет токов КЗ выше 1 кВ. Проверка внутрив заводских линий по токам КЗ.</i>	5
04.04.2020	<i>Выбор и проверка высоковольтного оборудования</i>	10
11.04.2020	<i>Выбор распределительных пунктов в сети ниже 1000В. Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000 В. Выбор аппаратов защиты и построение карты селективности действия защитных аппаратов. Построение эюр отклонения напряжения от ГПП до наиболее мощного и удаленного ЭП.</i>	10
15.05.2020	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	15
18.05.2020	<i>Социальная ответственность</i>	10
	<i>Итого</i>	100

СОСТАВИЛ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОЭЭ	Тарасов Е.В.	к.т.н., доцент		03.02.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
13.03.02 Электроэнергетика и электротехника	Шестакова В.В.	к.т.н., доцент		03.02.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
5А6Д	Наливайко Виктору Владимировичу

Школа	ИШЭ	Отделение школы (НОЦ)	ОЭЭ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томска. Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	30% премии; 20% надбавки; 16% накладные расходы; 30% районные коэффициент
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды – 30,2 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценка осуществляется на основе анализа потенциальных потребителей результатов исследования, конкурентных технических решений, а также QUAD и SWOT анализ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Основой для формирования бюджета являются основная заработная плата исполнителей, страховые отчисления и накладные расходы
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. Диаграмма Ганта.
4. Бюджет затрат НИИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	13.04.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Киселева Е.С.	К.Э.Н.		13.04.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А6Д	Наливайко Виктор Владимирович		13.04.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5А6Д	Наливайко Виктору Владимировичу

Школа	ИШЭ	Отделение	ОКД
Уровень образования	Бакалавр	Направление	13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Система электроснабжения домостроительной компании – для обеспечения потребителей электрической энергией
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.</p> <p>СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.</p> <p>ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума.</p> <p>СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.</p> <p>ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.</p> <p>ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.</p> <p>ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>1.Отклонение показателей микроклимата;</p> <p>2.Превышение уровня шума</p> <p>3.Недостаточная освещенность рабочей зоны</p> <p>4.Загрязнение воздушной среды рабочей зоны</p>

3. Экологическая безопасность:	Обращение с отходами, утилизация
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	ЧС техногенного характера: пожары, взрывы, угрозы взрывов на технологическом оборудовании; внезапное разрушение зданий и сооружений Наиболее типичная ЧС - пожар.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	13.04.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Мезенцева И.Л.			13.04.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А6Д	Наливайко Виктор Владимирович		13.04.2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	12
ВВЕДЕНИЕ	13
1. ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ДОМОСТРОИТЕЛЬНОЙ КОМПАНИИ	14
2. РАСЧЕТЫ И АНАЛИТИКА.....	16
2.1 Определение расчетной нагрузки арматурного цеха	16
2.2 Определение расчетной нагрузки предприятия в целом	23
2.3 Выбор числа и мощности трансформаторов цеховых подстанций	26
2.4 Картограмма и определение центра электрических нагрузок.....	28
2.5 Выбор сечений кабельных линий 10 кВ	29
2.6 Расчет компенсации реактивной мощности суммарно по предприятию	37
2.6.1 Компенсация реактивной мощности на шинах 0,4 кВ цеховых трансформаторных подстанций и уточнение их нагрузки	37
2.6.2 Определение мощности батарей конденсаторов в сетях напряжением выше 1000 В	39
2.7 Выбор трансформаторов ГПП	41
2.8 Выбор сечения линии, питающей ГПП.....	43
2.9 Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1 кВ.....	47
2.10 Разработка линий электроснабжения до 1000 В.....	54
3 ВНЕШНЕЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЙ.....	57
3.1 Разработка схемы внешнего электроснабжения.....	57
3.2 Выбор силового оборудования	59
3.2.1 Выбор выключателей и разъединителей.....	59
3.2.2 Выбор контрольно-измерительных приборов на подстанции	62

3.2.3 Выбор трансформаторов собственных нужд (ТСН).....	68
3.2.4 Выбор предохранителей	69
3.2.4 Выбор разъединителей.....	70
3.2.5 Выбор ограничителей перенапряжения	72
3.3 Разработка схемы закрытого распределительного устройства.....	72
4 Электроснабжение промышленных потребителей арматурного цеха	74
4.1 Распределение электроприёмников цеха по пунктам питания	74
4.2 Расчет электрических нагрузок производственного помещения	77
4.3 Выбор сечений проводников и защитной аппаратуры напряжением до 1 кВ	79
4.4 Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000 В	90
4.5 Расчет электрической сети по потере напряжения.....	95
4.6 Построение карты селективности действия аппаратов защиты	104
5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	107
6.СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	126
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	107
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	140
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	143
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	144
ПРИЛОЖЕНИЕ В.....	145
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	146
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.....	147

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В разделе приведены все сокращения и графические обозначения, используемые при выполнении курсового проекта.

Сокращения

ГПП – главная понизительная подстанции 220-35/10 кВ;

ТП – трансформаторная подстанция 6-10 кВ;

РП – распределительный пункт 6-10 кВ;

ВРУ – вводное распределительное устройство 0,4 кВ;

РУвн – распределительное устройство высокого напряжения, свыше 1000 В;



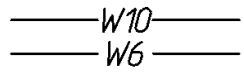
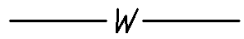
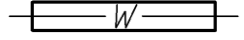
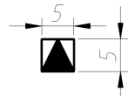
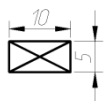
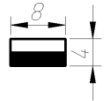




РУнн – распределительное устройство низкого напряжения, ниже 1000 В;

ЦН – центр электрических нагрузок;

ВЛ – воздушная линия электропередач;

КЛ – кабельная линия электропередач.

Графические обозначения

	– Воздушная линия электропередач 6-10 кВ
	– Воздушная линия электропередач 0,4 кВ
	– Кабельная линия 6-10 кВ
	– Кабельная линия 0,4 кВ
	– Кабельная линия в термостойкой защитной трубе
	– Трансформаторная подстанция 6-10/0,4 кВ
	– Распределительное устройство 6-10 кВ
	– Распределительное устройство 0,4 кВ
	– Опора воздушной линии проходная
	– Опора воздушной линии анкерная концевая
	– Опора воздушной линии анкерная поворотная
	– Анкерное крепление провода на опоре воздушной линии

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 промышленного предприятия 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;
- гибкость при дальнейшем развитии без существенного переустройства существующей схемы;
- максимальное приближение источников высокого напряжения к центрам электрических нагрузок потребителей;
- минимизация потерь электроэнергии

Целью курсового проекта является проектирование системы электроснабжения домостроительной компании, используя при проектировании данные предприятия (генплан, план цеха, сведения об электрических нагрузках), детально проработать систему электроснабжения приемников в здании арматурного цеха, сделать выводы.

1. ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ДОМОСТРОИТЕЛЬНОЙ КОМПАНИИ

Исходные данные на проектирование

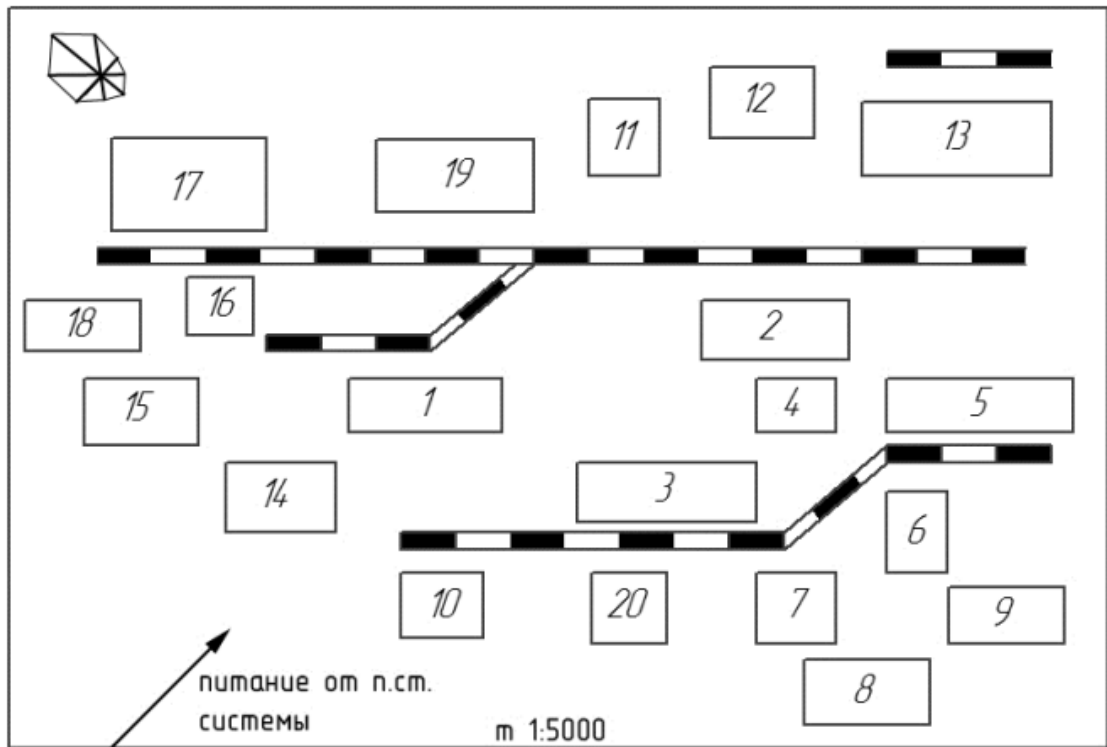


Рисунок 1 – Генеральный план завода

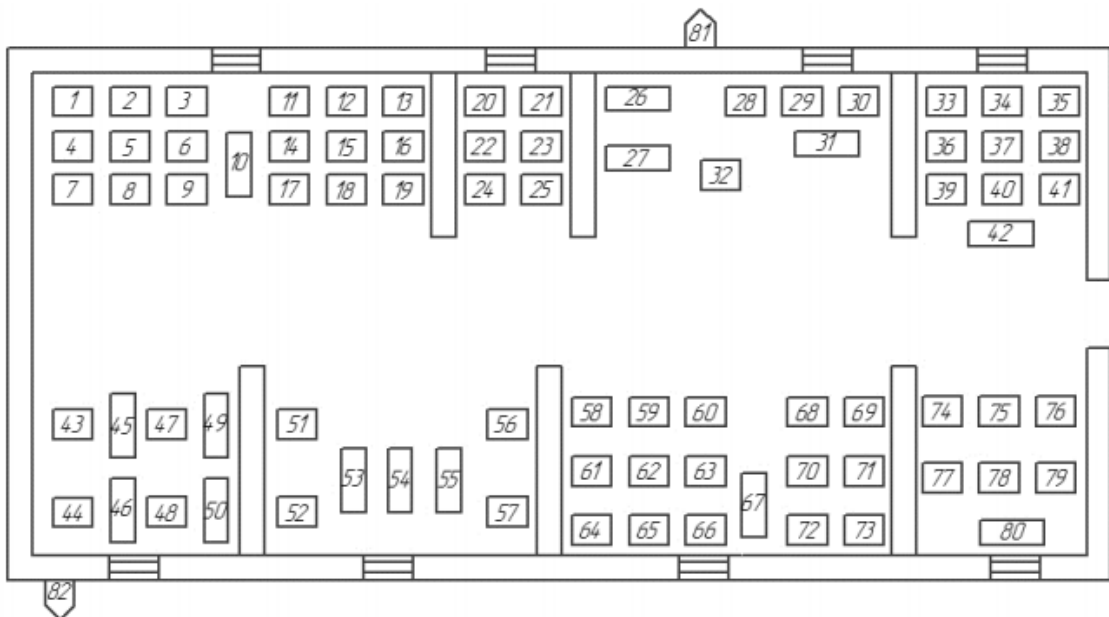


Рисунок 2 - План арматурного цеха

Таблица 1.1 – Ведомость электрических нагрузок цеха

Номер на плане	Наименование электроприемника	Число и установленная мощность ЭП, кВт
1-9, 11-19	Станок для гибки петель	18 × 40 кВт
10, 67	Универсально-фрезерный станок	2 × 6 кВт
20-25	Токарно-винторезный станок	6 × 20 кВт
26, 27	Станок для высадки головок	2 × 7 кВт
28-30	Намоточный станок	3 × 20 кВт
31	Станок гнутья сеток	1 × 10 кВт
32	Станок МТМК	1 × 160 кВт
33-41	Настольно-сверлильный станок	9 × 3 кВт
42, 80	Станок МТМС	2 × 140 кВт
43, 44, 47, 48	Преобразователь сварочный	4 × 30 кВт
45, 46, 49, 50	Трансформатор сварочный, ПВ=40%	4 × 24 кВт
51, 52, 56, 57	Станок обрезной с дисковой пилой	4 × 2,8 кВт
53-55	Пресс гидравлический	3 × 28 кВт
58-66, 68-73	Вертикально-сверлильный станок	15 × 5 кВт
74-79	Долбежный станок	6 × 14 кВт
81, 82	Вентилятор	2 × 6 кВт

Таблица 1.2 – Ведомость электрических нагрузок завода

№ на плане	Наименование цеха	Установленная мощность, кВт
1	Администрация завода	240
2	Арматурный цех	—
3	Площадка для открытых работ	590
4	Закрытое помещение для сварщиков	520
5	Полигон №1	600
6	Опалубочный цех	200
7	Кузница	700
8	Асфальтобетонный цех	1660
9	Битумный склад	250
10	Котельная	600
11	Электроцех	120
12	Полигон №2	112
13	Полигон №3	470
14	Компрессорная: 10 кВ (2×СД) 0,38 кВ	800 250
15	Дробильный цех №1	760
16	Контора дробильного цеха	340
17	Дробильный цех №2	900
18	Известняковый цех	490
19	Цех перегородок	600
20	Контора реализации	112
Длина питающей линии, км		6

2. РАСЧЕТЫ И АНАЛИТИКА

2.1 Определение расчетной нагрузки арматурного цеха

Расчёт ведём с помощью метода коэффициента расчётной активной мощности по форме Ф636-92 и производится для каждого узла питания, а также по цеху, корпусу в целом.

Исходные данные для расчета (графы 1 – 6). Графы 1– 4 заполняются на основании полученного задания на проектирование (графы 5 – 6) – согласно справочным данным [9, табл. 24-3].

Расчёт рассмотрим на примере группы А. В таблицу заносим исходные данные.

Станки для гибки петель: количество ЭП $n = 18$ шт., мощность одного ЭП $p_n = 40$ кВт, общая мощность $P_n = n \cdot p_n = 18 \cdot 40 = 720$ кВт.

Универсально-фрезерный станок: количество ЭП $n = 1$ шт., мощность одного ЭП $p_n = 6,0$ кВт, общая мощность $P_n = n \cdot p_n = 1 \cdot 6,0 = 6,0$ кВт.

Справочные данные станков: коэффициент использования $K_u = 0,14$, коэффициент реактивной мощности $tg(\varphi) = 0,50$, $\cos(\varphi) = 1,73$.

Далее заносим остальные ЭП группы.

Итого: $\sum n = 18 + 1 + 6 + \dots + 4 + 1 + 2 = 80$ шт.,

$\sum P_n = 720 + 6 + 120 + \dots + 120 + 160 + 180 = 1873,2$ кВт.

Для каждой характерной группы ЭП в графах 7 и 8 соответственно записываются построчно величины $K_u P_n$ и $K_u P_n \cdot tg(\varphi)$. В итоговой строке определяются суммы этих величин.

Универсально-фрезерный станок:

$$K_u P_n = 0,14 \cdot 6,0 = 0,84, \quad K_u P_n \cdot tg(\varphi) = 0,84 \cdot 1,73 = 1,45.$$

Итого по группе А: $\sum K_u P_n = 100,8 + 0,84 + 16,80 + \dots + 36 + 22,4 + 39,2 = 324,25$
и $\sum K_u P_n \cdot tg(\varphi) = 174,38 + 1,45 + 29,06 + \dots + 62,38 + 38,75 + 67,82 = 541,03$.

Средневзвешенный (групповой) коэффициент использования для данного узла питания определяется по формуле:

$$K_{u.зр} = \frac{\sum K_u P_n}{\sum P_n} = \frac{324,25}{1900,88} = 0,17.$$

Значение $K_{u.зр}$ заносится в графу 5 итоговой строки.

Для определения эффективного числа электроприемников $n_э$ в графе 9 построчно определяются для каждой характерной группы ЭП одинаковой мощности величины $n \cdot p_n^2$ и в итоговой строке – сумма этих значений $\sum n \cdot p_n^2$.

Эффективное число ЭП ($n_э$) – это такое число однородных по режиму работы и мощности ЭП, которое создает ту же самую величину расчетной нагрузки, что и группа фактических ЭП, разных по режиму работы и мощности.

$$\text{Токарно-винторезный станок: } n \cdot p_n^2 = 6 \cdot 20^2 = 2400.$$

$$\text{Итого: } \sum n \cdot p_n^2 = 28800 + 36 + 2400 + \dots + 3600 + 25600 + 39200 = 107389,4.$$

$$\text{Эффективное число электроприемников: } n_э = \frac{(\sum P_n)^2}{\sum (n \cdot p_n^2)} = \frac{1900,88^2}{107389,4} = 33,64.$$

Принимаем $n_э = 33$.

В зависимости от средневзвешенного коэффициента использования, эффективного числа электроприемников и постоянной времени нагрева сети определяется и заносится в графу 11 коэффициент расчетной нагрузки K_p .

Принимаются следующие постоянные времени нагрева:

$T_0 = 10$ мин – для сетей напряжением до 1 кВ, питающих распределительные шинопроводы, пункты, сборки, щиты. Значения K_p для этих сетей принимаются по [2, табл.3.3].

$T_0 = 2,5$ ч – для магистральных шинопроводов и цеховых трансформаторов. Значения K_p для этих сетей принимаются по [2, табл.3.3].

Для рассматриваемой группы А $y = K_p$, $x = K_{и}$. По [2, табл. 3.3]: $y_1 = 1,21$; $y_2 = 1,0$; $x_1 = 0,15$; $x_2 = 0,20$; $x = 0,16$.

Соответственно:

$$K_p = y = y_1 - \frac{y_1 - y_2}{x_2 - x_1} \cdot (x - x_1) = 1,21 - \frac{1,21 - 1,0}{0,20 - 0,15} \cdot (0,16 - 0,15) = 1,16.$$

Расчетная активная мощность подключенных к узлу питания ЭП напряжением до 1 кВ (графа 12) определяется по формуле:

$$P_p = K_p \cdot \sum (K_u \cdot P_n) = 1,16 \cdot 324,5 = 372,89 \text{ кВт.}$$

В случае, если P_p окажется меньше номинальной мощности наиболее мощного ЭП, следует принимать: $P_p = P_n$.

Расчетная реактивная мощность подключенных к узлу питания ЭП напряжением до 1 кВ (графа 13) определяется:

$$\text{при } n_{\text{Э}} \leq 10 \quad Q_p = \sum (K_u P_n \cdot \text{tg}(\varphi))$$

$$\text{при } n_{\text{Э}} > 10 \quad Q_p = 1,1 \cdot \sum (K_u P_n \cdot \text{tg}(\varphi))$$

$$\text{Так как } n_{\text{Э}} = 363, \text{ то } Q_p = \sum (K_u P_n \cdot \text{tg}(\varphi)) = 541,03 \text{ кВар}$$

В 12 строке таблицы подводим общий итог по цеху для активной и реактивной нагрузке, общей мощности.

Полную максимальную нагрузку цеха вычисляем по формуле:

$$S_p = \sqrt{P_p + Q_p} = \sqrt{372,89^2 + 541,03^2} = 657,08 \text{ кВА}$$

Расчетный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{657,08}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 998,33 \text{ А}$$

Электрическое освещение цеха

Расчетную нагрузку осветительных приемников цеха определяем по установленной мощности и коэффициенту спроса:

$$P_{po} = P_{но} \cdot K_{co}.$$

K_{co} принимаем равным 0,95 [2, табл.ПЗ.1]. Величину $P_{но}$ находим как:

$$P_{но} = P_{уд} \cdot F$$

Удельная плотность осветительной нагрузки для ламп накаливания 15 Вт/м² (для данного цеха) [2, табл.П3.2]. Так как выбираем светодиодные лампы, то удельная плотность осветительной нагрузки будет равна 15/5=3 Вт/м² [13].

$F = 4950 \text{ м}^2$ – площадь цеха (определяется по генплану).

Номинальная мощность осветительной нагрузки

$$P_{но} = 3 \cdot 10^{-3} \cdot 4950 = 15,68 \text{ кВт.}$$

Расчетная активная нагрузка от освещения:

$$P_{р.о.} = P_{н.о.} \cdot K_{с.о.} \cdot \cos \varphi = 15,68 \cdot 0,90 \cdot 0,80 = 11,91 \text{ кВт.}$$

Расчетная реактивная нагрузка от освещения:

$$Q_{р.о.} = P_{н.о.} \cdot K_{с.о.} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 15,68 \cdot 0,90 \cdot 0,75 = 11,17 \text{ кВт}$$

Расчет остальных групп ЭП, силовой и осветительной нагрузки арматурного цеха приведен в таблице 2.2.

В таблице 2.1 приведена характеристика производственных помещений завода.

Таблица 2.1 - Характеристика производственных помещений

Наименование цеха	Характеристика Производственных помещений	Категории ЭП по бесперебойности питания
Администрация завода	Нормальная	III
Арматурный цех	Нормальная	II
Площадка для открытых работ	Нормальная	III
Закрытое помещение для сварщиков	Жаркая	III
Механический	Нормальная	II
Опалубочный цех	Нормальная	II
Кузница	Жаркая	II
Асфальтобетонный цех	Пыльная	II
Битумный склад	Пожароопасная	III
Котельная	Жаркая	I
Электроцех	Нормальная	III
Полигон №2	Нормальная	II
Полигон №3	Нормальная	II
Компрессорная: 10 кВ (1×СД) 0,38 кВ	Нормальная	I
Дробильный цех №1	Пыльная	II
Контора дробильного цеха	Нормальная	III

Продолжение таблицы 2.1

Дробильный цех №2	Пыльная	II
Известняковый цех	Пыльная	II
Цех перегородок	Нормальная	III
Контора реализации	Нормальная	III

Таблица 2.2 - Расчетная нагрузка арматурного цеха

Наименование ЭП	Количество ЭП, шт. п	Номинальная (установленная) мощность, кВт		Коэфф. использования Ки	Коэфф. реактивной мощности $\cos\varphi/\text{tg}\varphi$	$P_{\text{см}} = K_{\text{и}}P_{\text{н}}$	$Q_{\text{см}} = K_{\text{и}}P_{\text{н}}\text{tg}\varphi$	$\text{пр}_{\text{н}}^2$	Эффективное число ЭП, $n_{\text{э}}$	Коэфф расчетной нагрузки $K_{\text{р}}$	Расчетная мощность			Расчетный ток, А
		одного ЭП $P_{\text{н}}$	общая $P_{\text{н}}=n P_{\text{н}}$								активная, кВт	реактивная, кВар	полная, кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Группа А														
Станок для гибки петель	18	40	720	0,14	0,50/1,73	100,8	174,38	28800						
Универсально-фрезерный станок	1	6	6	0,14	0,50/1,73	0,84	1,45	36						
Токарно-винторезный станок	6	20	120	0,14	0,50/1,73	16,80	29,06	2400						
Станок для высадки головок	2	7	14	0,14	0,50/1,73	1,96	3,39	98						
Намоточный станок	3	20	60	0,14	0,50/1,73	8,40	14,53	1200						
Станок гнутья сеток	1	10	10	0,14	0,50/1,73	15,40	26,64	100						
Настольно-сверильный станок	9	3	27	0,14	0,50/1,73	3,78	6,54	81						
Долбежный станок	6	14	84	0,14	0,50/1,73	11,76	20,34	1176						
Вертикально-сверильный станок	15	5	75	0,14	0,50/1,73	10,50	18,17	375						
Универсально-фрезерный станок	1	6	6	0,14	0,50/1,73	0,84	1,45	36						

Наименование ЭП	Количество ЭП, шт. п	Номинальная (установленная) мощность, кВт		Коэфф. использования Ки	Коэфф. реактивной мощности $\cos\varphi/\text{tg}\varphi$	$P_{\text{см}} = K_{\text{н}}P_{\text{н}}$	$Q_{\text{см}} = K_{\text{н}}P_{\text{н}}\text{tg}\varphi$	$\text{пр}_{\text{н}}^2$	Эффективное число ЭП, $n_{\text{э}}$	Коэфф расчетной нагрузки $K_{\text{р}}$	Расчетная мощность			Расчетный ток, А
		одного ЭП $P_{\text{н}}$	общая $P_{\text{н}}=n P_{\text{н}}$								активная, кВт	реактивная, кВар	полная, кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Пресс гидравлический	3	28	84	0,30	0,73/0,94	25,2	23,69	2352						
Станок обрезной с дисковой пилой	4	2,8	11,2	0,14	0,50/1,73	1,57	2,72	31,36						
Трансформатор сварочный ПВ = 40%	4	24	96	0,30	0,40/2,29	28,8	49,82	2304						
Преобразователь сварочный	4	30	120	0,30	0,60/1,33	36	62,28	3600						
Станок МТМК	1	160	160	0,14	0,50/1,73	22,4	38,75	25600						
Станок МТМС	2	140	280	0,14	0,50/1,73	39,2	67,82	39200						
Итого по гр. А:	80	2,8-160	1873,2	0,17		324,3	541,0	107389,4	36	1,16	372,89	541,0	657,1	998,33
Группа Б														
Вентилятор	1	6	6	0,75	0,80/0,75	4,5	3,38	36						
Вентилятор	1	6	6	0,75	0,80/0,75	4,5	3,38	36						
Итого по гр. Б:	2	6	12	0,75		9	6,76	72	2	1,18	10,62	6,76	12,59	19,13
Освет.нагрузка			15,68	0,95							11,91	11,17	16,33	
Итого по ТП	82		1900,88								395,42	558,93	684,66	1040,23

2.2 Определение расчетной нагрузки предприятия в целом

Расчётная нагрузка (активная и реактивная) силовых приёмников цехов определяем по выражениям [1]:

$$P_p = K_C \cdot P_H$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}(\phi),$$

где P_H – суммарная установленная мощность всех приёмников цеха;

K_C – коэффициент спроса, принимаемый по справочным данным;

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

Пример расчета для администрации завода

Расчётные активная и реактивная нагрузки силовых приёмников цеха:

$$P_p = K_C \cdot P_H = 0,4 \cdot 240 = 96 \text{ кВт};$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \phi = 96 \cdot 1,02 = 97,94 \text{ кВАр}.$$

Номинальная мощность осветительной нагрузки цеха:

$$P_{н.о.} = P_{уд.о.} \cdot F = 4 \cdot 4600 / 1000 = 18,40 \text{ кВт}.$$

Расчетная активная нагрузка от освещения:

$$P_{р.о.} = P_{н.о.} \cdot K_{с.о.} \cdot \cos \phi = 18,40 \cdot 0,90 \cdot 0,80 = 13,25 \text{ кВт}.$$

Расчетная реактивная нагрузка от освещения:

$$Q_{р.о.} = P_{н.о.} \cdot K_{с.о.} \cdot \operatorname{tg} \phi = 18,40 \cdot 0,90 \cdot 0,75 = 12,42 \text{ кВт}$$

Полная расчетная нагрузка цеха:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{р.о.})^2 + (Q_p + Q_{р.о.})^2} = \sqrt{(96 + 13,25)^2 + (97,94 + 12,42)^2} = 155,29 \text{ кВА}$$

Аналогично производим расчет для остальных цехов завода.

Результаты расчета сводим в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 - Расчетные нагрузки по цехам завода

№ на плане	Наименование помещения	Силовая нагрузка						Осветительная нагрузка						Общая нагрузка				
		Рн, кВт	Кс	cos(φ)	tg(φ)	Рр, кВт	Qр, кВар	Фц, м2	Руд о, Вт/м2	Рно, кВт	Ксо	cos(φ)	tg(φ)	Рро, кВт	Qро, кВт	Рр+Рро, кВт	Qр+Qро, кВар	Sp, кВА
Потребители электроэнергии 0,38 кВ																		
1	Администрация завода	240	0,4	0,7	1,02	96	97,94	4600	4	18,40	0,9	0,8	0,75	13,25	12,42	109,25	110,36	155,29
2	Арматурный цех	1900,88				383,51	547,76	5225	3	15,68	0,95	0,8	0,75	11,91	11,17	395,42	558,93	684,66
3	Площадка для открытых работ	590	0,3	0,7	1,02	177	180,54	5632	0,04	0,23	1	0,8	0,75	0,18	0,17	177,18	180,71	253,08
4	Закрытое помещение для сварщиков	520	0,4	0,6	1,33	208	276,64	2400	3	7,20	0,95	0,8	0,75	5,47	5,13	213,47	281,77	353,50
5	Полигон №1	600	0,3	0,7	1,02	180	183,60	5500	4	22,00	0,95	0,8	0,75	16,72	15,68	196,72	199,28	280,02
6	Опалубочный цех	200	0,2	0,6	1,33	40	53,20	2700	3	8,10	0,95	0,8	0,75	6,16	5,77	46,16	58,97	74,89
7	Кузница	700	0,4	0,75	0,88	280	246,40	3300	3	9,90	0,95	0,8	0,75	7,52	7,05	287,52	253,45	383,29
8	Асфальтобетонный цех	1660	0,4	0,75	0,88	664	584,32	4625	4	18,50	0,95	0,8	0,75	14,06	13,18	678,06	597,50	903,76
9	Битумный склад	250	0,3	0,8	0,75	75	56,25	3719	4	14,88	0,6	0,8	0,75	7,14	6,69	82,14	62,94	103,48
10	Котельная	600	0,5	0,8	0,75	300	225,00	3125	3	9,38	0,95	0,8	0,75	7,13	6,68	307,13	231,68	384,71
11	Электроцех	120	0,3	0,7	1,02	36	36,72	3019	4	12,08	0,95	0,8	0,75	9,18	8,60	45,18	45,32	63,99
12	Полигон №2	112	0,3	0,7	1,02	33,6	34,27	4069	4	16,28	0,95	0,8	0,75	12,37	11,60	45,97	45,87	64,94
13	Полигон №3	470	0,3	0,7	1,02	141	143,82	7700	4	30,80	0,95	0,8	0,75	23,41	21,95	164,41	165,77	233,47
14	Компрессорная	250	0,3	0,7	1,02	75	76,50	4332	4	17,33	0,6	0,8	0,75	8,32	7,80	83,32	84,30	118,52
15	Дробильный цех №1	760	0,5	0,8	0,75	380	285,00	4375	4	17,50	0,95	0,8	0,75	13,30	12,47	393,30	297,47	493,13
16	Инструментальный цех	340	0,4	0,7	1,02	136	138,72	2250	4	9,00	0,8	0,8	0,75	5,76	5,40	141,76	144,12	202,15
17	Дробильный цех №2	900	0,5	0,8	0,75	450	337,50	7763	4	31,05	0,95	0,8	0,75	23,60	22,12	473,60	359,62	594,66
18	Известняковый цех	490	0,5	0,7	1,02	245	249,90	3188	4	12,75	0,95	0,8	0,75	9,69	9,09	254,69	258,99	363,24
19	Цех перегородок	600	0,3	0,7	1,02	180	183,60	6169	4	24,68	0,95	0,8	0,75	18,75	17,58	198,75	201,18	282,80

Продолжение таблицы 2.3.

20	Контора реализации	112	0,4	0,7	1,02	44,8	45,70	2888	4	11,55	0,85	0,8	0,75	7,86	7,36	52,66	53,06	74,75
	Территория завода							438069	0,04	17,52	1	0,8	0,75	14,02	13,14	14,02	13,14	19,22
	Итого по 0,38 кВ	11573,42				4195,45	3983,41	524648		324,79				235,79	221,05	4431,24	4191,32	6130,59
Потребители электроэнергии 10 кВ																		
14	Компрессорная	800	0,3	0,7	1,02	240	244,80									240,00	244,80	342,82
	Итого по 10 кВ	800				240	244,8									240	244,8	342,82
	Итого по силовой нагрузке															4671,24	4436,12	6442,02

2.3. Выбор числа и мощности трансформаторов цеховых подстанций

При выборе числа и мощности ЦТП одновременно решают вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть напряжения до 1000 В.

Суммарную расчетную мощность конденсаторных батарей низшего напряжения (НБК), устанавливаемых в цеховой сети, рассчитывают по минимуму приведенных затрат в два этапа:

1. Выбирают экономически оптимальное число цеховых трансформаторов;
2. Определяют дополнительную мощность конденсаторных батарей с целью снижения потерь в трансформаторах и линиях напряжением 6/10 кВ.

Суммарная расчетная мощность батарей ниже 1000 В равна:

$$Q_{БК,Н} = Q_{БК,Н1} + Q_{БК,Н2}$$

где $Q_{БК, Н1}$ и $Q_{БК, Н2}$ – суммарные мощности батарей, определенные на двух указанных этапах расчета.

Число трансформаторов N_i , которое следует установить в том или ином цехе

$$N_i = \frac{P_p + P_{p.o}}{P_1}$$

Результаты расчетов приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 - Число трансформаторов в цехе на 630 кВА

№ на ген. пл.	Наименование потребителя	Категория	$P_p + P_o$	$N_{тр}$
1	Администрация завода	III	109,25	0,25
2	Арматурный цех	II	395,42	0,89
3	Площадка для открытых работ	III	177,18	0,40
4	Закрытое помещение для сварщиков	III	213,47	0,48
5	Полигон №1	II	196,72	0,44
6	Опалубочный цех	II	46,16	0,10

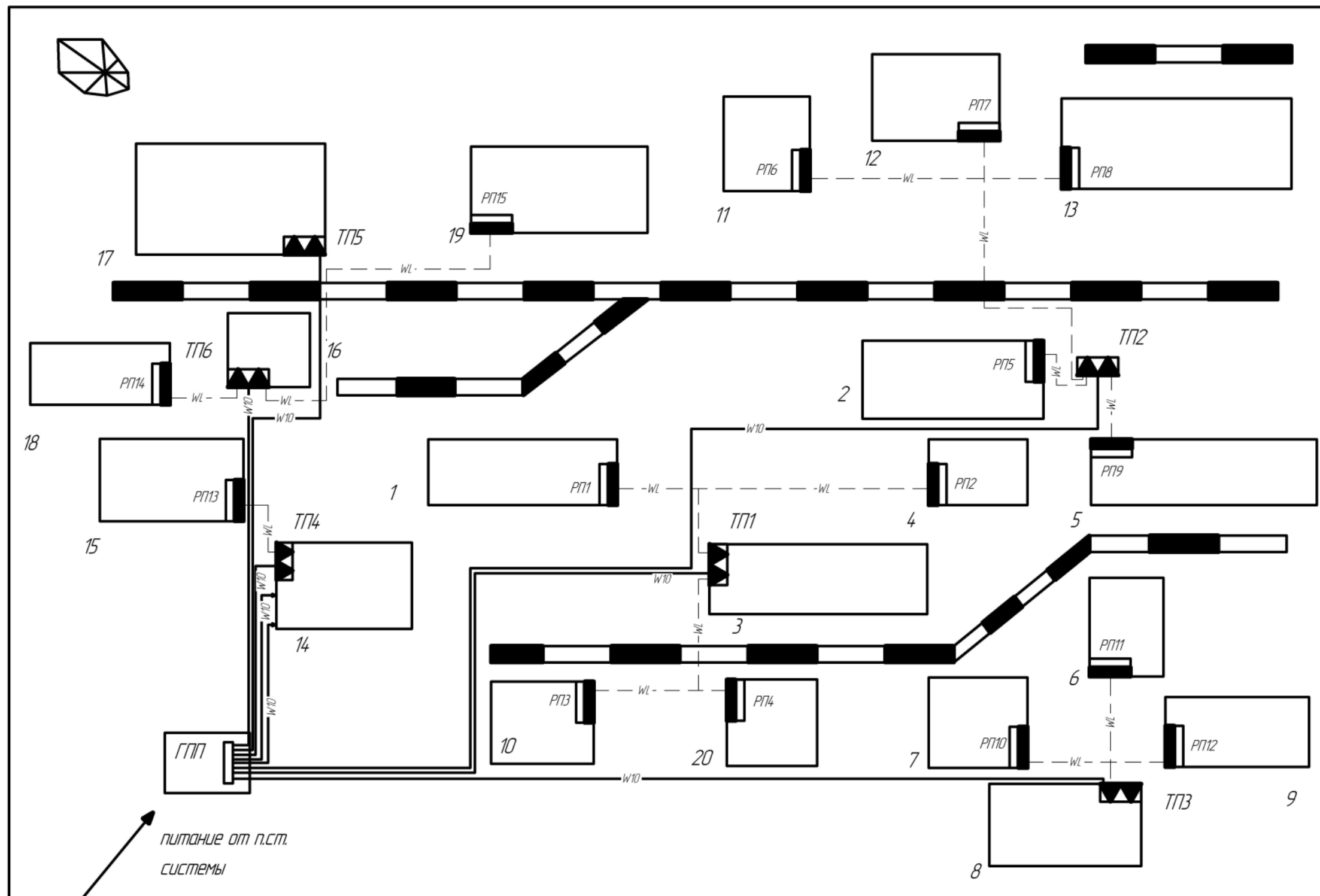
Продолжение таблицы 2.4

7	Кузница	II	287,52	0,65
8	Асфальтобетонный цех	II	678,06	1,53
9	Битумный склад	III	82,14	0,19
10	Котельная	I	307,13	0,69
11	Электроцех	III	45,18	0,10
12	Полигон №2	II	45,97	0,10
13	Полигон №3	II	164,41	0,37
14	Компрессорная	I	83,32	0,19
15	Дробильный цех №1	II	393,30	0,89
16	Контора дробильного цеха	III	141,76	0,32
17	Дробильный цех №2	II	473,60	1,07
18	Известняковый цех	II	254,69	0,57
19	Цех перегородок	III	198,75	0,45
20	Контора реализации	III	52,66	0,12

Объединяем нагрузки близлежащих цехов. Результаты представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 - Распределение цехов по ТП

Наименование пункта питания	Цеха	Количество трансформаторов	P_p+P_o , кВт	Q_p+Q_o , кВар
ТП-1 (630 кВА)	1,3,4,10,20	2	859,68	857,58
ТП-2 (630 кВА)	2,11,12,13,5	2	918,24	1015,19
ТП-3 (1000 кВА)	6,7,8,9	2	1093,88	972,87
ТП-4 (400 кВА)	15,14	2	476,62	381,77
ТП-5 (400 кВА)	17	2	473,60	359,62
ТП-6 (630 кВА)	16,18,19	2	595,21	604,29



Условные обозначения

- | | | | |
|--|--|-------|--------------------------------------|
| | - Распределительное устройство ГПП | | - Распределительный пункт до 1000 В |
| | - Цеховая двухтрансформаторная подстанция | -wl- | - Распределительная сеть до 1000 В |
| | - Распределительное устройство выше 1000 В | -w10- | - Распределительная сеть выше 1000 В |

Рисунок 2.2 - Схема расположения ГПП и окончательного расположения цеховых ТП

2.4 Картограмма и определение центра электрических нагрузок

Для упрощения процедуры определения мест расположения ГПП, РП, а также цеховых ТП, на генплане предприятия изображаем нагрузки цехов в виде картограммы электрических нагрузок. У каждого предприятия существует символический центр (центры) потребления электрической энергии – центр электрических нагрузок (ЦЭН).

Картограмма нагрузок представляет собой размещённые на генплане предприятия площади, ограниченные кругами, которые в определённом масштабе соответствуют расчётным нагрузкам цехов.

Считаем, что нагрузка распределена по цеху равномерно, поэтому центр нагрузок совпадает с центром тяжести фигуры, изображающей цех в плане.

Осветительную нагрузку наносим в виде сектора круга, изображающего нагрузку до 1000 В.

На генплан завода железобетонных конструкций произвольно наносим оси координат и определяем значения x_i и y_i для каждого цеха.

Проведем расчёт на примере администрации завода.

Радиус окружности определяем по формуле:

$$r = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{P_{pi} + P_{poi}}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{96 + 13,25}{3,14 \cdot 3}} = 3,46 \text{ мм},$$

где P_{pi} – расчётная активная мощность i –го цеха с учётом освещения, кВА;
 m – масштаб для определения площади круга, кВА/мм² (постоянный для всех цехов предприятия).

Угол сектора (α) определяем из соотношения полных расчётных (P_{pi}) и осветительных нагрузок (P_{po}) цехов:

$$\alpha = \frac{360^\circ \cdot P_{po}}{P_{pi}} = \frac{360 \cdot 13,25}{96 + 13,25} = 43,66 \text{ град.}$$

Координаты центра активных нагрузок определяем по формулам:

$$M_x = x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n (P_{p+po})} = \frac{1779552}{4364,91+221,77} = 387,98 \text{ м,}$$

$$M_y = y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n (P_{p+po})} = \frac{1042022}{4364,91+221,77} = 227,18 \text{ м.}$$

Эмпирические вероятности, или эмпирические частные появления в относительных единицах:

$$P(X_i) = P(Y_i) = \frac{P_{p+po}}{\sum_{i=1}^n (P_{p+po})} = \frac{96+13,25}{4364,91+221,77} = 0,024.$$

Определяем зону рассеяния центра электрических нагрузок.

Дисперсию случайных координат вычисляем по формуле:

$$\sigma_x^2 = P(X_i)(x_i - M_x)^2 = 0,024 \cdot (313 - 387,98)^2 = 0,019 \cdot 5622 = 133,91$$

$$\sigma_y^2 = \sum P(Y_i)(y_i - M_y)^2 = 0,019 \cdot (260 - 227,43)^2 = 0,024 \cdot 1077,2 = 25,66.$$

Меру точности случайной величины определяем по формуле:

$$h_i = \frac{1}{\sqrt{2} \cdot \sigma_{\Sigma}}$$

$$h_x = \frac{1}{\sqrt{2} \cdot 54250} = 0,0030,$$

$$h_y = \frac{1}{\sqrt{2} \cdot 18066} = 0,0053.$$

Полуоси эллипса:

$$R_x = \frac{\sqrt{3}}{h_x} = \frac{1,73}{0,0030} = 553,74 \text{ м, } R_y = \frac{\sqrt{3}}{h_y} = \frac{1,73}{0,0053} = 322,40 \text{ м.}$$

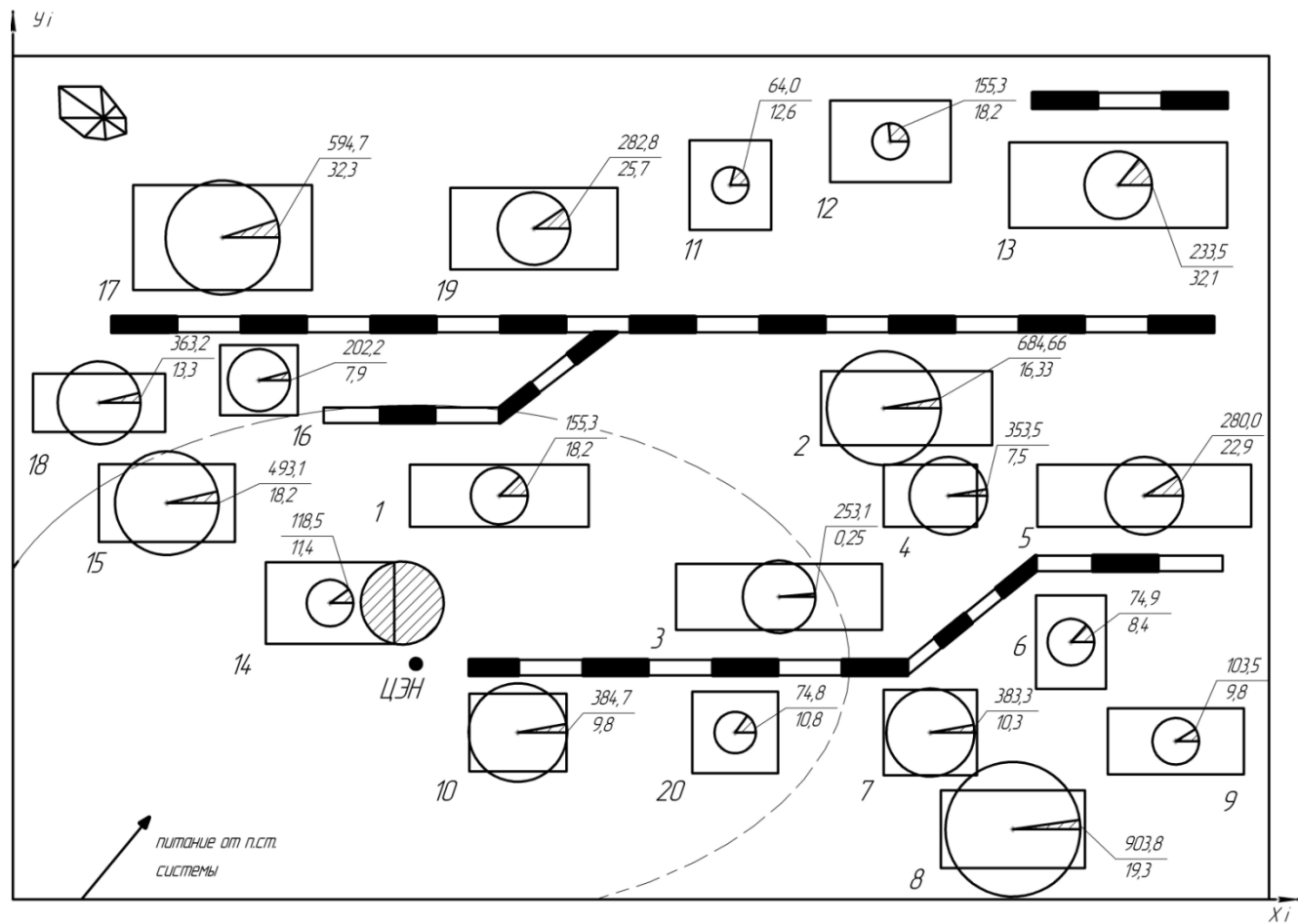
С учётом ограждения ОРУ и зоной безопасного расположения объектов предприятия, размеры ОРУ–35 кВ принимаются равными:

$$S' = 35[\text{м}] \times 36,5[\text{м}].$$

Результаты расчетов для остальных цехов сведены в таблицу 2.5.1

Таблица 2.5.1 - Расчетные данные для построения картограммы нагрузок

№ цеха	Р _{pi} , кВт	Р _{роi} , кВт	г, мм	α, град.	X _i , м	Y _i , м	Р _p ∑ _i ·X _i	Р _p ∑ _i ·Y _i	P(X _i), P(Y _i)	(X _i -M _x) ²	(Y _i -M _y) ²	σ _x ²	σ _y ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Потребители 0,38 кВ													
1	96	13,25	3,40	43,66	313	260	30048	24960	0.024	5622.00	1077.2	133.91	25.66
2	383,51	11,91	6,48	10,85	575	316	220518,3	121189,2	0.086	34976.48	7889.0	3015.36	680.12
3	177	0,18	4,34	0,37	493	195	87261	34515	0.039	11029.20	1035.6	426.05	40.00
4	208	5,47	4,76	9,23	590	260	122720	54080	0.047	40812.08	1077.2	1899.46	50.13
5	180	16,72	4,57	30,60	728	260	131040	46800	0.043	115613.60	1077.2	4958.60	46.20
6	40	6,16	2,21	48,01	681	166	27240	6640	0.010	85860.72	3743.0	864.02	37.67
7	280	7,52	5,52	9,42	590	108	165200	30240	0.063	40812.08	14203.9	2558.38	890.39
8	664	14,06	8,48	7,46	643	46	426952	30544	0.148	65035.20	32826.2	9614.31	4852.78
9	75	7,14	2,95	31,29	748	102	56100	7650	0.018	129614.40	15670.0	2321.20	280.63
10	300	7,13	5,71	8,35	325	108	97500	32400	0.067	3966.48	14203.9	265.60	951.09
11	36	9,18	2,19	73,13	462	460	16632	16560	0.010	5478.96	54205.2	53.97	533.91
12	33,6	12,37	2,21	96,87	565	488	18984	16396,8	0.010	31336.08	68027.1	314.06	681.80
13	141	23,41	4,18	51,26	711	460	100251	64860	0.036	104341.92	54205.2	3740.10	1942.97
14	75	8,32	2,97	35,94	204	191	15300	14325	0.018	33848.64	1309.0	614.86	23.78
15	380	13,30	6,46	12,17	99	255	37620	96900	0.086	83509.44	774.0	7160.79	66.37
16	136	5,76	3,88	14,63	159	334	21624	45424	0.031	52431.84	11410.5	1620.50	352.66
17	450	23,60	7,09	17,94	135	426	60750	191700	0.103	63998.88	39529.4	6608.23	4081.62
18	245	9,69	5,20	13,70	56	320	13720	78400	0.056	110210.72	8615.6	6119.84	478.41
19	180	18,75	4,59	33,97	335	432	60300	77760	0.043	2806.88	41951.2	121.63	1817.87
20	44,8	7,86	2,36	53,71	465	108	20832	4838,4	0.011	5932.08	14203.9	68.10	163.06
Потребители 10 кВ													
14	240	0	5,04	0	204	191	48960	45840	0.052	33848.64	1309.72	1771.14	68.53
Итого	4364,91	221,77	-	-	-	-	1820113	1064313				54250.12	18065.63



Условные обозначения

- | | |
|--|----------------------|
| - Распределительное устройство ГПП | - Нагрузка 0,4 кВ |
| - Центр электрических нагрузок | - Нагрузка 10 кВ |
| $\frac{24,56}{11,7}$ - $\frac{\text{Расчетная мощность цеха, кВА}}{\text{Расчетная мощность освещения цеха, кВА}}$ | - Нагрузка освещения |

Рисунок 2.3 – Картограмма нагрузок

2.5 Выбор сечений кабельных линий 10 кВ

Сечения кабельных линий выбираем по полной мощности, которую необходимо передать к потребителю.

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

КЛ1 от ГПП до ТП-1

Расчётным током линии для питания цеховых трансформаторов, высоковольтных электродвигателей и электропечей является их номинальный ток, независимо от фактической нагрузки.

Расчетный ток кабельных линий, питающих цеховые трансформаторы, определяется по выражению:

$$I_p = \frac{n_T \cdot S_{ном.тр}}{n_{лин} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2 \cdot 630}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 36,32 \text{ А},$$

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

$n_{тр}$ – число трансформаторов.

По табл. 1.3.36 ПУЭ находим нормированную плотность тока $j_{эк}$, А/мм² (T_{max} от 3000 до 5000ч, кабель с бумажной изоляцией и с Al жилами):
 $j_{эк} = 1,4 \text{ А/мм}^2$.

Определяем экономически целесообразное сечение:

$$F_{эк} = \frac{I_{расч}}{j_{эк}} = \frac{36,37}{1,4} = 25,983 \text{ мм}^2.$$

Выбирается ближайшее стандартное значение: $F = 35 \text{ мм}^2$, $I_{доп} = 115 \text{ А}$ (при прокладке в каналах [6, табл. 3.8]). Выбираем кабель марки ААШв-(3х35).

Выполняем проверку по тепловому нагреву с учетом поправочных коэффициентов на условия прокладки:

$$I_{доп} = 115 \text{ А} \geq \frac{I_{расч}}{K_1 K_2} = \frac{36,23}{1 \cdot 0,93} = 38,96 \text{ А} - \text{условие выполняется.}$$

Для определения K_1 используется табл. 1.3.3 ПУЭ.

Для определения K_2 используется табл. 1.3.12, 1.3.26 ПУЭ.

Температура окружающей среды нормальная (при прокладке в каналах $+15^\circ\text{C}$), соответственно $K_1 = 1$.

Допустимая температура жил кабелей (табл. из п.1.3.12 ПУЭ): $+60$.

По условиям прокладки КЛ1 в канале проложено 2 кабеля. По табл. 1.3.26 ПУЭ находим поправочный коэффициент $K_2=0,93$.

Линия КЛ1 может работать с перегрузкой, соответственно выполняем проверку по длительному нагреву в послеаварийном режиме:

$$K_{пер} \cdot I_{доп} = 1,2 \cdot 115 = 138 \text{ A} \geq \frac{I_{н/а}}{K_1 K_2} = \frac{2 \cdot 36,23}{1 \cdot 0,93} = 77,91 \text{ A},$$

где $K_{пер} = 1,2$ определяем по табл.1.3.2 ПУЭ. Условие выполняется.

Предварительно выбираем кабель ААШв-(3х35).

Рассчитаем потери в КЛ в нормальном режиме:

Пример расчета для линии ГПП-ТП1:

$$\Delta P_{\text{ЛТП1}} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R \cdot 10^{-3} = \frac{859,68^2 + 857,58^2}{10^2} \cdot 0,18 \cdot 10^{-3} = 2,65 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛТП1}} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot X \cdot 10^{-3} = \frac{859,68^2 + 857,58^2}{10^2} \cdot 0,013 \cdot 10^{-3} = 0,19 \text{ кВт};$$

Для остальных кабельных линий расчет производим аналогично. Результаты сводим в таблице 2.6.

Таблица 2.6 - Выбор кабельных линий распределительной сети 10 кВ

№	Назначение	$n_{л}$	I_p	$F_{эк}$	$I_{р. авар}$	$I_{доп}$	Марка и сечение	Способ прокладки	R_0 , ом/км	X_0 , Ом/км	L , км	$\Delta P_{л}$, кВт	$\Delta Q_{л}$, кВар
КЛ1	ГПП-ТП1	2	36,37	25,98	72,74	115	ААШВ-(3х35)	В каналах	0,894	0,0637	0,41	2,70	0,19
КЛ2	ГПП-ТП2	2	36,37	25,98	72,74	115	ААШВ -(3х35)		0,894	0,0637	0,66	5,53	0,39
КЛ3	ГПП-ТП3	2	57,73	41,24	115,46	140	ААШВ -(3х50)		0,625	0,0625	0,53	3,55	0,35
КЛ4	ГПП-ТП4	2	23,09	16,5	46,18	90	ААШВ -(3х25)		1,25	0,0662	0,145	0,34	0,02
КЛ5	ГПП-ТП5	2	23,09	16,5	46,18	90	ААШВ -(3х25)		1,25	0,0662	0,345	0,76	0,04
КЛ6	ГПП-ТП6	2	36,37	25,98	72,74	115	ААШВ -(3х35)		0,894	0,0637	0,22	0,71	0,05
КЛ7	ГПП-СД	2	56,15	40,11	112,3	105	ААШВ -(3х50)		0,625	0,0625	0,11	0,07	0,01

Приведем расчет потерь в трансформаторах:

Таблица 2.7 – Каталожные данные трансформаторов

Тип трансформатора	S _{ном} , кВА	U _{ном} обмоток, кВ		U _к , %	P _{кз} , кВт	P _{хх} , кВт	I _х , %	Схема и группа соединения обмоток
		ВН	НН					
ТМ-400/10	400	10	0,4	5,5	5,5	1,2	2,1	Δ-Ун
ТМ-630/10	630	10	0,4	5,5	8,5	1,56	2,0	Δ-Ун
ТМ-1000/10	1000	10	0,4	5,5	12,2	2,45	1,4	Δ-Ун

$$\Delta P_{\text{трТПЗ}} = \Delta P_{\text{хх}} \cdot n + \Delta P_{\text{кз}} \cdot \frac{1}{n} \cdot \left(\frac{S_{\text{факт}}}{S_{\text{ном.тр}}} \right)^2 = 2,45 \cdot 2 + 12,2 \cdot \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{\sqrt{1093,88^2 + 972,87^2}}{1000} \right)^2 = 17,01 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{трТПЗ}} = S_{\text{ном.тр}} \cdot \frac{I_{\text{хх}}}{100} \cdot n + S_{\text{ном.тр}} \cdot \frac{U_{\text{кз}}}{100} \cdot \frac{1}{n} \cdot \left(\frac{S_{\text{факт}}}{S_{\text{ном.тр}}} \right)^2 = 1000 \cdot \frac{1,4}{100} \cdot 2 + 1000 \cdot \frac{5,5}{100} \cdot \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{\sqrt{1093,88^2 + 972,87^2}}{1000} \right)^2 = 87 \text{ кВар}.$$

Результаты сведём в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 – Потери в трансформаторах

Наименование пункта питания	Количество трансформаторов	P _р +P _о , кВт	Q _р +Q _о , кВар	ΔP _{тр} , кВт	ΔQ _{тр} , кВар
ТП-1 (630 кВА)	2	859,68	857,58	12,62	58,58
ТП-2 (630 кВА)	2	918,24	1015,19	15,38	71,47
ТП-3 (1000 кВА)	2	1093,88	972,87	17,97	54,04
ТП-4 (400 кВА)	2	476,62	381,77	4,98	32,82
ТП-5 (400 кВА)	2	473,60	359,62	4,85	32,11
ТП-6 (630 кВА)	2	595,21	604,29	7,38	42,41

2.6 Расчет компенсации реактивной мощности суммарно по предприятию

2.6.1 Компенсация реактивной мощности на шинах 0,4 кВ цеховых трансформаторных подстанций и уточнение их нагрузки

Наибольшее значение реактивной мощности, передаваемой из сети энергосистемы в сеть предприятия в режиме наибольших активных нагрузок энергосистемы для 35кВ:

$$Q_c = \alpha \cdot P_{p\Sigma} = 0,24 \cdot 4979,99 = 1195,20 \text{ кВар},$$

где $\alpha = 0,24$ при $U = 35 \text{ кВ}$.

Анализ баланса реактивной мощности на шинах ГПП:

$$Q_{\text{расч.НН}} = 4191,32 \text{ кВар} > Q_c = 1195,20 \text{ кВар}.$$

Реактивной мощности, передаваемой из сети энергосистемы, недостаточно для существующей реактивной нагрузки, поэтому в качестве дополнительных источников реактивной мощности необходимо использовать батареи статических конденсаторов и/или синхронные двигатели, установленные на предприятии.

По выбранному количеству трансформаторов определяют наибольшую располагаемую реактивную мощность, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть напряжения до 1000 В:

Наибольшая реактивная мощность, которая может быть передана из сети 10 кВ в сеть до 1000В при 12 трансформаторах:

$$Q_{\text{max.тр}} = Q_1^{400} + Q_1^{630} + Q_1^{1000};$$

$$Q_1^{400} = \sqrt{(N_{\min} \beta_{\text{тр}} S_{\text{номТР}})^2 - P_{\text{расчНН}}^2} = \sqrt{(4 \cdot 0,70 \cdot 400)^2 - 950,22^2} = \\ = 593,21 \text{ кВар};$$

$$Q_1^{630} = \sqrt{(N_{\min} \beta_{\text{тр}} S_{\text{номТР}})^2 - P_{\text{расчНН}}^2} = \sqrt{(6 \cdot 0,70 \cdot 630)^2 - 2373,12^2} = \\ = 1170,31 \text{ кВар};$$

$$Q_1^{1000} = \sqrt{(N_{\min} \beta_{\text{тр}} S_{\text{номТР}})^2 - P_{\text{расчНН}}^2} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 1093,88^2} =$$

$$= 971,12 \text{ кВар};$$

$$Q_{\max.тр} = Q_1^{400} + Q_1^{630} + Q_1^{1000} = 593,21 + 1170,31 + 971,12 = 2734,64 \text{ (кВар)}.$$

Суммарная мощность батарей ниже 1000 В для данной группы трансформаторов составит:

$$Q_{БК,Н1} = Q_{расч.н} - Q_{\max.тр} = 4191,32 - 2734,64 = 1456,65 \text{ кВар}$$

где $Q_{расч.н}$ – суммарная расчетная реактивная нагрузка ниже 1000 В.

По величине $Q_{БК,Н1}$ делаем вывод, что компенсация необходима.

Дополнительная суммарная мощность БК до 1000 В для данной группы трансформаторов $Q_{БК, Н2}$ определяется по формуле:

$$Q_{БК,Н2} = Q_{расч.н} - Q_{БК,Н1} - \gamma N_{тр} S_{ном.тр} = 4191,32 - 1456,68 - 0,41 \cdot (4 \cdot 400) - \\ - 0,39 \cdot (6 \cdot 630) - 0,39 \cdot (2 \cdot 1000) = -175,56 \text{ кВар},$$

где γ – расчетный коэффициент, определяемый в зависимости от показателей Kp_1 , Kp_2 и схемы питания цеховой подстанции: для радиальной схемы по рис. 5.7 [2, стр. 112]. Kp_1 принимаем по таблице 5.2 [2, стр. 113]. При отсутствии соответствующих данных допускается значение Kp_2 принимать по таблице 5.3 [2].

$Kp_1 = 12$ - для центра (общий для всех),

Kp_2 - зависит от длины питающей линий и мощности трансформатора,

$$Kp_2^{400} = 4; Kp_2^{630} = 7; Kp_2^{1000} = 7;$$

$$\gamma^{400} = 0,41; \gamma^{630} = 0,39; \gamma^{1000} = 0,39;$$

Тогда суммарная расчетная мощность батарей ниже 1000 В равна:

$$Q_{БК,Н} = Q_{БК,Н1} = 1456,65 = 1456,65 \text{ кВар}.$$

Выбираем мощность КУ близкую к расчетной реактивной мощности, распределение батарей конденсаторов представлено в таблице 2.9.

Определяем компенсируемую мощность для каждой ТП.

Пример для ТП1:

Определяем в процентном соотношении долю реактивной мощности ТП1 от общей суммы.

$$Q_{\%} = \frac{\Sigma Q_p^{(ТП2)}}{Q_p} = \frac{857,58}{4191,32 - 973 - 604} = 32,80 \% .$$

Определяем мощность конденсаторной батареи:

$$Q_{БК.Н} = Q_{\%} \cdot Q_{БК.Н} = 0,371 \cdot 2198,69 = 814,16 \text{ кВар} .$$

Выбираем для ТП12 конденсаторные батареи УКМ 58-04-268-67У3 мощностью 268 кВар соответственно.

Определяется фактическая загрузка ТП.

Пример для ТП1:

$$\beta_T^{\text{Факт}} = \frac{\sqrt{P_{p1}^2 + (Q_{p1} - Q_{БК.Н})^2}}{n \cdot S_{ном}} = \frac{\sqrt{859,68^2 + (857,58 - 536)^2}}{2 \cdot 630} = 0,726 .$$

Таблица 2.9 - Фактическая загрузка цеховых трансформаторов

№ КТП	$N_{тр}$	Стр	P_{pi}	Q_{pi}	Q'_{pi}	$Q_{БК.Н}$	$Q_{БК.Н}^{\text{Факт}}$	$S_{ТП}$	$\beta_T^{\text{Факт}}$
	шт.	кВА	кВт	кВар	%	кВар	кВар	кВА	-
1	2	630	859,68	857,58	32,80	477,78	536	917,85	0,726
2	2	630	845,70	1015,19	38,83	565,61	670	913,43	0,724
3	2	1000	1093,88	972,87	-	-	-	1463,92	0,732
4	2	400	476,62	381,77	14,60	212,67	112,5	574,12	0,717
5	2	400	473,60	359,62	13,77	200,58	112,5	556,70	0,696
6	2	630	595,21	604,29	-	-	-	848,20	0,673
Итого	10	-	4417,22	4191,32	100	1456,65	1431	-	-

2.6.2. Определение мощности батарей конденсаторов в сетях напряжением выше 1000 В

Расчетная реактивная нагрузка в сетях 6 / 10 кВ промышленных предприятий $Q_{ВНрасч}$ находится:

$$Q_{ВНрасч} = Q_{расч.вн} + Q_{тр.неск} + \Delta Q \text{ кВар} ,$$

где $Q_{расч. вн}$ – расчетная нагрузка приемников 6/10 кВ, $Q_{тр. неск}$ – не скомпенсированная нагрузка сети до 1000 В, питаемой через трансформаторы цехов, ΔQ – потери реактивной мощности сети 6 / 10 кВ.

$$Q_{тр.неск} = Q_{тр.мах} - Q_{БК.Н} + \Delta Q_{тр} \text{ кВар}$$

где $Q_{тр.мах}$ – наибольшая расчетная реактивная нагрузка трансформатора; $Q_{БК, Н}$ – фактически принятая мощность конденсаторов до 1000 В; $\Delta Q_{тр}$ – суммарные реактивные потери в трансформаторе при его коэффициенте загрузки с учетом компенсации. Для каждого распределительного трансформаторной подстанции или распределительного пункта определяется его расчетная некомпенсированная реактивная нагрузка.

Суммарная расчетная реактивная мощность батарей конденсаторов 6 / 10 кВ для всего предприятия определяется из условия баланса реактивной мощности:

$$Q_{БК.ВН} = \sum_{i=1}^n Q_{ВН.расч} - Q_{СД.расч} - Q_c \text{ кВар}$$

где $Q_{ВН.расч}$ – расчетная реактивная нагрузка на шинах 6/10 кВ i -го распределительного пункта или трансформаторной подстанции; $Q_{СД.расч}$ – располагаемая мощность синхронных двигателей; n – количество распределительных пунктов или подстанций на предприятии; Q_c – реактивная мощность, передаваемая из сети энергосистемы в сеть предприятия.

Расчетная реактивная нагрузка в сетях 6 / 10 кВ промышленных предприятий $Q_{ВНрасч}$ находится:

$$\begin{aligned} \sum Q_{ВНрасч} &= \sum Q_{расч.вн} - Q_{БК.Н} + \Delta Q_{тр.} = (4191,32 + 244,8 - 1431) + (6 \cdot 28 + 2 \cdot 41 + 4 \cdot 18) = \\ &= 3309,12 \text{ кВар} \end{aligned}$$

где $\Delta Q_{тр.}$ - Реактивные потери в трансформаторе кВАр при коэффициенте загрузки $\beta_{тр} = 0,7$ ($\Delta Q_{тр.} = 28$ для трансформатора номинальной мощностью

630 кВА, $\Delta Q_{mp.} = 41$ для трансформатора номинальной мощностью 1000 кВА, $\Delta Q_{mp.} = 18$ для трансформатора номинальной мощностью 400 кВА)

Рассчитаем минимальное значение реактивной мощности, которой он располагает и может вырабатывать в сеть по условию устойчивой работы двигателя по формуле:

$$Q_{CDрасч} = \frac{k_{пер} \cdot P_{CDном} \cdot tg\varphi_{ном}}{\eta} = 2 \cdot \frac{1,33 \cdot 400 \cdot 0,48}{0,914} = 558,77 \text{ кВар},$$

где $k_{пер}$ – коэффициент перегрузки по реактивной мощности [2], который зависит от загрузки двигателя активной мощностью $\beta_{CD} = \frac{P_{CD факт}}{P_{CD ном}}$, η – КПД двигателя, тип двигателя СДН-14-36-12 [3, стр. 223].

Тогда суммарная расчетная реактивная мощность батарей конденсаторов 6 / 10 кВ для всего предприятия

$$Q_{БК.ВН} = \sum_{i=1}^n Q_{ВН.расч} - Q_{CD} - Q_c = 3309,12 - 558,77 - 1195,20 = 1555,15 \text{ кВар}$$

Устанавливаем регулируемые конденсаторные установки 10 кВ УКЛ56-10,5-1800У3 номинальной мощностью 1800 кВар [2, стр.119].

2.7 Выбор трансформаторов ГПП

Согласно таблицам 2.6 и 2.8, потери мощности в трансформаторах цеховых подстанций и линиях буду равны:

$$\Delta P_T = \sum \Delta P_{1-6} = 12,62 + 15,38 + \dots + 7,38 = 63,19 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_T = \sum \Delta Q_{1-6} = 58,58 + 71,47 + \dots + 42,41 = 291,43 \text{ кВар},$$

$$\Delta P_{КЛ} = \sum \Delta P_{КЛ1-6} = 2,70 + 5,53 + \dots + 0,71 = 13,59 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{КЛ} = \sum \Delta Q_{КЛ1-6} = 0,19 + 0,39 + \dots + 0,05 = 1,04 \text{ кВар},$$

Тогда

$$S_{pГПП}^H = S_{нцГПП}^H + \Delta S_{ГПП} = 7380 + \sqrt{(63,2 + 13,6)^2 + (291,4 + 1,0)^2} = 7681,01 \text{ кВА},$$

Мощность трансформаторов на ГПП определяем по формуле:

$$S_{н.тр} = \frac{S_{р.ГПП}}{2 \cdot \beta_T} = \frac{7681,01}{2 \cdot 0,7} = 5486,43 \text{ кВА},$$

где $S_{р.ГПП}$ – полная расчетная мощность предприятия со стороны высшего напряжения трансформаторов ГПП; β_T – коэффициент загрузки трансформаторов ГПП; 2 – число трансформаторов на ГПП.

Принимаем к рассмотрению трансформатор ТМН-6300/35.

Проверим его на обеспечение требуемого коэффициента загрузки:

$$\beta_{з_реал} = \frac{S_{РАСЧ}}{n \cdot S_{ном.тр}} = \frac{7681,01}{2 \cdot 6300} = 0,61.$$

По результатам проверки видно, что ТМ-6300/35 не обеспечивает необходимый коэффициент загрузки, оказывается недогруженным. При возможном расширении производства данный трансформатор будет способен выдержать дополнительную нагрузку.

Проверим на обеспечение требуемой мощности предприятия с учетом возможной допустимой перегрузки трансформатора:

$$S_{р.ГПП} < 1,4 \cdot S_{н.тр},$$

$$7681,01 \text{ кВА} < 1,4 \cdot 6300 = 8820 \text{ кВА}, \text{ условие проверки выполняется.}$$

В таблице 2.10 приведены каталожные данные трансформатора ТМН-6300/35-У1.

Т – трансформатор трехфазный;

М – охлаждение масляное с естественной циркуляцией воздуха и масла;

Н – регулирование напряжения под нагрузкой (РПН в нейтрали ВН $\pm 4 \times 2,5\%$);

35 – класс напряжения обмотки ВН, кВ;

10,5 – класс напряжения обмотки НН, кВ;

У1 – климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69; Схема и группа соединения обмоток – Y/ Δ -11.

Таблица 2.10 - Каталожные данные трансформатора ТМН-6300/35-У1

Трансформатор, кВА	Потери, кВт		Ток холостого хода, I_{xx}	Напряжение к.з., $U_{кз}$
	ΔP_{xx}	$P_{кз}$		
кВА	кВт	кВт	%	%
6300	8,0	46,5	0,8	7,5

2.8 Выбор сечения линии, питающей ГПП

Экономические показатели питающих линий в значительной мере зависят от правильности выбора сечений проводов.

Построение годового графика нагрузки

Выбираем характерный суточный график электрических нагрузок предприятия.

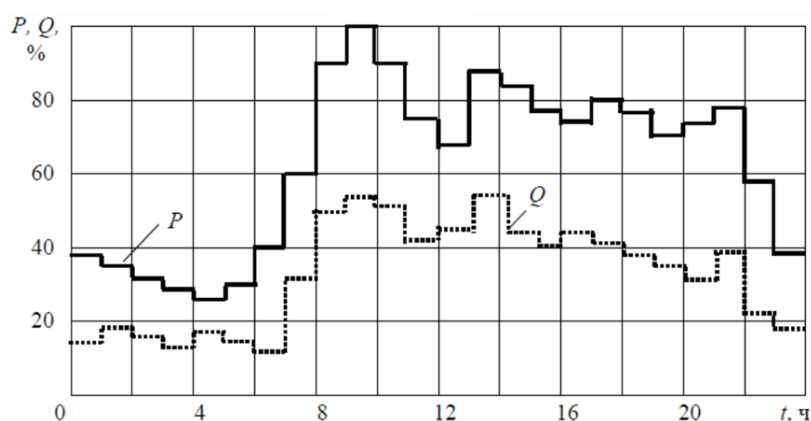


Рис. 2.4 - Типовой суточный график завода строительных конструкций

Согласно производственному календарю, в 2020 году: 248 рабочих и 118 выходных дня.

Мощность ступени

$$P_{ст} = \frac{n\% \cdot P_{p\Sigma}}{100}.$$

Пример для 1 ступени:

$$P_{ст} = \frac{n\% \cdot P_{p\Sigma}}{100} = \frac{39 \cdot 4979,99}{100} = 1942,20 \text{ кВт}.$$

Таблица 2.11 - Суточное изменение нагрузки рабочего дня в кВт

Часы	N, %	P _{ст} , кВт
0-1	39	1942,2
1-2	37	1842,6
2-3	32	1593,6
3-4	28	1394,4
4-5	25	1245
5-6	29	1444,2
6-7	40	1992
7-8	60	2988
8-9	90	4482
9-10	100	4980
10-11	90	4482
11-12	77	3834,6
12-13	67	3336,6
13-14	87	4332,6
14-15	83	4133,4
15-16	78	3884,4
16-17	76	3784,8
17-18	80	3984
18-19	78	3884,4
19-20	70	3486
20-21	72	3585,6
21-22	79	3934,2
22-23	59	2938,2
23-24	39	1942,2

По суточному графику активной нагрузки необходимо сформировать годовой график активной нагрузки по продолжительности. Он строится следующим образом. На суточном графике нагрузки определяем максимальную нагрузку и время ее действия в часах. Это время умножаем на 365 (число дней в году) и величину максимальной нагрузки с найденной продолжительностью откладываем на годовом графике. Далее по аналогии

определяем следующие в порядке убывания значения нагрузок и их продолжительность из суточного графика.

Годовой расход электроэнергии определяется площадью графика:

$$W_{a.z}^{(paб)} = 75446,85 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Максимальная нагрузка:

$$P_{\max}^{(paб)} = 4979,99 \text{ кВт}.$$

Число часов использования максимума нагрузки:

$$T_{\max} = \frac{(W_{a.z.}^{(paб)} \cdot 248)}{P_{\max}^{(paб)}} = \frac{(75446,85 \cdot 248)}{4979,99} = 3757,2 \text{ час.}$$

Линии, питающие трансформаторы ГПП, выполняются воздушными проводами марки АС. Выбор сечения проводов производится по экономической плотности тока. Суммарное сечение F проводов фазы, проектируемой ВЛ определяем по формуле:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_p}{j_n},$$

где I_p – расчетный ток, А;

j_n – нормированная плотность тока, А/мм²;

$j_n = 1,1$ А/мм² – плотность тока для алюминиевых неизолированных проводов для ВЛ при $T_{\max} = 3000-5000$ ч [2, табл. 6.1].

Определим расчетный ток, приходящийся на одну линию

$$I_p = \frac{S_{p\text{ГПП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 103,92 \text{ А.}$$

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_p}{j_n} = \frac{103,92}{1,1} = 94,45 \text{ мм}^2.$$

Ближайшее стандартное сечение $F = 120$ мм², принимаем провод АС 120/19 с $I_{\text{доп}} = 390$ А [5, стр. 124].

Проверка сечения:

1. По допустимой токовой нагрузке по нагреву и по перегрузочной способности по условиям:

$$I_p \leq I_{\text{доп}},$$

$$I_{\text{п.а}} \leq 1,3 \cdot I_{\text{доп}},$$

103,92 А ≤ 390 А – удовлетворяет условию;

103,92 · 2 = 207,84 А ≤ 1,3 · 390 = 507 А – удовлетворяет условию.

2. По условию механической прочности: 120 мм² > 25 мм²;

3. По допустимой потере напряжения: допустимую длину питающей линии определим:

$$l_{\text{доп}} = l_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{\text{доп}\%} \cdot k_z \geq L,$$

где $l_{\Delta U 1\%}$ – длина линии при полной нагрузке на 1% потери напряжения, км,

$\Delta U_{\text{доп}\%} = 5\%$ - допустимая потеря напряжения в нормальном режиме,

$\Delta U_{\text{доп}\%} = 10\%$ - в послеаварийном;

$k_z = \frac{I_{\text{доп}}}{I_p}$ - коэффициент загрузки линии;

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

L – фактическая длина линии, км.

Принимаем по [2, таблица П.5.1.] $l_{\Delta U 1\%} = 2,05$ км

В нормальном режиме:

$$k_z = \frac{390}{103,92} = 3,75,$$

$$l_{\text{доп}} = 2,05 \cdot 5 \cdot 3,75 \text{ км} = 38,44 \geq 6 \text{ км.}$$

В послеаварийном режиме:

$$k_z = \frac{390}{2 \cdot 103,82} = 1,88,$$

$$l_{\text{доп}} = 2,05 \cdot 10 \cdot 1,88 = 38,44 \geq 6 \text{ км.}$$

Сечение провода проходит по допустимой потере напряжения.

2.9 Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1 кВ

Короткие замыкания в электрических системах возникают при нарушении изоляции токоведущих элементов электрических устройств, в результате ее естественного старения (износа), своевременно не выявленного путем профилактических испытаний или каких-либо повреждений в эксплуатации.

Возможны повреждения изоляции при перенапряжениях, например, при прямых ударах молнии в провода воздушных линий или распределительные устройства.

Вычисление токов короткого замыкания необходимо для:

1. Выбора электрооборудования;
2. Выбора средств ограничения токов короткого замыкания;
3. Проектирования релейной защиты.

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

Для упрощения расчетов принимают ряд допущений:

- трехфазную систему считают симметричной;
- не учитывают насыщения магнитных систем, что позволяет считать все цепи линейными, следовательно, может быть применен принцип наложения;
- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов и емкостными проводимостями всех элементов короткозамкнутой сети (кроме воздушных линий 330кВ и выше и кабельных линий 110 кВ и выше);
- в течение всего процесса КЗ ЭДС генераторов системы считают совпадающими по фазе;
- электродвижущие силы всех источников питания, значительно удаленных от места КЗ, считают неизменными.

Для расчета токов КЗ составляем расчетную схему – упрощенная однолинейная схема электроустановки, в которой учитываются все источники питания, трансформаторы, воздушные и кабельные линии. Она приведена на рисунке 2.5.

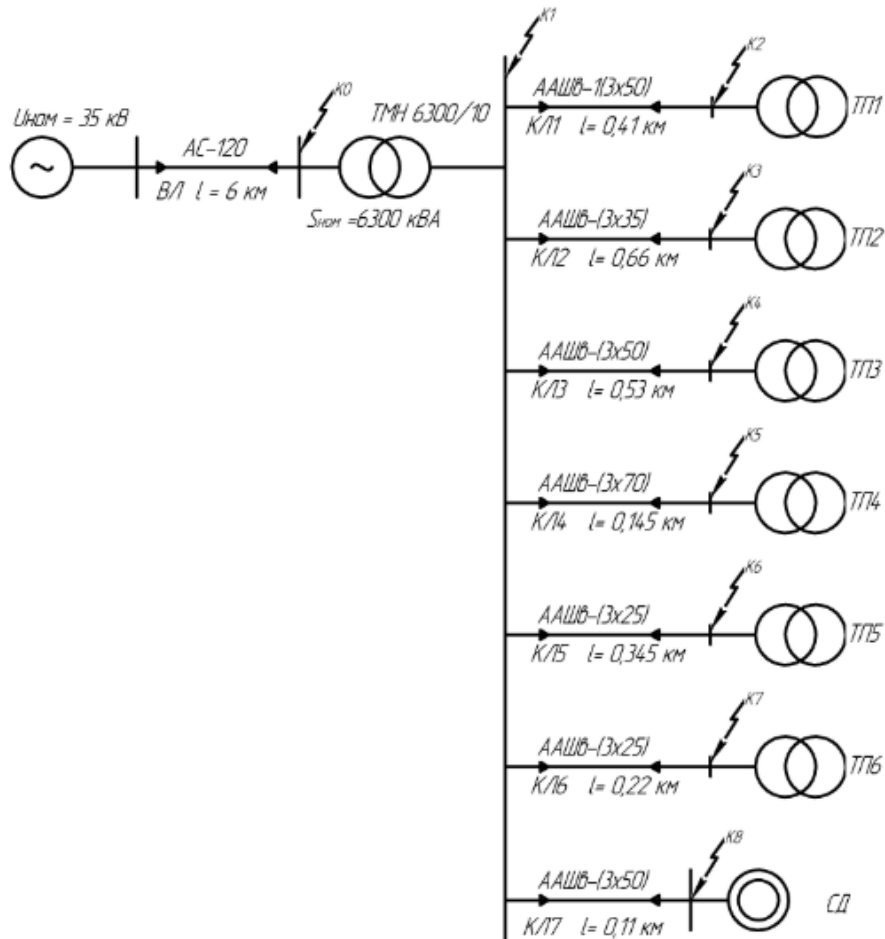


Рисунок 2.5 - Упрощенная однолинейная схема электроустановки

Принимаем базисную мощность $S_6 = 100$ МВА и среднее напряжение ступени с точками КЗ $U_{61} = 37$ кВ; $U_{62} = 10,5$ кВ.

1. Сопротивление воздушной линии 35 кВ:

$$r_{вл} = \frac{r_0 \cdot l \cdot S_6}{n_l \cdot U_{ср.ном}^2} = \frac{0,261 \cdot 6 \cdot 100}{2 \cdot 37^2} = 0,057 \text{ о.е.},$$

$$x_{вл} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_6}{n_l \cdot U_{ср.ном}^2} = \frac{0,309 \cdot 6 \cdot 100}{2 \cdot 37^2} = 0,0677 \text{ о.е.},$$

где: $l = 6$ км - длина воздушной линии;

$U_{ср.ном}$ - базисное напряжение данной ступени трансформации, кВ;

$r_0 = 0,261$ Ом/км - активное сопротивление провода АС-120 [2,табл.1.6];

$x_0 = 0,309$ Ом/км - индуктивное сопротивление провода АС-120 [2,табл.1.12].

2. Сопротивление трансформатора ТМН-6300/35 кВА:

$$x_{тр} = \frac{u_{кз} \%}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном.тр}} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 1,19 \text{ о.е.},$$

$S_{ном.тр} = 6,3$ МВА - номинальная мощность трансформатора;

$u_{кз} = 7,5\%$ – напряжение короткого замыкания трансформатора.

Активным сопротивлением пренебрегаем, так как трансформатор большой мощности.

3. Сопротивление кабельной линии КЛ1:

$$r_{кл} = \frac{r_0 \cdot l \cdot S_б}{U_{ср.ном}^2} = \frac{0,894 \cdot 0,41 \cdot 100}{10,5^2} = 0,332 \text{ о.е.},$$

$$x_{кл} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_б}{U_{ср.ном}^2} = \frac{0,0637 \cdot 0,41 \cdot 100}{10,5^2} = 0,024 \text{ о.е.},$$

где: $l = 0,410$ км – длина кабельной линии;

$U_{ср.ном} = 10,5$ кВ – базисное напряжение данной ступени трансформации;

$r_0 = 0,894$ Ом/км – активное сопротивление кабеля ААШв–(3х35) [2,табл.1.5];

$x_0 = 0,0637$ Ом/км – индуктивное сопротивление кабеля ААШв–(3х35) [2,табл.1.5].

4. Сопротивление кабельной линии КЛ3:

$$r_{кл} = \frac{r_0 \cdot l \cdot S_б}{U_{ср.ном}^2} = \frac{0,625 \cdot 0,53 \cdot 100}{10,5^2} = 0,30 \text{ о.е.},$$

$$x_{кл} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_б}{U_{ср.ном}^2} = \frac{0,0625 \cdot 0,53 \cdot 100}{10,5^2} = 0,030 \text{ о.е.},$$

где: $l = 0,53$ км – длина кабельной линии;

$U_{ср.ном} = 10,5$ кВ – базисное напряжение данной ступени трансформации;

$r_o = 0,625 \text{ Ом/км}$ – активное сопротивление кабеля ААШв–(3х50)
[2,табл.1.5],

$x_o = 0,0625 \text{ Ом/км}$ – индуктивное сопротивление кабеля ААШв–(3х50)
[2,табл.1.5].

Схема замещения представлена на рисунке ниже

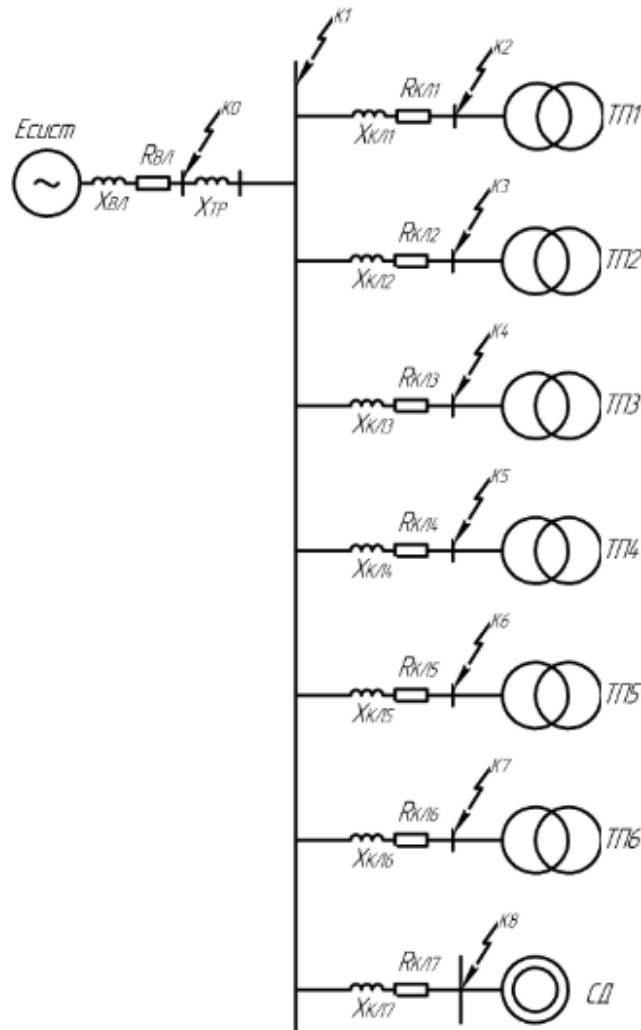


Рис. 2.5 - Схема замещения

Точка К0:

Базовый ток

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,562 \text{ кА},$$

$$I_{62} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА}.$$

Суммарные сопротивление до точки К:

$$Z_{рез} = \sqrt{(x_{вл})^2 + (r_{вл})^2} = \sqrt{(0,057)^2 + (0,068)^2} = 0,089 \text{ о.е.}$$

Начальное значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{I_{\delta 1}}{Z_{рез}} = \frac{1,562}{0,089} = 17,586 \text{ кА.}$$

Ударный коэффициент $k_{уд} = 1,08$ по рис.7.1 ($x/r = 1,19$) [2].

Ударный ток КЗ

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{кз}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,08 \cdot 17,586 = 26,86 \text{ кА.}$$

Точка К1:

Суммарные сопротивление до точки К1:

$$Z_{рез} = \sqrt{(x_{вл} + x_{тр})^2 + (r_{вл})^2} = \sqrt{(0,068 + 1,19)^2 + (0,057)^2} = 1,259 \text{ о.е.}$$

Начальное значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{I_{\delta 2}}{Z_{рез}} = \frac{5,505}{1,259} = 4,366 \text{ кА.}$$

Ударный коэффициент $k_{уд} = 1,71$ по рис.7.1 ($x/r = 22,07$) [2].

Ударный ток КЗ

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{кз}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,71 \cdot 4,366 = 10,533 \text{ кА.}$$

Точка К8:

Результирующее сопротивление до точки КЗ

$$\begin{aligned} Z_{рез} &= \sqrt{(x_{вл} + x_{тр} + x_{кл7})^2 + (r_{вл} + r_{кл7})^2} = \\ &= \sqrt{(0,135 + 1,19 + 0,006)^2 + (0,118 + 0,062)^2} = 1,270 \text{ о.е.} \end{aligned}$$

Начальное значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{I_{\delta 2}}{Z_{рез}} = \frac{5,499}{1,270} = 4,330 \text{ кА.}$$

Ударный коэффициент $k_{уд} = 1,72$ по рис.7.1 ($x/r = 10,59$) [2].

Ударный ток КЗ

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{кз}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 4,330 = 10,533 \text{ кА.}$$

Ток КЗ от СД:

Принимаем:

$$E'' = 1,1, \quad x_d'' = 0,2, \quad I_{\text{НОМСД}} = 56,15 \text{ А},$$

Тогда:

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = I_{\text{КЗ_СД}} = \frac{E'' \cdot I_{\text{НОМСД}}}{x_d''} = \frac{1,1 \cdot 56,15}{0,2} = 308,83 \text{ А} = 0,308 \text{ кА}.$$

Ударный ток КЗ

Рассчитаем параметры синхронных двигателей:

Для MS1:

$$S_{\text{НОМСД MS1}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\eta_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi_{\text{НОМ}}} = \frac{0,80}{0,960 \cdot 0,90} = 0,956 \text{ МВА};$$

$$R_{*\text{СД(НОМ) MS1}} = [0,25 \cdot (1 - \eta_{\text{НОМ}}) \cdot \cos \varphi_{\text{НОМ}}] \cdot \left(\frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \right) =$$

$$= [0,25 \cdot (1 - 0,960) \cdot 0,9] \cdot \left(\frac{10^2}{0,956} \right) = 0,762 \text{ о.е.};$$

$$X_{*\text{СД(НОМ) MS1}}'' = \left\{ \frac{1}{I_{*\text{ПСК}}} \cdot \sqrt{\left(1 - \frac{M_{*\text{ПСК}} \cdot \cos \varphi_{\text{НОМ}}}{I_{*\text{ПСК}}} \right)^2} \right\} =$$

$$\frac{1}{6,70} \cdot \sqrt{\left(1 - \frac{2,01 \cdot 0,9}{6,70} \right)^2} = 0,107 \text{ о.е.},$$

$$R_{*\text{СД MS1,2(6)}} = R_{*\text{СД(НОМ) MS1,2}} \cdot \frac{S_6}{U_{62}^2} = 0,762 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,691 \text{ о.е.};$$

$$X_{*\text{СД MS1,2(6)}}'' = X_{*\text{СД(НОМ) MS1,2}}'' \cdot \frac{S_6}{U_{62}^2} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,107 \cdot \frac{100}{10,5^2} \cdot \frac{10^2}{0,962} = 10,088 \text{ о.е.};$$

Рассчитаем ударный коэффициент СД:

$$T_{\text{MS1}} = \frac{X_{\text{MS1}}}{314 \cdot R_{\text{MS1}}} = \frac{10,09}{314 \cdot 0,691} = 0,047$$

$$k_{\text{уд}} = 1 + e^{\left(\frac{-0,01}{T_{\text{МА}}} \right)} = 1 + e^{\left(\frac{-0,01}{0,047} \right)} = 1,81$$

Тогда ударный ток:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,81 \cdot 0,308 = 0,788 \text{ кА}.$$

Итого, учитывая подпитку от СД, КЗ в точке К7:

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = 4,330 + 0,308 = 4,638 \text{ кА}.$$

Ударный ток КЗ

$$i_{уд} = 10,533 + 0,788 = 11,321 \text{ кА.}$$

Расчет токов короткого замыкания сводим в таблицу 2.12.

Таблица 2.12 - Расчет токов короткого замыкания в точке КЗ

Номер линии	Потребитель	Точка КЗ	R _{кл}	X _{кл}	Z _{резКЗ}	I _{КЗ} ⁽³⁾	х/г	k _{уд}	i _{удКЗ}
			о.е.	о.е.	о.е.	кА	-	-	кА
КЛ1	ТП1	К2	0,332	0,024	1,341	4,067	3,32	1,38	8,118
КЛ2	ТП2	К3	0,535	0,038	1,394	3,945	2,13	1,22	6,807
КЛ3	ТП3	К4	0,300	0,030	1,460	3,767	1,88	1,19	7,191
КЛ4	ТП4	К5	0,164	0,009	1,286	4,276	5,73	1,57	9,495
КЛ5	ТП5	К6	0,391	0,021	1,355	4,058	2,85	1,32	7,576
КЛ6	ТП6	К7	0,178	0,013	1,292	4,225	5,41	1,53	9,207
КЛ7	СД	К8	0,062	0,006	1,270	4,638	10,59	1,72	11,321

Проверка КЛ

По токам короткого замыкания проверяем высоковольтные линии (как показано выше), идущие до ТП цехов.

КЛ1

Минимально допустимое сечение проводника по данному условию определяем по формуле:

$$F_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T}, \text{ мм}^2,$$

где C_T – коэффициент, зависящий от допустимой температуры при КЗ и материала проводника, для кабелей до 10 кВ с алюминиевыми жилами $C_T = 90 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$; [1]

B_k – тепловой импульс тока КЗ, $\text{А}^2 \cdot \text{с}$;

$$B_k = I_{по}^2 (t_{пр} + T_a),$$

где $I_{по} = 4,067 \text{ кА}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ по расчёту КЗ в точке К2;

$t_{пр}$ – расчетное время отключения выключателя или приведённое время отключения тока КЗ;

T_a – постоянная затухания апериодической составляющей тока КЗ:

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} = \frac{x_{вл} + x_{тр} + x_{КЛ1}}{\omega \cdot (r_{вл} + r_{КЛ1})} = \frac{0,135 + 1,19 + 0,024}{314 \cdot (0,118 + 0,332)} = 0,009 \text{ с,}$$

$t_{рз} = t_{р.з.min} + \Delta t_c$, схема внутриводского электроснабжения предприятия двухступенчатая, поэтому принимаем для КЛ1 $t_{р.з} = 0,01$ с, т.к. первая ступень

$$t_{пр} = t_{р.з.} + t_{откл} = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ с,}$$

где $t_{р.з.min}$ – минимальное время срабатывания первой ступени защиты, принимаемое равным 0,01 с для первой ступени защиты.

$t_{с.в.откл} = 0,055$ с – для выключателя на 10 кВ ВБПС-10.

Определяем тепловой импульс тока:

$$B_k = I_{к,к2}^2 (t_{пр} + T_a) = 4,067^2 \cdot (0,065 + 0,009) = 1,224 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \text{ с;}$$

Минимальное сечение жилы кабеля КЛ1:

$$F_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_m} = \frac{\sqrt{1,224 \cdot 10^6}}{90} = 12,29 \text{ мм}^2 < F_{факт} = 35 \text{ мм}^2$$

Принятое сечение линии проходит по нагреву токами КЗ. Для остальных кабельных линий расчет производим аналогично. Результаты сводим в таблице 2.13.

Таблица 2.13 - Проверка кабельных линий распределительной сети 10 кВ

№	Назнач.	I_p	$F_{эк}$	$I_{доп}$	Марка и сечение	F_{min}	Способ прокладки
КЛ1	ГПП-ТП1	36,37	26,0	115	ААШв-(3х35)	12,29	в каналах
КЛ2	ГПП-ТП2	36,37	26,0	115	ААШв -(3х35)	12,01	в каналах
КЛ3	ГПП-ТП3	57,73	41,2	140	ААШв -(3х50)	11,46	в каналах
КЛ4	ГПП-ТП4	23,09	16,5	90	ААШв -(3х25)	13,01	в каналах
КЛ5	ГПП-ТП5	23,09	16,5	90	ААШв -(3х25)	12,35	в каналах
КЛ6	ГПП-ТП6	36,37	26,0	115	ААШв -(3х35)	12,86	в каналах
КЛ7	ГПП-СД	56,15	40,1	105	ААШв -(3х50)	14,11	в каналах

В ходе проверки по нагреву условия выбора выполняются для всех линий.

2.10 Разработка линий электроснабжения до 1000 В по территории предприятия

Выбор сечений питающей линий производится по длительно допустимой токовой нагрузке из условия нагрева. Линии, питающие распределительные пункты, проверяются по допустимой потере напряжения.

Для питания РП принимаем провод марки ААВГнг с прокладкой по стенам зданий. Питание осуществляем по радиальным линиям.

Пример расчета проводника, питающего РП1:

Мощность нагрузки РП

$$P_p = 109,25 \text{ кВт}, \quad Q_p = 110,36 \text{ кВАр}, \quad S_p = 155,3 \text{ кВА}.$$

Расчётный ток РП

$$I_p = \frac{S_p}{n_{\text{ц}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{155,3}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,38} = 235,95 \text{ А}.$$

Намечаем провод марки СИП-2-1(3×95 + 1×95) с $I_{\text{доп}} = 300 \text{ А}$ [27].

– проверка намеченного кабеля по нагреву расчетным током

$$I_{\text{доп}} = 300 \text{ А} > I_p = 235,95 \text{ А}.$$

– проверка по допустимой потере напряжения

$$\Delta U_{p\%} = \Delta U_0 \cdot I_p \cdot l = 0,130 \cdot 235,95 \cdot 0,090 = 2,76\% < 5\%,$$

где l – длина рассматриваемой линии; 5% – допустимое значение потерь напряжения; ΔU_0 – потеря напряжения в трехфазных сетях 380 В [1, стр. 91, табл. П.2.11], % / (А·км).

Принятый кабель проходит по результатам проверок. Расчёт по остальным участкам сведём в таблицу 2.14.

Таблица 2.14 – Выбор и проверка проводников 0,4 кВ

Участок	P_p , кВт	Q_p , кВАр	S_p , кВА	$\cos\varphi$	I_p , А	Марка и сечение проводника	$I_{доп}$, А	ΔU_0 , %/(А·км)	l , км	ΔU_0 , %/
ТП1-РП1	109.2	110.4	155.3	0.70	235.9	ААВГнг-1(4х150)	308	0,130	90	2.76
ТП1-РП2	213.5	281.8	353.5	0.60	134.2	ААВГнг-4(4х50)	161	0.119	175	2.79
ТП1-РП3	307.1	231.7	384.7	0.80	146.1	ААВГнг-4(4х50)	161	0.141	130	2.69
ТП1-РП4	52.7	53.1	74.8	0.70	113.5	ААВГнг-4(4х35)	129	0.313	89	3.15
ТП2-РП5	395.4	558.9	684.7	0.58	260.1	ААВГнг-6(4х185)	354	0.119	42	1.29
ТП2-РП6	45.2	45.3	64.0	0.71	97.2	ААВГнг-1(4х35)	129	0.227	279	4.58
ТП2-РП7	46.0	45.9	64.9	0.71	98.7	ААВГнг-1(4х35)	129	0.227	203	4.56
ТП2-РП8	164.4	165.8	233.5	0.70	88.7	ААВГнг-4(4х25)	106	0.169	222	3.32
ТП2-РП9	196.7	199.3	280.0	0.70	212.7	ААВГнг-2(4х95)	235	0,130	34	0.94
ТП3-РП10	287.5	253.5	383.3	0.75	145.6	ААВГнг-4(4х50)	161	0.313	60	2.73
ТП3-РП11	46.2	59.0	74.9	0.62	113.8	ААВГнг-1(4х35)	129	0.276	63	1.94
ТП3-РП12	82.1	62.9	103.5	0.79	157.2	ААВГнг-1(4х50)	161	0.185	39	1.14
ТП4-РП13	393.3	297.5	493.1	0.80	187.3	ААВГнг-4(4х50)	235	0.185	47	1.63
ТП6-РП14	254.7	259.0	363.2	0.70	275.9	ААВГнг-2(4х150)	308	0,130	47	1.68
ТП6-РП15	198.8	201.2	282.8	0.70	214.8	ААВГнг-2(4х95)	235	0,130	25	0.66

3. Внешнее электроснабжение предприятий

Понижающая подстанция состоит из трех основных частей: открытого распределительного устройства 35 кВ; силового трансформатора; закрытого распределительного устройства 10 кВ.

В данной работе рассматривается вариант тупиковой подстанции. Основными элементами открытого распределительного устройства являются: разъединители, отделители и короткозамыкатели; измерительные трансформаторы тока и напряжения; высоковольтный выключатель.

Основным элементом понижающей подстанции служит силовой трансформатор с напряжением первичной обмотки 35 кВ.

Для распределения электрической энергии на напряжении 10 кВ требуется разработка закрытого распределительного устройства. Размер этого устройства на прямую зависит от количества присоединений на данном напряжении. Каждое присоединение к шинам 10 кВ требует отдельную ячейку КРУ. В общем случае, для нормального функционирования распределительной сети требуется не только подключить все цеховые трансформаторные подстанции, но и устройства компенсации реактивной мощности 10 кВ, измерительные трансформаторы 10 кВ и оставить места под резервные линии.

3.1 Разработка схемы внешнего электроснабжения

Все виды аппаратов выбираются в соответствии с вычисленными максимальными расчетными величинами для нормального режима и короткого замыкания. Для их выбора производим сравнение указанных расчетных величин с допустимыми значениями высоковольтного оборудования. Составляем таблицу сравнения указанных расчетных и допустимых величин. При этом для обеспечения надежной безаварийной работы расчетные величины должны быть меньше допустимых.

Принимаем схему внешнего электроснабжения в виде двух блоков с выключателями Q1 и Q2 и неавтоматической перемычкой [22]. При нарушении в трансформаторе T1, сработает защита и подаст сигнал на

отключение выключателя в цепях трансформатора на низкой Q4 и высокой Q2 стороне. Секционный выключатель низкой стороны Q5 подключит секцию, оставшуюся без напряжения.

Разъединители QS3 и QS4 в ремонтной перемычке нормально отключены. В случае вывода в ремонт трансформатора T2 или выключателя в цепи трансформатора Q2 или Q4 есть возможность оставить в работе обе питающие линии путем включения разъединителей перемычки QS3 и QS4. Причем сначала включается перемычка, а затем отключаются цепи трансформатора. Схема представлена на рисунке 3.1.

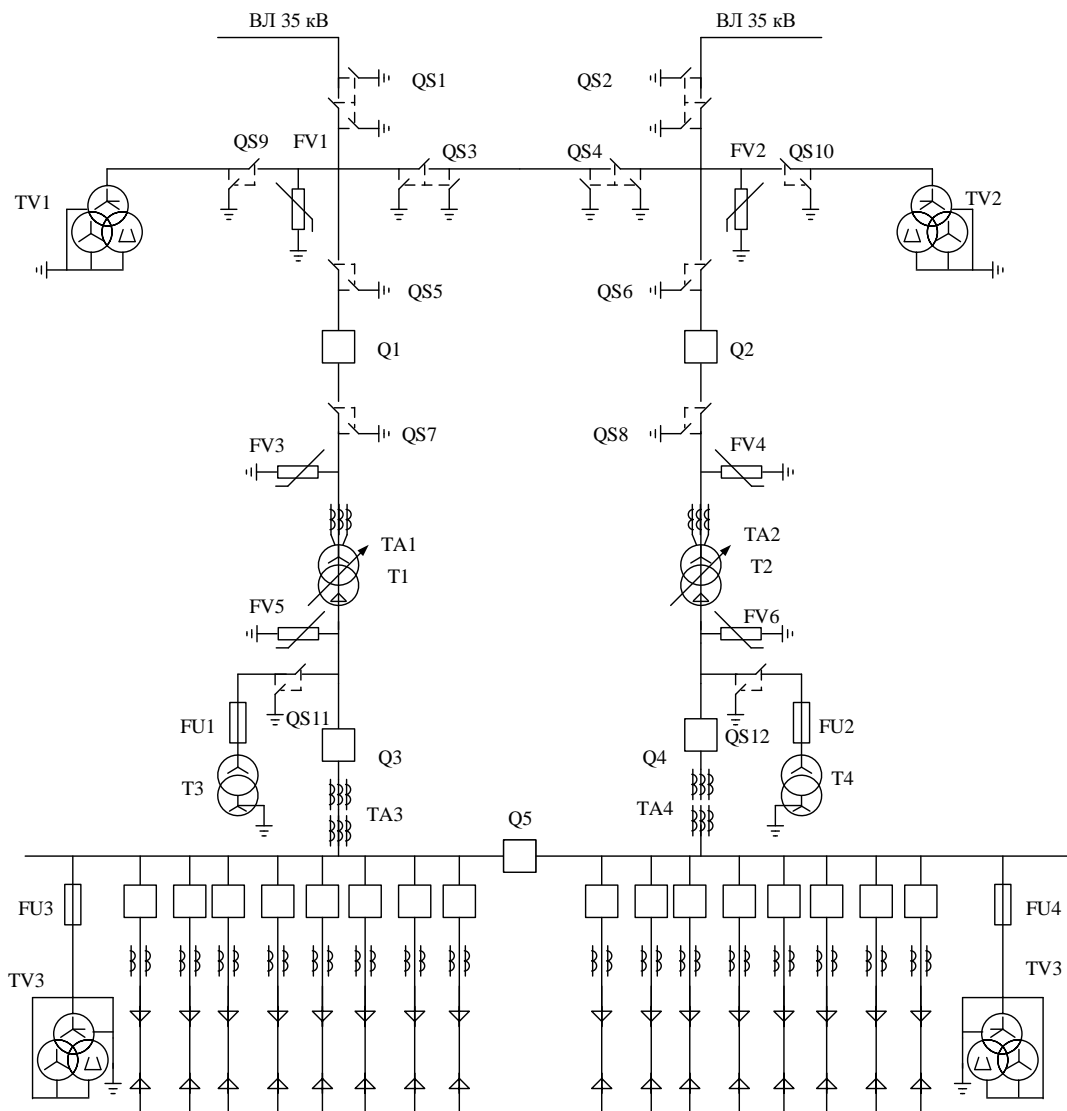


Рисунок 3.1 – Схема внешнего электроснабжения

Электроснабжение потребителей первой и второй категории осуществляется с помощью двухтрансформаторной подстанции. При использовании двух трансформаторов коэффициент загрузки не должен превышать 0,7, что объясняется возможностью сохранения работоспособности электроустановки при выходе из строя одного из трансформаторов. Работа исправного трансформатора допускается с загрузкой 1,4, но не более 5 дней подряд по 6 часов.

В пункте 2.6 была определена расчетная мощность трансформаторов ГПП с учетом определенной мощности компенсирующих устройств. К установке на главной понизительной подстанции приняты два двухобмоточных трансформатора марки ТМН-6300/35.

Электроснабжение ГПП осуществляется по двухцепной воздушной линии электропередач, проложенной на стальных опорах сталеалюминевыми проводами марки АС.

В пункте 2.6 было выбрано сечение воздушной линии электропередачи методом экономической плотности тока. Так же были проведены необходимые проверки – проверка на перегрузочную способность, по допустимой потере напряжения, на механическую прочность и на корону. Марка провода и сечение линии принято АС-120/19.

3.2 Выбор силового оборудования

3.2.1 Выбор выключателей и разъединителей

Выключатели на 35 кВ (Q1 и Q2)

Предварительно выбираем выключатель ВМУЭ-35Б-25/1250 [12] высоковольтный маломасляный трехполюсный выключатель, предназначенный для установки в открытых и закрытых распределительных устройствах и коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц.

Выключатели ВМУЭ-35Б-25/1250 могут быть установлены в районах умеренного, холодного и тропического климата, на высоте не более 1000 м

над уровнем моря, с температурой окружающего воздуха от +40 до -60°C. Выключатель состоит из рамы, полюсов и электромагнитного привода ПЭМУ-800.

Рабочий ток в данном случае определяется номинальным током трансформатора.

$$I_{н.тр} = \frac{S_{н.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 363,731 \text{ А.}$$

Определяем ток в питающих линиях:

Нормальный режим:

$$I_{расч} = \frac{S_{тр.ном}}{\sqrt{3} \cdot 35} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 103,923 \text{ А.}$$

Аварийный режим (отключение одной линии):

$$I_{н.ав} = 2 \cdot I_{расч} = 2 \cdot 103,923 = 207,846 \text{ А.}$$

Рассчитываем тепловой импульс тока КЗ

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} = \frac{x_{вл}}{\omega \cdot (r_{вл})} = \frac{0,135}{314 \cdot (0,118)} = 0,0036 \text{ с,}$$

$$B_k = I_{к,к0}^2 (t_{пр} + T_a) = (8,678)^2 \cdot (0,655 + 0,0036) = 49,597 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

В таблице 3.1 приведены расчетные и справочные данные.

Таблица 3.1 - Выбор высоковольтного выключателя

Расчетные данные		Справочные данные
$U_n = 35 \text{ кВ}$	=	$U_n = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} = 103,9 \text{ А}$	<	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$
$I_{п.о.} = 8,678 \text{ кА}$	<	$I_{откл.ном} = 25 \text{ кА}$
$i_y = 5,105 \text{ кА}$	<	$i_{дин} = 64 \text{ кА}$
$B_k = 49,597 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$	<	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 25^2 \cdot 1 = 625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатель ВМУЭ-35Б-25/1250 успешно выдержал все проверки.

Выключатели на 10 кВ (Q3 – Q5)

Выберем высоковольтный выключатель с низкой стороны ГПП, а также секционный выключатель.

Рабочий ток в данном случае определяется номинальным током трансформатора.

$$I_{н.тр} = \frac{S_{н.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 363,731 \text{ А} - \text{ для Q5}$$

$$I_{н.тр} = \frac{S_{н.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 727,461 \text{ А} - \text{ для Q3, Q4}$$

Рассчитываем тепловой импульс тока КЗ

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} = \frac{x_{вл} + x_{тр}}{\omega \cdot (r_{вл})} = \frac{0,339 + 1,19}{314 \cdot (0,296)} = 0,016 \text{ с},$$

$$B_k = I_{к,к2}^2 (t_{пр} + T_a) = (4,139)^2 \cdot (0,655 + 0,016) = 11,495 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Зная начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ и ударный ток КЗ, выберем высоковольтный выключатель. Принимаем к установке выключатель марки ВБПС-10 [13].

В таблице 3.2 приведены расчетные и справочные данные.

Таблица 3.2 - Выбор высоковольтного выключателя

Расчетные данные		Справочные данные
$U_n = 10 \text{ кВ}$	=	$U_n = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 727,361 \text{ А}$	<	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{п.о.} = 4,139 \text{ кА}$	<	$I_{откл.ном} = 12,5 \text{ кА}$
$i_y = 10,01 \text{ кА}$	<	$i_{дин} = 32 \text{ кА}$
$B_k = 11,495 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$	<	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

На РП предусматриваем установку секционного вакуумного выключателя типа ВВ/TEL, предназначенные для работы внутри помещения (Q5) [14]. Принимаем выключатель ВВ/TEL-10-20/1000-У.

В – выключатель;

В – вакуумный;

TEL – фирменная марка предприятия;

10 – номинальное напряжение сети, кВ;

20 – номинальный ток отключения кА;

1000 – номинальный ток А; У – для умеренного климата;

Выбор вводного и секционного вакуумного выключателя по расчетным и справочным данным приведен в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Выбор вводного и секционного вакуумного выключателя типа ВВ/TEL

Расчетные данные		Справочные данные
$U_H = 10 \text{ кВ}$	=	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 363,731 \text{ А}$	<	$I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{п.о.}} = 4,139 \text{ кА}$	<	$I_{\text{откл.ном}} = 20 \text{ кА}$
$i_y = 10,01 \text{ кА}$	<	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$
$B_k = 11,495 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$	<	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Все проверки успешно пройдены.

3.2.2 Выбор контрольно-измерительных приборов на подстанции

Контроль за режимами работы основного и вспомогательного оборудования на электростанциях и подстанциях осуществляется с помощью контрольно-измерительных приборов. В зависимости от особенностей режима работы даже на аналогичных присоединениях количество контрольно-измерительных приборов может быть различным. Выберем необходимый состав оборудования.

В качестве подключаемых измерительных приборов выбираем: амперметр и вольтметр на стороне 35 кВ; амперметр, вольтметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной мощности в РУ 10 кВ. Перечень контрольно-измерительных приборов представлен в таблице 3.4

Таблица 3.4 - Перечень контрольно-измерительных приборов на подстанции

Цепь установки приборов	Места установки приборов	Перечень приборов
Двухобмоточный трансформатор	ВН (35 кВ) НН (10 кВ)	Амперметр, вольтметр Амперметр, вольтметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной энергии
Сборные шины 6 кВ	На каждой секции или системе шин	Вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр для измерения трех фазных напряжений, амперметр, ваттметр

Выбор измерительных трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также 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 [7, стр. 371, рис. 4.104]. Нагрузка трансформаторов тока представлена в таблице 3.5 [7, стр. 635, табл. П.4.7].

Таблица 3.5 – Нагрузка трансформаторов тока

Место установки	Прибор	Тип	Нагрузка, В·А		
			А	В	С
Сторона ВН трансформатора ГПП	Амперметр	Э – 350	0,5	—	0,5
	Амперметр	Э – 350	0,5	—	0,5
Итого:			1,0	—	1,0
Сторона НН трансформатора ГПП	Амперметр	Э – 350	—	0,5	—
	Ваттметр	Д – 335	0,5	—	0,5
	Варметр	Д – 335	0,5	—	0,5
	Счетчик W	СЭТ-4ТМ	2,5	—	2,5
	Счетчик V	СЭТ-4ТМ	2,5	—	2,5
Итого:			6,0	0,5	6,0

Намечаем трансформаторы тока ТФЗМ35Б У1 и ТШЛ-10-У3.
 Параметры трансформатор тока приведены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Параметры трансформаторов тока [3, стр. 195, табл. 7.25]

№	Параметр	Значение	
		ТФЗМ	ТШЛ
1	Тип	ТФЗМ	ТШЛ
2	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	35	10
3	Номинальный ток $I_{ном}$, А	100	2000
4	Вторичный номинальный ток трансформатора тока I_2 , А	5	5
5	Ток электродинамической стойкости $i_{дин}$, кА	21	–
6	Ток термической стойкости $I_{тер}$, кА	4,7	–
7	Кратность	–	35
8	Длительность протекания тока термической стойкости $t_{тер}$, с	3	3
9	Вторичная ном. нагрузка трансформатора тока $Z_{2ном}$, Ом	1,2	0,8
10	Класс точности	0,5	0,5
11	Климатическое исполнение	У1	У3

Пример выбора трансформатора тока на стороне ВН трансформатора ГПП.

Из таблицы 3.5 видно, что наиболее загружены фазы А и С. Для них ведем расчет.

Проверка трансформаторов тока

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

$$U_{уст} = 35 \text{ кВ} = U_{ном} = 35 \text{ кВ};$$

– по току $I_{max} \leq I_{ном}$

$$I_{max} = \frac{S_{р.ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{5770,04}{\sqrt{3} \cdot 35,0} = 95,18 \text{ А} < I_{ном} = 100 \text{ А};$$

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

Общее сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{1,0}{5^2} = 0,04 \text{ Ом},$$

где $S_{приб}$ – мощность, потребляемая приборами (таблица 3.5).

Допустимое сопротивление проводников

$$r_{\text{пр, доп}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,04 - 0,05 = 1,11 \text{ Ом},$$

где $r_{\text{к}}$ – сопротивления контактов (0,05 Ом при двух-трех приборах; 0,1 Ом при большем количестве приборов) [7, стр. 374].

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

$$q_{\text{расч}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 8}{1,11} = 0,20 \text{ мм}^2,$$

где ρ – удельное сопротивление алюминиевого провода [7, стр. 374], Ом/мм²;

$l_{\text{пр}}$ – длина провода [7, стр. 375], м.

Принимаем кабель марки АКРВГ сечением $q = 4 \text{ мм}^2$ [7, стр. 375].

Тогда сопротивление кабеля

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 8}{4} = 0,057 \text{ Ом}.$$

Тогда вторичная нагрузка трансформатора тока

$$\begin{aligned} Z_2 \approx r_2 &= r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} = 0,04 + 0,057 + 0,05 = \\ &= 0,147 \text{ Ом} < Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}. \end{aligned}$$

– проверка трансформатора тока на электродинамическую стойкость

$$i_{\text{уд}} = 11,9 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 21 \text{ кА};$$

– проверка трансформатора тока на термическую стойкость $B_{\text{к}} \leq$

$I_{2\text{тер}} \cdot t_{\text{тер}}$

$$B_{\text{к}} = 26,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_{2\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 5^2 \cdot 3 = 66,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Трансформатор тока проходит по результатам проверок.

Трансформатор тока на низкой стороне трансформатора ГПП выбирается аналогично. Поэтому дальнейшие расчеты сведем в таблицу 3.7.

Таблица 3.7 – Выбор трансформаторов тока в цепях трансформатора ГПП

Тип ТТ	Расчетные данные	Каталожные данные
ТТ1, ТТ2 Сторона ВН трансформатора	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
	$I_{max} = 76,3 \text{ А}$	$I_{ном} = 100 \text{ А}$
	$B_k = 26,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 66,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	$i_{уд} = 11,9 \text{ кА}$	$I_{дин} = 21 \text{ кА}$
	$r_2 = 0,147 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$
ТТ3, ТТ4 Сторона НН трансформатора	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{max} = 333,13 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
	$B_k = 9,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 14700 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	$i_{уд} = 8,0 \text{ кА}$	не проверяется
	$r_2 = 0,397 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 0,800 \text{ Ом}$

Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 вольт, а также 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 [7, стр. 371, рис. 4.104; 7, стр. 362, табл. 4.11]. Нагрузка трансформаторов напряжения представлена в таблице 3.8

Таблица 3.8 – Нагрузка трансформаторов напряжения

Место установки	Прибор	Тип	$S_{обм}, \text{ В} \cdot \text{А}$	$n_{обм}, \text{ шт}$	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	$n_{приб}, \text{ шт}$	Потребл. мощность	
								P, Вт	Q, ВАр
Сторона ВН трансформатора ГПП	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
Итого:								19,0	0,0
Сторона НН трансформатора ГПП	Вольтметр	Э – 335	2,0	1	1	0	2	4,0	0,0
	Ваттметр	Э – 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	СЭТ-4ТМ	0,02	—	—	—	7	0,14	0,0
	Счетчик V	СЭТ-4ТМ	0,02	—	—	—	7	0,14	0,0
Итого:								10,3	0,0

Намечаем к установке на стороне ВН трансформатора ГПП трансформатор напряжения ЗНОМ-35 У1.

Намечаем к установке на стороне НН трансформатора ГПП трансформатор напряжения НТМИ-10

Параметры трансформаторов напряжения приведены в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Параметры трансформаторов напряжения

№	Параметр	Значение	
		ЗНОМ	НТМИ
1	Тип	ЗНОМ	НТМИ
2	Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$, кВ	35	10
3	Номинальная мощность $S_{\text{ном}}$, В·А	150	120
4	Класс точности	0,5	0,5
5	Климатическое исполнение	У1	У3

а) Проверка трансформаторов напряжения на стороне ВН трансформатора.

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

$$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ} = U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ};$$

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

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения из таблицы 3.7

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{19,0^2 + 0^2} = 19,0 \text{ В} \cdot \text{А} < S_{\text{ном}} = 150 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Трансформатор напряжения проходит по результатам проверок.

б) Проверка трансформаторов напряжения на стороне НН трансформатора.

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

$$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ} = U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ};$$

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

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения из таблицы 3.7

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{10,2^2 + 0^2} = 10,2 \text{ В} \cdot \text{А} < S_{\text{ном}} = 120 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

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 [7, стр. 375].

3.2.3 Выбор трансформаторов собственных нужд (ТСН)

На всех двухтрансформаторных подстанциях 35...110 кВ необходимо установить не менее двух трансформаторов (ТСН) для питания оборудования собственных нужд подстанций:

- устройств обогрева выключателей и шкафов РУ с установленными в них электрическими аппаратами и приборами;
- электрического освещения;
- систем сигнализации и пожаротушения.

На подстанции имеются следующие нагрузки собственных нужд [7, стр. 640, табл. П.6.2]:

- подогрев выключателей ОРУ

$$P_{\text{выкл}\Sigma} = n_{\text{выкл}} \cdot P_{\text{выкл}} = 2 \cdot 4,4 = 8,8 \text{ кВт}.$$

- подогрев шкафов

$$P_{\text{шк}\Sigma} = n_{\text{шк}} \cdot P_{\text{шк}} = 21 \cdot 1,0 = 21,0 \text{ кВт}.$$

- отопление, освещение, вентиляция ЗРУ

$$P_{\text{о.ЗРУ}} = 20,0 \text{ кВт}.$$

- освещение ОРУ

$$P_{\text{о.ОРУ}} = 5,0 \text{ кВт}.$$

Установленная мощность нагрузки собственных нужд

$$P_{\text{уст}} = P_{\text{выкл}\Sigma} + P_{\text{шк}\Sigma} + P_{\text{о.ЗРУ}} + P_{\text{о.ОРУ}} = 8,8 + 21,0 + 20,0 + 5,0 = 54,8 \text{ кВт}.$$

Мощность трансформатора собственных нужд

$$S_{\text{тр}} \geq P_{\text{расч}} = k_c \cdot P_{\text{уст}} = 0,8 \cdot 54,8 = 43,8 \text{ кВт},$$

где k_c – коэффициент спроса [7, стр. 475].

Принимаем к установке два трансформатора типа ТСН-63.

3.2.4 Выбор предохранителей

Для защиты трансформаторов собственных нужд (FU1, FU2)

Находим номинальный ток первичной обмотки ТМ-250/6

$$I_{тр.ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 14,434 \text{ А.}$$

Выбираем предохранители ПКТ-102-10-31,5-31,5-УЗ:

П – предохранитель;

К – с кварцевым наполнителем;

Т- для силовых трансформаторов.

Предохранители с кварцевым наполнителем являются токоограничивающими. Отключение тока короткого замыкания в предохранителях с кварцевым песком обеспечивается за счет интенсивной деионизации дуги, возникающей на месте пролегания плавкой вставки, в узких щелях между песчинками наполнителя.

Результаты выбора и проверки сведем в таблицу 3.10:

Таблица 3.10 - Выбор предохранителя

Расчетные данные		Справочные данные
$U_H = 10 \text{ кВ}$	=	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{расч} = 14,434 \text{ А}$	<	$I_{ном.вст} = 31,5 \text{ А}$
$I_{п.о.} = 4,139 \text{ кА}$	<	$I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА}$

Для защиты трансформаторов напряжения используются специальные предохранители марки ПKN

Для защиты трансформаторов напряжения 35 кВ ЗНОМ-35 У1 выбираем предохранители ПKN 001-35 ХЛ1 (FU5,FU6) [20].

П – предохранитель

К - с кварцевым наполнителем

Н – для трансформаторов напряжения

001 – конструктивное исполнение контакта (диаметр заменяемого элемента - 55 мм)

35 – номинальное напряжение, кВ

ХЛ – климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69

1 – категория размещения по ГОСТ 15543.1-89

Для защиты трансформаторов напряжения 10 кВ НТМИ-10 выбираем предохранители ПКН 001-10 ХЛ1 (FU3, FU4) [21].

П – предохранитель

К - с кварцевым наполнителем

Н – для трансформаторов напряжения

001 – конструктивное исполнение контакта (диаметр заменяемого элемента - 55 мм)

10 – номинальное напряжение, кВ

ХЛ – климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69

1 – категория размещения по ГОСТ 15543.1-89

Проверки не нужны.

3.2.4 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей QS1-QS2 производим по току линии в послеаварийном режиме.

$$I_{ном} \geq I_{п.ав} = 207,8 \text{ А.}$$

Выбираем разъединитель горизонтально-поворотного типа для наружной установки **РДЗ-2-35/1000 - УХЛ1** в трехполюсном исполнении [22]:

Р – разъединитель;

Д – двухколонковый;

З – с заземляющими ножами;

2 – число разъединяющих ножей;

УХЛ – для районов с умеренным и холодным климатом;

1- категория размещения на открытом воздухе.

Результаты выбора и проверки сведем в таблицу 3.11.

Таблица 3.11 - Выбор разъединителя

Расчетные данные		Справочные данные
$U_H = 35 \text{ кВ}$	=	$U_H = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{расч}} = 103,9 \text{ А}$ $I_{\text{п.ав}} = 207,8 \text{ А}$	<	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 12,763 \text{ кА}$	<	$I_{\text{пр.скв}} = 63 \text{ кА}$
$B_k = 12,76^2 \cdot 3 = 488,45 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$	<	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбор разъединителей **QS5-QS8** производим по току линии в нормальном режиме.

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}} = 103,91 \text{ А.}$$

Выбираем разъединитель горизонтально-поворотного типа для наружной установки **РДЗ-1-35/1000-УХЛ1** в трехполюсном исполнении с одним разъединяющим ножом [23].

Результаты выбора и проверки сведем в таблицу:

Таблица 3.12 - Выбор разъединителя

Расчетные данные		Справочные данные
$U_H = 35 \text{ кВ}$	=	$U_H = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{расч}} = 103,9 \text{ А}$	<	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 12,763 \text{ кА}$	<	$I_{\text{пр.скв}} = 40 \text{ кА}$
$B_k = 12,76^2 \cdot 3 = 488,45 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$	<	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбор разъединителей **QS9-QS10** для трансформатора напряжения ТН 35 кВ производится по отключающей способности, так как номинальный ток в первичной обмотке небольшой ($S_{\text{max}} = 1600 \text{ Вт}$).

$$I_{номТН} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 35000} = 0,03 \text{ А.}$$

Выбираем разъединитель горизонтально-поворотного типа для наружной установки **РДЗ-1-35/1000 - УХЛ1 [23]**.

3.2.5 Выбор ограничителей перенапряжения

Выбираем ОПН для защиты силовых трансформаторов и ТН со стороны 35 кВ (**FV1-FV4**).

ОПН предназначены для защиты электрооборудования сетей с изолированной или компенсированной нейтралью класса напряжения 35 кВ переменного тока частоты 50 Гц от атмосферных и коммутационных перенапряжений. Выбор производится по напряжению установки. Выбираем **ОПН-П-35/40,5/10/400 УХЛ1 [24]**.

Для защиты силовых трансформаторов со стороны 10 кВ и ТСН выбираем ОПН (**FV5-FV6**) типа **ОПН-П-10/12/10/1 III УХЛ1 [25]**.

Таблица 3.13 - Технические характеристики ОПН

Параметр ограничителя	ОПН-П-35/40,5/10/400 УХЛ1	ОПН-П-10/12/10/1 III УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	35	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	40,5	12
Номинальное напряжение ограничителя, кВ	51	-
Номинальный разрядный ток, кА	10	10

3.3 Разработка схемы закрытого распределительного устройства

Распределительное устройство 10 кВ представляет собой набор ячеек КРУ, объединенных общей шиной. Все ячейки расположены в модельном здании в одном зале. Количество ячеек зависит от количества подключений. Под подключениями понимаются как потребители, так и вспомогательное

оборудование, компенсирующие устройства, трансформаторы напряжения, секционный аппарат и вводные аппараты.

При электроснабжении потребителей первой и второй категории необходимо две секции шин. В каждой секции находится одна ячейка с выключателем для подключения к питающему трансформатору. Секционный выключатель устанавливается на первой секции шин, а на второй секции ячейка с одним разъединителем. Для подключения потребителей устанавливаются ячейки с выключателями по количеству присоединений к каждой шине. Для подключения трансформаторов напряжения выделяется по ячейке с разъединителем, разрядником и предохранителем на каждую секцию.

Пониженное напряжение с питающих трансформаторов передается по жестким шинам через проходные изоляторы, расположенные в стене здания, на вводные выключатели, подключенные к секциям шин распределительного устройства.

Количество, состав и назначение ячеек КРУ приведено на рисунке 3.2.

Порядковый номер ячейки в КРУ	2-8, 13-20	9,12	10	11	1,21
Номинальное напряжение, кВ	10				
Номинальный ток сборных шин, А	1600				
Вид оперативного тока, значение, В	пост., 220				
Схема главных цепей					
Назначение ячейки	Линия, резерв	Ввод	Секционный выключатель	Секционный выключатель	ТН
ТСН мощность, кВА	–	–	–	–	–
ТТ класс точности	0,5	–	0,5	–	–
ТН класс точности	–	–	–	–	0,5
Ток плавкой вставки предохранителя	–	–	–	–	5
Тип выключателя	ВБПС-10-20/1000	ВБПС-10-20/1000	ВВ/ТЕЛ-10-20/1000-У	–	–
Учет электрической энергии (да/нет)	да	да	нет	нет	нет
Релейная защита	да	да	нет	нет	нет
Количество ячеек КРУ	15	2	1	1	2

Рисунок 3.2 – Ячейки КРУ

4. Электроснабжение промышленных потребителей в здании арматурного цеха

Электроснабжение выполняется в следующей последовательности.

Приёмники распределяются по пунктам питания и определяются расчётные электрические нагрузки.

Выбирается схема и способ прокладки сети. Выбор способа прокладки производится с учётом характера окружающей среды и возможных условий места прокладки.

Производится выбор аппаратов защиты и сечений проводников.

Производится расчёт питающей и распределительной сети по условиям допустимой потери напряжения. Строится эпюра отклонения напряжений для цепочки линий от шин ГПП до зажимов одного наиболее мощного и удаленного электроприёмника для режимов максимальной и минимальной нагрузок, а в случае двухтрансформаторной подстанции и послеаварийного режима.

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.

4.1 Распределение электроприёмников цеха по пунктам питания

Распределение приемников по пунктам питания осуществляется путём подключения группы электроприёмников к распределительному шинопроводу, а также к распределительным пунктам. Рекомендуется оставлять в резерв одну-две группы, чтобы в случае установки нового оборудования не было проблем с его подключением.

Цех имеет нормальную среду, но в цехе много различного технологического оборудования.

На рисунке 4.1 изображен план цеха с расположением распределительных пунктов, распределительных шинопроводов и питаемых от них электроприёмников.

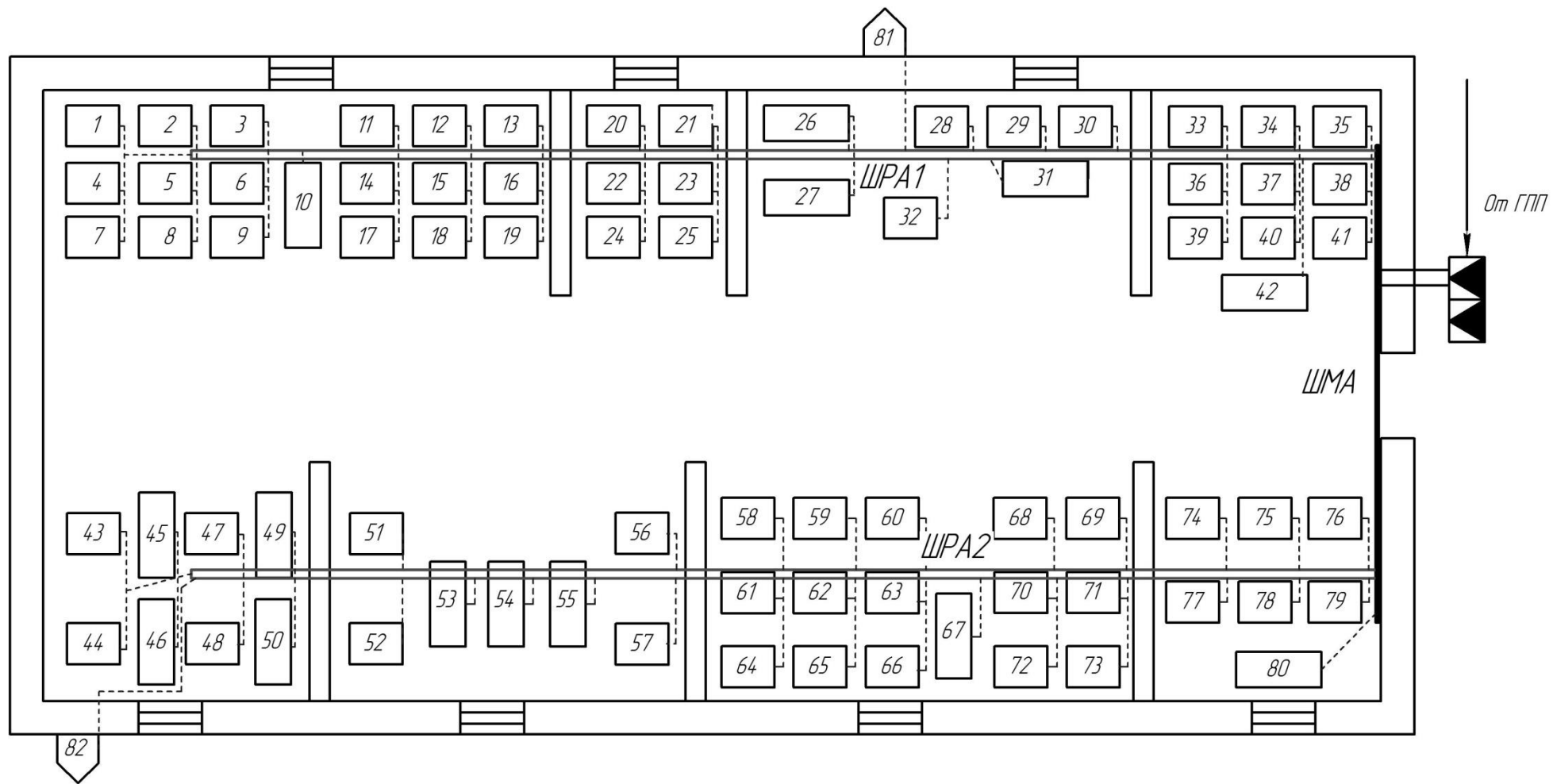


Рисунок 4.1 - План цеха

Магистральные и распределительные шинопроводы, применяемые в цеховых сетях для передачи и распределения электроэнергии, выбираются таким образом, чтобы номинальный ток шинопровода I_H был не менее расчетного тока:

$$I_P \leq I_H$$

где I_H – номинальный ток шинопровода, А.

При этом для одного магистрального шинопровода величина n I определяется по номинальной мощности трансформатора, питающего этот шинопровод.

Для оценки уровня напряжения, подводимого к ЭП, запитанным от шинопроводов, необходимо учитывать потери напряжения в шинопроводе. Потери напряжения в шинопроводе определяют по формуле:

$$\Delta U_{ш} = \frac{\sqrt{3} \cdot 100}{U_H} \cdot (r_0 \cos \varphi_{CP} + x_0 \sin \varphi_{CP}) \sum_{i=1}^n I_{Pi} \cdot l_i, \quad \%$$

где r_0 , x_0 – соответственно удельные активное и индуктивное сопротивления шинопроводов, Ом/км;

$\cos \varphi_{CP}$ – средневзвешенный коэффициент нагрузки шинопровода;

U_H – номинальный ток сети, В;

I_{Pi} – ток расчётный i -той нагрузки, А;

l_i – длина шинопровода от ввода до точки подключения i -й нагрузки, км.

При токе нагрузки, близком к номинальному току шинопровода, потери напряжения допускается определять по линейной потере напряжения на 100 м шинопровода по формуле:

$$\Delta U_{ш} = \frac{\Delta U_{лш} \cdot I_{ш}}{U_H}, \quad \%$$

где $\Delta U_{лш}$ – линейная потеря напряжения шинопровода, В;

$l_{ш}$ – длина шинопровода до точки подключения нагрузки, м;

U_H – номинальное напряжение, В.

После расчета токов короткого замыкания необходимо сделать проверку выбранных сечений шинопроводов по термической и электродинамической стойкости. Для этого ток трехфазного КЗ ($I_K^{(3)}$), рассчитанный в начале шинопровода следует сравнить с термической стойкостью шинопровода, а ударный ток – с электродинамической стойкостью по условиям:

$$I_K^{(3)} \leq i_{TC}, \text{ кА}$$

$$i_{уд} \leq i_{уд.доп}, \text{ кА}$$

где i_{TC} – термическая стойкость шинопровода, кА;

$i_{уд.доп}$ – электродинамическая стойкость шинопровода, кА, взятые из технических характеристик.

Предварительно выбираем ШРА-73, и ШМА 4-1250

Принятая схема обеспечивает требуемую степень надежности питания приемников и требуемую по технологическим условиям гибкость и универсальность сети в отношении присоединения новых приемников.

В качестве распределительных пунктов принимаем пункты марки ПР 3066-21УЗ. Данный пункт рассчитан на количество отходящих линий до 24 штук.

4.2 Расчет электрических нагрузок производственного помещения

Приведем пример расчёта для ШРА1

Универсально-фрезерный станок: количество ЭП $n = 1$ шт., мощность одного ЭП $p_n = 6,0$ кВт, общая мощность $P_n = n \cdot p_n = 1 \cdot 6,0 = 6,0$ кВт.

Справочные данные станков: коэффициент использования $K_u = 0,14$, коэффициент реактивной мощности $tg(\varphi) = 0,50$, $\cos(\varphi) = 1,73$.

Далее заносим остальные ЭП ШРА1.

Итого: $\sum n = 1 + 6 + \dots + 1 + 1 = 43$ шт.,

$\sum P_n = 6 + 120 + \dots + 140 + 6 = 1263,0$ кВт.

Для ЭП в графах 7 и 8 соответственно записываются построчно величины $K_u P_n$ и $K_u P_n \cdot \operatorname{tg}(\varphi)$. В итоговой строке определяются суммы этих величин.

Универсально-фрезерный станок:

$$K_u P_n = 0,14 \cdot 6,0 = 0,84, \quad K_u P_n \cdot \operatorname{tg}(\varphi) = 0,84 \cdot 1,73 = 1,45.$$

Итого по ШРА1: $\sum K_u P_n = 0,84 + 16,80 + \dots + 19,6 + 4,50 = 194,48$ и $\sum K_u P_n \cdot \operatorname{tg}(\varphi) = 1,45 + 29,06 + \dots + 33,95 + 3,38 = 332,07$.

Средневзвешенный (групповой) коэффициент использования для данного узла питания определяется по формуле:

$$K_{u.sp} = \frac{\sum K_u P_n}{\sum P_n} = \frac{194,48}{1263,0} = 0,16.$$

Значение $K_{u.sp}$ заносится в графу 5 итоговой строки.

Для определения эффективного числа электроприемников n_3 в графе 9 построчно определяются для каждой характерной группы ЭП одинаковой мощности величины $n \cdot p_n^2$ и в итоговой строке – сумма этих значений $\sum n \cdot p_n^2$.

Эффективное число ЭП (n_3) – это такое число однородных по режиму работы и мощности ЭП, которое создает ту же самую величину расчетной нагрузки, что и группа фактических ЭП, разных по режиму работы и мощности.

Токарно-винторезный станок: $n \cdot p_n^2 = 6 \cdot 20^2 = 2400$.

Итого: $\sum n \cdot p_n^2 = 36 + 2400 + \dots + 19600 + 36 = 77951,0$.

Эффективное число электроприемников: $n_3 = \frac{(\sum P_n)^2}{\sum (n \cdot p_n^2)} = \frac{1263,0^2}{77951,0} = 20,46$.

Принимаем $n_3 = 21$.

В зависимости от средневзвешенного коэффициента использования, эффективного числа электроприемников и постоянной времени нагрева сети определяется и заносится в графу 11 коэффициент расчетной нагрузки K_p .

Принимаются следующие постоянные времени нагрева:

$T_0 = 10$ мин – для сетей напряжением до 1 кВ, питающих распределительные шинопроводы, пункты, сборки, щиты. Значения K_p для этих сетей принимаются по [2, табл.3.3].

$T_0 = 2,5$ ч – для магистральных шинопроводов и цеховых трансформаторов. Значения K_p для этих сетей принимаются по [2, табл.3.3].

Для рассматриваемой группы ЭП $K_p = 1,28$

Расчетная активная мощность подключенных к узлу питания ЭП напряжением до 1 кВ (графа 12) определяется по формуле:

$$P_p = K_p \cdot \sum (K_u \cdot P_n) = 1,28 \cdot 194,48 = 248,93 \text{ кВт.}$$

В случае, если P_p окажется меньше номинальной мощности наиболее мощного ЭП, следует принимать: $P_p = P_n$.

Расчетная реактивная мощность подключенных к узлу питания ЭП напряжением до 1 кВ (графа 13) определяется:

$$\begin{aligned} \text{при } n_{\text{Э}} \leq 10 \quad Q_p &= 1,1 \cdot \sum (K_u P_n \cdot \text{tg}(\varphi)) \\ \text{при } n_{\text{Э}} > 10 \quad Q_p &= \sum (K_u P_n \cdot \text{tg}(\varphi)) \end{aligned}$$

Так как $n_{\text{Э}} = 21$, то $Q_p = \sum (K_u P_n \cdot \text{tg}(\varphi)) = 332,07 \text{ кВар}$

В 12 строке таблицы подводим общий итог по цеху для активной и реактивной нагрузке, общей мощности.

Полную максимальную нагрузку цеха вычисляем по формуле:

$$S_p = \sqrt{P_p + Q_p} = \sqrt{248,93^2 + 332,07^2} = 405,02 \text{ кВА}$$

Расчетный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{405,02}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 616,09 \text{ А}$$

4.3 Выбор сечений проводников и защитной аппаратуры напряжением до 1 кВ

В цеховых сетях могут возникать следующие ненормальные по току режимы работы:

- увеличение тока вследствие перегрузки;
- увеличение тока в момент пуска или самозапуска двигателей;
- увеличение тока вследствие КЗ.

Короткие замыкания могут привести к пожару или даже взрыву, если не принять мер к быстрому отключению поврежденного участка линии, ЭП и т.п. Защита от токов КЗ является обязательной для всех элементов сети, время её действия должно быть минимальным для уменьшения термического и динамического эффектов от тока КЗ и необходимо, чтобы обеспечивалась селективность её действия.

Сечения силовых линий выбираем по допустимому нагреву длительно протекающим максимальным током нагрузки, по потере напряжения и по условию соответствия выбранному аппарату защиты.

Защита производится автоматическими выключателями.

Пример расчета для станка для гибки петель:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi_{ном} \cdot \eta} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,50 \cdot 0,95} = 135,06 \text{ А.}$$

Принимаем к установке автоматический выключатель ВА 57-35.

Условия выбора автоматического выключателя:

$$I_{ном.АВ} = 250 \text{ А} \geq K_{зап} I_{ном} = 1,15 \cdot 135,06 = 155,32 \text{ А};$$

$$I_{ном.тепл.} = 200 \text{ А} \geq K_{зап} I_{ном} = 1,15 \cdot 135,06 = 155,32 \text{ А};$$

$$I_{ном.э.р} = K_{кз} \cdot I_{ном.тепл} = 6 \cdot 200 = 1200 \geq 1,5 \cdot I_{пуск} = 1,5 \cdot 5 \cdot 135,06 = 1012,95 \text{ .}$$

Выбор кабельной линии:

$$I_{доп} = 235 \cdot 0,92 = 216,2 \text{ А} \geq I_{расч} = 135,06 \text{ А.}$$

$I_{доп}$ определяется по таблице 1.3.7 ПУЭ; в ПУЭ приведены токи для 3-х жильных кабелей, т.к. нам необходимы 4-х жильные допустимый ток нужно умножить на 0,92.

Проверяем правильность выбора сечения проводников

Проверяем на соответствие выбранному аппарату максимальной токовой защиты:

$$I_{\text{дон}} = 216,2 \text{ А} \geq \frac{I_{\text{защ}} \cdot K_{\text{защ}}}{K_{\text{прокл}}} = \frac{200 \cdot 1}{1} = 200 \text{ А}.$$

где $I_{\text{защ}}$ – ток уставки срабатывания защитного аппарата;

$K_{\text{защ}}$ – кратность длительно допустимого тока для провода или кабеля по отношению к току срабатывания защитного аппарата.

Значения $K_{\text{защ}}$ и $I_{\text{защ}}$ определяют из таблицы 9.4 [2] в зависимости от характера сети, типа изоляции проводов и кабелей, условий окружающей среды.

Коэффициент прокладки определяется по выражению:

$$K_{\text{прокл}} = K_1 K_2$$

где K_1 , K_2 – коэффициенты, учитывающие влияние температуры окружающей среды и влияние рядом проложенных кабельных линий, соответственно.

Для определения K_1 используется табл. 1.3.3 ПУЭ (Принимаем $K_1 = 1,00$ при расчетной температуре среде равной $+25^\circ\text{C}$, температуре жил 80°C , температуре среды равной $+25^\circ\text{C}$). Для определения K_2 используется табл. 1.3.12, 1.3.26 ПУЭ (Принимаем $K_2 = 1,00$ при расстоянии между кабелями в свету равным 100мм , и количестве кабелей равным 1)

Принимаем к прокладке кабель АВВГ(4х150). Аналогичный расчет для остальных ЭП. Расчеты сведены в таблице 4.1.

Пример расчета для ШРА1.

$$I_{\text{дл}} = 616,09 \text{ А}.$$

Для группы электроприемников (при числе электроприемников более 5) пиковый ток определим, как

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск}}^{\text{max}} + (I_{\text{р.гр}} - K_{\text{и}} \cdot I_{\text{н}}) = 2701,1 + (616,09 - 0,14 \cdot 540,2) = 3421,6 \text{ А},$$

где $I_{\text{пуск}}^{\text{max}}$ – максимальный пусковой ток из группы электроприемников;

$I_{\text{р.гр}}$ – расчетный ток группы электроприемников;

$K_{\text{и}}$ – коэффициент использования электроприемника с максимальным пусковым током;

I_H – номинальный ток электроприемника с максимальным пусковым током.

Принимаем к установке автоматический выключатель ВА74-40.

Условия выбора автоматического выключателя:

$$I_{ном.АВ} = 800 \text{ А} \geq I_{ном} = K_{зап} \cdot I_{ном} = 1,15 \cdot 616,09 = 708,5 \text{ А};$$

$$I_{ном.тепл} = 800 \text{ А} \geq I_{ном} = K_{зап} \cdot I_{ном} = 1,15 \cdot 616,09 = 708,5 \text{ А};$$

$$I_{ном.э.р} = K_{кз} \cdot I_{ном.тепл} = 6 \cdot 800 = 4800 \text{ А} \geq 1,25 \cdot I_{пик} = 1,25 \cdot 3421,6 = 4277,0 \text{ А}.$$

Выбираем для рассмотрения шинопровод марки ШРА-73.

$$I_{ном} = 630 \text{ А} \geq I_{расч} = 616,09 \text{ А}.$$

При токе нагрузки, близком к номинальному току шинопровода, потери напряжения допускается определять по линейной потере напряжения на 100 м шинопровода по формуле:

$$\Delta U_{ШРА} = \frac{\Delta U_{лин.ШРА} \cdot L_{расч}}{U_{ном}} = \frac{9,5 \cdot 82}{380} = 2,05\%,$$

где $\Delta U_{лин.ШРА}$ – линейная потеря напряжения шинопровода, В;

$L_{расч}$ – длина шинопровода до точки подключения нагрузки, м;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение, В.

Расчет для ШМА.

$$I_{дл} = 994,35 \text{ А}.$$

Для группы электроприемников (при числе электроприемников более 5) пиковый ток определим, как

$$\begin{aligned} I_{пик} &= I_{пуск}^{max} + (I_{р.гр} - K_{и} \cdot I_H) = 2701,15 + (995,85 - 0,14 \cdot 540,23) = \\ &= 3621,37 \text{ А}. \end{aligned}$$

Принимаем к установке автоматический выключатель ВА 74-43.

Условия выбора автоматического выключателя:

$$I_{ном.АВ} = 1600 \text{ А} \geq K_{зап} \cdot I_{ном} = 1,15 \cdot 994,35 = 1143,5 \text{ А};$$

$$I_{ном.тепл} = 1250 \text{ А} \geq I_{ном} = 995,75 \text{ А};$$

$$I_{ном.э.р} = K_{кз} \cdot I_{ном.тепл} = 4 \cdot 1250 = 5000 \text{ А} \geq 1,25 \cdot I_{пик} = 1,25 \cdot 3621,37 = 4526,71 \text{ А}.$$

Выбираем для рассмотрения шинопровод марки ШМА-4-1250.

$$I_{ном} = 1250 \text{ А} \geq I_{расч} = 994,35 \text{ А.}$$

ТП2

Выбор вводного автоматического выключателя для ТП2 производим по номинальной мощности трансформатора.

Расчетный ток нагрузки подстанции (согласно таблице 2.8)

$$I_{р.пс} = \frac{S_{р.пс}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{847,76}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 1288,038 \text{ А.}$$

Номинальный ток трансформатора определяем по формуле:

$$I_{н.тр} = \frac{S_{н}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 957,19 \text{ А.}$$

Так как в цехе установлена двухтрансформаторная подстанция, необходимо учесть послеаварийный режим с учётом того, что при отключении одного трансформатора второй может работать с перегрузкой до 40 %, а тепловой расцепитель не должен ложно срабатывать.

$$I_{н.ав} = 1,4 \cdot I_{р} = 1,4 \cdot 957,19 = 1340,07 \text{ А.}$$

$$I_{тик} = I_{тук.мах} + (I_{р} - K_{И} \cdot I_{ном.мах}) = 2701,15 + (1340,07 - 0,14 \cdot 540,23) = 3965,59 \text{ А}$$

Выбираем автоматический выключатель типа ВА74-48 с

$$I_{ном.ав} = 5500 \text{ А}, I_{ном.тепл} = 4000 \text{ А.}$$

$$I_{ном.ав} = 5500 \text{ А} \geq I_{н.ав} = 1340,07 \text{ А};$$

$$I_{ном.тепл} = 4000 \text{ А} \geq I_{н.ав} = 1340,07 \text{ А};$$

$$I_{ном.э.р} = K_{кз} \cdot I_{ном.тепл} = 2 \cdot 4000 = 8000 \text{ А} \geq 1,25 \cdot I_{тик} = 1,25 \cdot 3965,59 = 4956,98 \text{ А.}$$

КЛ ТП2-ВРУ

По табл. 1.3.7 ПУЭ выбираем сечение кабеля ААБГ для прокладки в воздухе. Требуемого сечения нет, так как максимальный ток 465 А.

Предварительно выбираем кабель ААБГ с

$$I_{дон} = 6 \cdot 340 = 2040 \text{ А} \geq I_{расч} = 1018,50 \text{ А.}$$

Выбираем автоматический выключатель типа ВА74-43 с

$$I_{ном.АВ} = 1600 \text{ А}, I_{ном.тепл} = 1600 \text{ А}.$$

$$I_{ном.АВ} = 1600 \text{ А} \geq K_{зАП} \cdot I_{ном} = 1,15 \cdot 1018,50 \text{ А} = 1171,28;$$

$$I_{ном.тепл} = 1600 \text{ А} \geq K_{зАП} \cdot I_{ном} = 1,15 \cdot 1018,50 \text{ А} = 1171,28 \text{ А};$$

$$I_{ном.э.р} = K_{кз} \cdot I_{ном.тепл} = 4 \cdot 1600 = 6400 \text{ А} \geq 1,25 \cdot I_{пик} = 1,25 \cdot 3621,37 = 4526,69 \text{ А}$$

Проверяем правильность выбора сечения проводника

Проверяем на соответствие выбранному аппарату максимальной токовой защиты:

$$I_{доп} = 2040 \text{ А} \geq \frac{I_{защ} \cdot K_{защ}}{K_{прокл}} = \frac{1600 \cdot 1}{0,82} = 1975,31 \text{ А}.$$

Сечение кабеля прошло проверку. Принимаем к прокладке кабель ААБГ-6(1х150).

Далее расчёты аналогичны. Результаты сводим в таблицу 4.3.

Таблица 4.1 – Распределение ЭП по шкафам

Наименование ЭП	Количество ЭП, шт. п	Номинальная (установленная) мощность, кВт		Кэфф. использования Ки	Кэфф. реактивной мощности $\cos\phi/\text{tg}\phi$	$P_{\text{см}} = K_{\text{и}}P_{\text{н}}$	$Q_{\text{см}} = K_{\text{и}}P_{\text{н}}\text{tg}\phi$	$\text{пр}_{\text{н}}^2$	Эффективное число ЭП, п _э	Кэфф расчетной нагрузки $K_{\text{р}}$	Расчетная мощность			Расчетный ток, А
		одного ЭП $P_{\text{н}}$	общая $P_{\text{н}}=n P_{\text{н}}$								активная, кВт	реактивная, кВар	полная, кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ШРА1														
Универсально-фрезерный станок	1	6	6	0,14	0,50/1,73	0,84	1,45	36						
Токарно-винторезный станок	6	20	120	0,14	0,50/1,73	16,8	29,06	2400						
Станок для высадки головок	2	7	14	0,14	0,50/1,73	1,96	3,39	98						
Намоточный станок	3	20	60	0,14	0,50/1,73	8,4	14,53	1200						
Станок гнутья сеток	1	10	10	0,14	0,50/1,73	15,4	26,64	100						
Настольно-сверильный станок	9	3	27	0,14	0,50/1,73	3,78	6,54	81						
Станок для гибки петель	18	40	720	0,14	0,50/1,73	100,8	174,38	28800						
Станок МТМК	1	160	160	0,14	0,50/1,73	22,4	38,75	25600						
Станок МТМС	1	140	140	0,14	0,50/1,73	19,6	33,95	19600						
Вентилятор	1	6	6	0,75	0,80/0,75	4,5	3,38	36						
Итого по ШРА1	43		1263,0	0,16		194,5	332,1	77951,0	21	1,3	248,9	332,1	405,02	616,09

ШРА2														
Долбежный станок	6	14	84	0,14	0,50/1,73	11,76	20,34	1176						
Вертикально-сверильный станок	15	5	75	0,14	0,50/1,73	10,5	18,17	375						
Универсально-фрезерный станок	1	6	6	0,14	0,50/1,73	0,84	1,45	36						
Пресс гидравлический	3	28	84	0,3	0,73/0,94	25,2	23,69	2352						
Станок обрезающей с дисковой пилой	4	2,8	11,2	0,14	0,50/1,73	1,57	2,72	31,36						
Станок МТМС	1	140	140	0,14	0,50/1,73	19,6	33,95	19600						
Преобразователь сварочный	4	30	120	0,3	0,50/1,73	36	62,28	3600						
Трансформатор сварочный ПВ = 40%	4	24	96	0,3	0,50/1,73	28,8	49,82	2304						
Вентилятор	1	6	6	0,75	0,80/0,75	4,5	3,38	36						
Итого по ШРА2	39		622,2	0,25		138,8	215,8	29510,4	5	1,4	198,4	215,8	293,2	446,07
ШМА														
Итого по ШРА1	43		1263,0	0,16		194,5	332,1	77951,0						
Итого по ШРА2	39		622,2	0,25		138,8	215,8	29510,4						
Итого по ШМА	82		1885,2	0,18		333,25	547,9	107461,	33	1,07	356,57	547,87	653,69	994,35
Цех														
Итого по ШМА	82		1885,2	0,18		333,25	547,9	107461,	33	1,07	356,58	547,87	653,69	994,35
Освет. нагрузка			15,68	0,95	0,80/0,75						11,91	11,17	16,33	
Итого	82		1900,9								368,45	559,04	669,56	1018,50

Таблица 4.2 - Выбор автоматов и сечений КЛ в сети 0,4 кВ

№ ЭП	Название ЭП	$I_{дл}$	$I_{кр}$	$1,5 \cdot I_{пуск}$	Марка АВ	$I_{ном.а}$	$I_{ном.тепл}$	К	$I_{кз}$	I_p	Сечение мм ²	$I_{доп}$ А
		А	А			А	А		А	А		
1-9, 11-19	Станок для гибки петель	135,06	675,3	1012,95	ВА57-35	250	200	6	1200	135,1	120	184
10, 67	Универсально-фрезерный станок	20,26	101,3	151,95	ВА13-29	63	31,5	6	189	20,26	25	69
20-25	Токарно-винторезный станок	67,53	337,65	506,475	ВА57-35	250	100	6	600	67,53	50	101,2
26, 27	Станок для высадки головок	23,63	118,15	177,225	ВА13-29	63	31,5	6	189	23,63	25	69
28-30	Намоточный станок	67,53	337,65	506,475	ВА57-35	250	100	6	600	67,53	50	101,2
31	Станок гнутья сеток	33,76	168,8	253,2	ВА13-29	63	50	6	300	33,76	25	69
32	Станок МТМК	540,23	2701,15	4051,725	ВА74-40	800	625	7	4375	540,2	185	745,2
33-41	Настольно-сверлильный станок	16,88	84,4	126,6	ВА13-29	63	25	6	150	16,88	6	29,44
42, 80	Станок МТМС	472,7	2363,5	3545,25	ВА74-40	800	500	7,5	3750	472,7	185	745,2
43, 44, 47, 48	Преобразователь сварочный	101,29	506,45	759,675	ВА57-35	250	125	8	1000	101,3	70	128,8
45, 46, 49, 50	Трансформатор сварочный, ПВ=40%	143,72	431,16	646,74	ВА57-35	250	160	5	800	143,7	120	184
51, 52, 56, 57	Станок обрезной с дисковой пилой	9,45	47,25	70,875	ВА13-29	63	16	6	96	9,45	2,5	17,48
53-55	Пресс гидравлический	72,72	363,6	545,4	ВА57-35	250	80	8	640	72,72	50	101,2

Продолжение таблицы 4.2

№ ЭП	Название ЭП	$I_{\text{дл}}$	$I_{\text{кр}}$	$1,5 \cdot I_{\text{пуск}}$	Марка АВ	$I_{\text{ном.а}}$	$I_{\text{ном.тепл}}$	К	$I_{\text{кз}}$	$I_{\text{р}}$	Сечение, мм	$I_{\text{доп}}$
		А	А			А	А		А	А		А
58-66, 68-73	Вертикально-сверлильный станок	16,88	84,4	126,6	ВА13-29	63	25	6	150	16,88	2,5	17,48
74-79	Долбежный станок	47,27	236,35	354,525	ВА13-29	63	63	6	378	47,27	25	69
81, 82	Вентилятор	12,66	63,3	94,95	ВА13-29	63	25	6	150	12,66	6	29,44

Таблица 4.3- Выбор аппаратов защиты и проводников питающей сети

Название ЭП	$I_{\text{длит}}, \text{А}$	$I_{\text{кр}}, \text{А}$	$1,25 \cdot I_{\text{тик}}, \text{А}$	Марка АВ	$I_{\text{ном.а}}, \text{А}$	$I_{\text{ном.тепл}}, \text{А}$	К	$I_{\text{кз}}, \text{А}$	Шинопровод/кабель
ШРА1	616,09	3421,6	4277,0	ВА74-40	800	800	6	4800	ШРА-73
ШРА2	446,07	3251,58	4064,5	ВА57-35	800	625	7	4375	ШРА-73
ШМА	994,35	3621,37	4526,71	ВА74-43	1600	1250	4	5000	ШМА-4-1250
ТП2-ВРУ	994,35	3621,37	4526,71	ВА74-43	1600	1600	4	6400	ААБГ-6(1x150)
ТП2	1340,07	3965,59	4956,98	ВА74-48	4000	4000	2	8000	

Таблица 4.4 - Выбор аппаратов защиты и проводников распределительной сети

№ ЭП	Название ЭП	I _p , А	Автом.выключатель			Кабель			
			Марка АВ	I _{ном.а.} , А	I _{ном.тепл.} , А	Марка	Способ прокладки	I _{доп.} , А	$\frac{k_3 \cdot I_3}{k_{прокл}}$
1-9, 11-19	Станок для гибки петель	135,06	ВА57-35	250	200	АВВГ(4x150)	В воздухе	216,2	200
10, 67	Универсально-фрезерный станок	20,26	ВА13-29	63	31,5	АВВГ(4x10)		38,6	31,5
20-25	Токарно-винторезный станок	67,53	ВА57-35	250	100	АВВГ(4x50)		101,2	100
26, 27	Станок для высадки головок	23,63	ВА13-29	63	31,5	АВВГ(4x10)		38,6	31,5
28-30	Намоточный станок	67,53	ВА57-35	250	100	АВВГ(4x50)		101,2	100
31	Станок гнутья сеток	33,76	ВА13-29	63	50	АВВГ(4x25)		69	50
32	Станок МТМК	540,23	ВА74-40	800	625	АВВГ-3(4x185)		745,2	625
33-41	Настольно-сверлильный станок	16,88	ВА13-29	63	25	АВВГ(4x6)		29,44	25
42, 80	Станок МТМС	472,7	ВА74-40	800	500	АВВГ-3(4x185)		745,2	500
43, 44, 47, 48	Преобразователь сварочный	101,29	ВА57-35	250	125	АВВГ(4x70)		128,8	125
45, 46, 49, 50	Тр-р сварочный, ПВ=40%	143,72	ВА57-35	250	160	АВВГ(4x120)		184	160
51, 52, 56, 57	Станок обрезной с дисковой пилой	9,45	ВА13-29	63	16	АВВГ(4x2,5)		17,48	16
53-55	Пресс гидравлический	72,72	ВА57-35	250	80	АВВГ(4x35)		82,8	80
58-66, 68-73	Вертикально-сверлильный станок	16,88	ВА13-29	63	25	АВВГ(4x2,5)		17,48	25
74-79	Долбежный станок	47,27	ВА13-29	63	63	АВВГ(4x25)		69	63
81, 82	Вентилятор	12,66	ВА13-29	63	25	АВВГ(4x6)		29,44	25
	Линия ТП2-ВРУ	995,85	ВА74-43	1600	1250	ААВГ-6(1x150)			

4.4 Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000 В

Расчет токов КЗ проводим для участка цеховой сети от ТП2 до наиболее мощного электроприемника на ШРА1 (Токарно-винторезный станок). Полученные данные наносим на карту селективности действия аппаратов защиты.

Расчёт токов КЗ в сети до 1000 В имеет следующие особенности:

- принимаем мощность системы $S_c = \infty$, что правомерно при $S_c \geq 50S_{н.тр.}$, т.е. напряжение на шинах подстанции считается неизменным при КЗ в сети до 1000 В;
- при расчёте учитываем активные и реактивные сопротивления до точки КЗ всех элементов сети: силового трансформатора, сопротивление токовой катушки автоматического выключателя и переходное сопротивление контактов, сопротивление первичной обмотки трансформаторов тока, сопротивление проводов и кабелей;
- расчёт ведётся в именованных единицах, напряжение принимается на 5% выше номинального напряжения сети. Принимаем $U_c = 400$ В.

На рисунке 4.2. приведена расчетная схема распределительной сети, а на рисунке 4.3. упрощенная схема замещения цеховой сети.

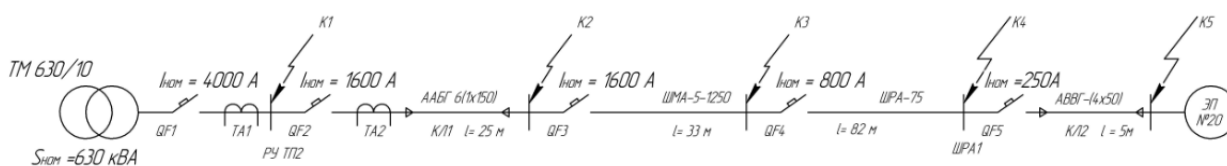


Рисунок 4.2 - Расчетная схема распределительной сети

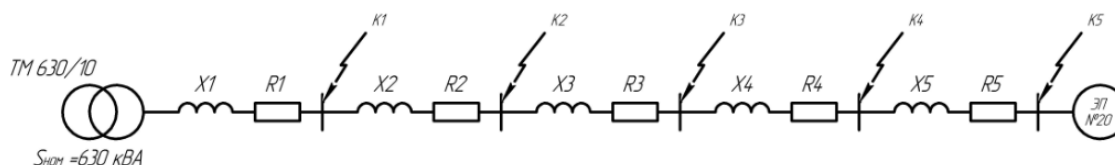


Рисунок 4.3 - Упрощенная схема замещения цеховой сети

Сопровитвления трансформатора (табл. 6.7) [3]:

$$R_{тр} = 3,1 \text{ мОм}, X_{тр} = 13,6 \text{ мОм}.$$

Сопровитвления автоматического выключателя QF5 (табл.6.16) [3]:

$$R_{QF5} = 0,40 \text{ мОм}, X_{QF5} = 0,50 \text{ мОм}, R_{kQF5} = 0,60 \text{ мОм}.$$

Сопровитвления автоматического выключателя QF4 (табл. 6.16) [3]:

$$R_{QF4} = 0,40 \text{ мОм}, X_{QF4} = 0,50 \text{ мОм}, R_{kQF4} = 0,60 \text{ мОм}.$$

Сопровитвления автоматического выключателя QF3 (табл. 6.16) [3]:

$$R_{QF3} = 0,08 \text{ мОм}, X_{QF3} = 0,08 \text{ мОм}, R_{kQF3} = 0,10 \text{ мОм}.$$

Сопровитвления автоматического выключателей QF2 (табл. 6.16) [3]:

$$R_{QF2} = 0,08 \text{ мОм}, X_{QF2} = 0,08 \text{ мОм}, R_{kQF2} = 0,10 \text{ мОм}.$$

Сопровитвления автоматического выключателей QF1(табл.6.16) [3]:

$$R_{QF1} = 0,04 \text{ мОм}, X_{QF1} = 0,05 \text{ мОм}, R_{kQF1} = 0,05 \text{ мОм}.$$

Сопровитвления первичной обмотки трансформатора тока ТА2 (табл.6.15) [3]:

$$R_{ТА2} = 0,07 \text{ мОм}, X_{ТА2} = 0,05 \text{ мОм}.$$

Переходное сопротивление ступеней распределения (табл. 6.8) [3]:

$$R_{ру\text{ нн}} = 15 \text{ мОм}.$$

Примечание: сопротивление трансформатора тока ТА1 можно не учитывать ввиду их малости.

Сопровитвления кабельной линии КЛ1, с учётом 6 параллельных кабелей и двухцепной линии (удельные сопротивление из табл.6.13) [3]:

$$R_{КЛ1} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{л} \cdot n_{ц}} = \frac{0,169 \cdot 25}{6 \cdot 2} = 0,352 \text{ мОм}, X_{КЛ1} = \frac{x_0 \cdot l}{n_{ц}} = \frac{0,0596 \cdot 25}{2} = 0,745 \text{ мОм}.$$

Сопровитвления кабельной линии КЛ2 (удельные сопротивление из табл.1.5):

$$R_{КЛ2} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{ц}} = \frac{0,625 \cdot 5}{1} = 3,125 \text{ мОм}, X_{КЛ2} = \frac{x_0 \cdot l}{n_{ц}} = \frac{0,0625 \cdot 5}{1} = 0,313 \text{ мОм}.$$

Сопровитвления ШРА2 (удельные сопротивление из табл.6.11) [3]:

$$R_{ШРА1} = r_0 \cdot l = 0,15 \cdot 82 = 12,30 \text{ мОм}, X_{ШРА1} = x_0 \cdot l = 0,17 \cdot 82 = 13,94 \text{ мОм}.$$

Сопротивления ШМА (удельные сопротивления из табл.6.11) [3]:

$$R_{ШМА} = r_0 \cdot l = 0,034 \cdot 33 = 1,122 \text{ мОм}, X_{ШМА} = x_0 \cdot l = 0,016 \cdot 33 = 0,528 \text{ мОм}.$$

Активные переходные сопротивления неподвижных контактных соединений (табл.6.9) [3]:

$$R_{ккЛ1} = 0,021 \text{ мОм}, R_{ккЛ2} = 0,043 \text{ мОм}, R_{кШРА1} = 0,006 \text{ мОм}, R_{кШМА} = 0,0034 \text{ мОм}.$$

Тогда:

$$R_1 = R_{QF1} + R_{кQF1} + R_{TP} + R_{PVHH} = 0,04 + 0,05 + 3,1 + 15 = 18,19 \text{ мОм},$$

$$X_1 = X_{QF1} + X_{TP} = 0,05 + 13,6 = 13,65 \text{ мОм}.$$

$$R_2 = R_{QF2} + R_{кQF2} + R_{TA2} + R_{кЛ1} + R_{ккЛ1} = 0,08 + 0,10 + 0,07 + 0,352 + 0,021 = 0,623 \text{ мОм},$$

$$X_2 = X_{QF2} + X_{TA2} + X_{кЛ1} = 0,08 + 0,05 + 0,745 = 0,875 \text{ мОм}.$$

$$R_3 = R_{QF3} + R_{кQF3} + R_{ШМА} + R_{кШМА} = 0,08 + 0,10 + 1,122 + 0,0034 = 1,305 \text{ мОм},$$

$$X_3 = X_{QF3} + X_{ШМА} = 0,08 + 0,528 = 0,608 \text{ мОм}.$$

$$R_4 = R_{QF4} + R_{кQF4} + R_{ШРА1} + R_{кШРА1} = 0,40 + 0,60 + 12,30 + 0,006 = 13,306 \text{ мОм},$$

$$X_4 = X_{QF4} + X_{ШРА1} = 0,50 + 13,94 = 14,440 \text{ мОм}.$$

$$R_5 = R_{QF5} + R_{кQF5} + R_{кЛ2} + R_{ккЛ2} = 0,40 + 0,60 + 3,125 + 0,043 = 4,168 \text{ мОм},$$

$$X_5 = X_{QF5} + X_{кЛ2} = 0,50 + 0,313 = 0,813 \text{ мОм}.$$

Расчет трехфазных и двухфазных токов КЗ

Точка К1:

Суммарное полное сопротивление до точки КЗ определяем по формуле:

$$Z_{к1} = \sqrt{R_1^2 + X_1^2} = \sqrt{18,19^2 + 13,65^2} = 22,74 \text{ мОм}.$$

Периодическая составляющая тока трехфазного КЗ

$$I_{кз1}^{(3)} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot Z_{к1}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 22,74} = 10,156 \text{ кА}.$$

Ударный ток КЗ вычисляем по формуле:

$$T_{ак1} = \frac{X_1}{\omega \cdot R_1} = \frac{13,65}{314 \cdot 18,19} = 0,002 \text{ с}, \quad \omega = 2\pi f = 2 \cdot 3,14 \cdot 50 = 314 \text{ с}^{-1},$$

$$k_y = 1 + e^{\frac{0,01}{T_{ak1}}} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,002}} = 1,007,$$

$$i_y^{k1} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{к31}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,007 \cdot 10,156 = 14,578 \text{ кА.}$$

где k_y – ударный коэффициент, f – частота питания сети.

$$I_{к31}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{к31}^{(3)} = 0,87 \cdot I_{к31}^{(3)} = 0,87 \cdot 10,156 = 8,836 \text{ кА.}$$

Результаты расчета для остальных точек сведены в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Результаты расчетов токов КЗ

Точка	Z_{Σ} , мОм	$I_{к3}^{(3)}$, кА	$I_{к3}^{(2)}$, кА	k_y	i_y , кА
К1	22,74	10,156	8,836	1,015	14,578
К2	23,767	9,722	8,454	1,017	13,983
К3	25,174	9,179	7,985	1,015	13,179
К4	44,629	5,178	4,504	1,029	7,531
К5	48,337	4,781	4,159	1,021	6,899

Расчет однофазных КЗ

Определим сопротивления и составим схему замещения для расчета токов однофазного КЗ

Сопротивления трансформатора (табл.6.7) [3]:

$$Z_{TP}^{(1)} = 129 \text{ мОм.}$$

К схеме замещения нужно добавить сопротивления нулевых проводников.

Сопротивления нулевой жилы кабельных линий КЛ1 и КЛ2 и шинпроводов (удельные сопротивления из табл.6.8) [3]:

$$R_{0-КЛ1} = \frac{r_0 l}{n_l \cdot n_y} = \frac{0,169 \cdot 25}{6 \cdot 2} = 0,352 \text{ мОм,}$$

$$R_{0-КЛ2} = \frac{r_0 l}{n_l \cdot n_y} = \frac{0,625 \cdot 5}{1} = 3,125 \text{ мОм,}$$

$$R_{0-ШРА2} = r_{0(\phi-0)} \cdot l = 0,30 \cdot 82 = 24,60 \text{ мОм},$$

$$R_{0-ШМА} = r_{0(\phi-0)} \cdot l = 0,068 \cdot 33 = 2,244 \text{ мОм},$$

При расчете однофазных токов КЗ значения удельных индуктивных сопротивлений петли «фаза-нуль» принимается равным:

$x_0 = 0,15 \text{ мОм/м}$ – для КЛ до 1 кВ и проводов в трубах;

$x_0 = 0,6 \text{ мОм/м}$ – для ВЛ до 1 кВ;

$x_0 = 0,4 \text{ мОм/м}$ – для изолированных открыто проложенных проводов.

$$X_{КЛ1} = x_0 l = 0,15 \cdot 25 = 3,75 \text{ мОм},$$

$$X_{ШРА1} = x_0 l = 0,24 \cdot 82 = 19,68 \text{ мОм},$$

$$X_{ШМА} = x_0 l = 0,053 \cdot 33 = 1,749 \text{ мОм},$$

$$X_{КЛ2} = x_0 l = 0,4 \cdot 5 = 2,0 \text{ мОм}.$$

Тогда

$$R_1 = R_{QF1} + R_{kQF1} + R_{TP} + R_{PVHH} = 0,04 + 0,05 + 3,1 + 15 = 18,19 \text{ мОм},$$

$$X_1 = X_{QF1} = 0,05 = 0,05 \text{ мОм}.$$

$$R_2 = R_{QF2} + R_{kQF2} + R_{ТА2} + R_{КЛ1} + R_{кКЛ1} + R_{0-КЛ1} = 0,08 + 0,10 + 0,07 + 0,352 + 0,021 + 0,352 = 0,975 \text{ мОм}$$

$$X_2 = X_{QF2} + X_{ТА2} + X_{КЛ1} = 0,08 + 0,05 + 3,75 = 3,88 \text{ мОм}.$$

$$R_3 = R_{QF3} + R_{kQF3} + R_{ШМА} + R_{кШМА} + R_{0-ШМА} = 0,08 + 0,10 + 1,122 + 0,0034 + 2,244 = 3,549 \text{ мОм},$$

$$X_3 = X_{QF3} + X_{ШМА} = 0,08 + 1,749 = 1,829 \text{ мОм}.$$

$$R_4 = R_{QF4} + R_{kQF4} + R_{ШРА1} + R_{кШРА1} + R_{0-ШРА2} = 0,40 + 0,60 + 12,30 + 24,60 = 37,90 \text{ мОм},$$

$$X_4 = X_{QF4} + X_{ШРА3} = 0,50 + 19,68 = 20,18 \text{ мОм}.$$

$$R_5 = R_{QF5} + R_{kQF5} + R_{КЛ2} + R_{кКЛ2} + R_{0-КЛ2} = 0,40 + 0,60 + 3,125 + 0,043 + 3,125 = 7,293 \text{ мОм}$$

$$X_5 = X_{QF5} + X_{КЛ2} = 0,50 + 2,0 = 2,50 \text{ мОм}.$$

Упрощенная схема замещения цеховой сети для расчета токов однофазных КЗ не изменится, однако значения сопротивлений будут другими.

Точка К1

$$Z_{к1(\phi-0)} = \sqrt{R_1^2 + X_1^2} = \sqrt{18,19^2 + 0,05^2} = 18,190 \text{ мОм.}$$

Ток однофазного КЗ определяется по формуле

$$I_{кз1}^{(1)} = \frac{U_\phi}{\frac{Z_{mp}^{(1)}}{3} + Z_{\phi-0}} = \frac{230 \cdot 10^3}{\frac{129}{3} + 18,190} = 3,759 \text{ кА.}$$

где U_ϕ – фазное напряжение в точке КЗ, кВ; $Z_{\phi-0}$ – полное сопротивление петли «фаза нуль» до точки КЗ, мОм; $Z_{mp}^{(1)}$ – полное сопротивление трансформатора при однофазном КЗ, мОм.

Результаты расчета для остальных точек сведены в таблицу 4.6.

Таблица 4.6 - Сводная ведомость токов КЗ

Точка	$I_{кз}^{(3)}$, кА	$I_{кз}^{(2)}$, кА	$I_{кз}^{(1)}$, кА	i_y , кА
К1	10,156	8,836	3,759	14,578
К2	9,722	8,454	3,676	13,983
К3	9,179	7,985	3,462	13,179
К4	5,178	4,504	2,111	7,531
К5	4,781	4,159	1,972	6,899

4.5 Расчет электрической сети по потере напряжения

Согласно ПУЭ для силовых сетей отклонение напряжения от номинального должно составлять не более $\pm 5\% U_n$. Для осветительных сетей промышленных предприятий и общественных зданий допускается отклонение напряжения от +5 до -2,5% U_n , для сетей жилых зданий и наружного освещения $\pm 5\% U_n$.

Расчет цеховой сети по условиям допустимой потери напряжения и построение эпюры отклонения напряжения выполняем для цепочки линии от шин ГПП до зажимов одного наиболее удаленного от цеховой ТП или наиболее мощного ЭП для режимов максимальных и минимальных нагрузок.

Для расчета выберем цепь ГПП-ТП2-Станок токарно-винторезный. На рисунке 4.4 приведена радиальная схема для расчета отклонения напряжения.

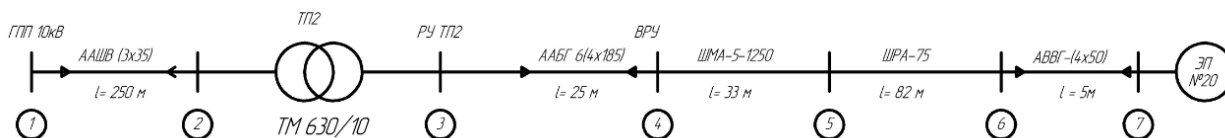


Рисунок 4.4 - Радиальная схема для расчета отклонения напряжения

Потери напряжения на данном участке определяем по выражению:

$$\Delta U_i = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{10 \cdot U^2}, \%$$

где R , X – активное и индуктивное сопротивления соответствующих участков сети;

l – соответствующие длины участков сети;

P , Q – активная и реактивная мощность на соответствующих участках.

Для этого рассчитаем активное и реактивное сопротивления кабельной линии:

$$R_{12} = \frac{r_{01} \cdot l_1}{n_{\text{ц}}}, X_{12} = \frac{x_{01} \cdot l_1}{n_{\text{ц}}}.$$

Подстанция ТП2 – двухтрансформаторная, следовательно, необходимо рассмотреть максимальный, минимальный и послеаварийный режим работы сети.

Нагрузки максимального режима.

Узел 7 – Трансформатор сварочный: в качестве привода используется АД, расчетную нагрузку определяем по номинальным данным: $S_{\text{расч.ЭП}} = S_{\text{расч.7}} = 16,80 + j29,06$ кВА;

Узел 6 – ШРА1: расчетная нагрузка определена методом коэффициента расчетной активной мощности: $S_{расч.ШРА1} = S_{расч.1} = 60,98 + j84,99$ кВА;

Узел 5 – ШМА: расчетная нагрузка определена методом коэффициента расчетной активной мощности: $S_{расч.ШМА} = S_{расч.5} = 359,91 + j547,79$ кВА;

Узел 4 – ВРУ: расчетная нагрузка определена методом коэффициента расчетной активной мощности: $S_{расч.ВРУ} = S_{расч.4} = 371,82 + j558,96$ кВА;

Узел 3– РУ НН ТП2: расчетная нагрузка определена методом коэффициента расчетной активной мощности: $S_{расч.ТП4} = 845,70 + j1015,19$ кВА – суммарная нагрузка ТП2.

Расчетная нагрузка на 1 трансформатор:

$$S_{p.тр} = \frac{S_{p.ТП}}{2} = 422,85 + j507,60 \text{ кВА.}$$

На шинах РУ НН ТП2 установлены конденсаторные батареи суммарной мощностью 670 кВАр (согласно табл. 2.8). Следовательно, один через трансформатор будет передаваться мощность

$$S_{расч.тр} = S_{расч.3} = 422,85 + j507,60 - j\frac{670}{2} = 422,85 + j172,6 \text{ кВА.}$$

Узел 2 – сторона ВН трансформатора ТП2. Нагрузка складывается из мощности на стороне НН плюс потери в трансформаторе.

Потери мощности в трансформаторе

$$\Delta P_{тр} = 0,02 \cdot S_{расч.тр} = 0,02 \cdot \sqrt{422,9^2 + 172,6^2} = 9,135 \text{ кВт,}$$

$$\Delta Q_{тр} = 0,1 \cdot S_{расч.тр} = 0,1 \cdot \sqrt{422,9^2 + 172,6^2} = 45,676 \text{ кВар.}$$

Находим расчетную нагрузку в узле 2:

$$P_{расч2} = P_{расч3} + \Delta P_{тр} = 422,85 + 9,135 = 431,985 \text{ кВт,}$$

$$Q_{расч2} = Q_{расч3} + \Delta Q_{тр} = 172,6 + 45,676 = 228,276 \text{ кВар.}$$

Расчет максимального режима:

Участок 1-2: Величину напряжения в начале участка (в максимальном и послеаварийном режиме, а также в минимальном режиме, так как выбранный нами трансформатор не имеет РПН) принимаем равным $U_1=10,5$ кВ

Удельные активное и реактивное сопротивления линий принимаем согласно [3, табл. 6.13].

$$R_{12} = \frac{r_{012} \cdot L_{12}}{n_{\text{л}}} = \frac{0,894 \cdot 0,660}{2} = 0,295 \text{ Ом};$$

$$X_{12} = \frac{x_{012} \cdot L_{12}}{n_{\text{л}}} = \frac{0,064 \cdot 0,660}{2} = 0,021 \text{ Ом};$$

$$\Delta U_{12\%} = \frac{P_{12} R_{12} + Q_{12} X_{12}}{10 U_1^2} = \frac{431,99 \cdot 0,295 + 228,276 \cdot 0,021}{10 \cdot 10,5^2} = 0,120\%;$$

$$\text{Или } \Delta U_{12} = \frac{\Delta U_{12\%}}{100} U_1 = 0,120 \cdot \frac{10,5}{100} = 0,0126 \text{ кВ};$$

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 10,5 - 0,0126 = 10,487 \text{ кВ}.$$

Участок 2-3

Потери напряжения на участке определяются потерей напряжения на цеховом трансформаторе

$$U_a = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot 100\%}{S_{\text{н.тр.}}} = \frac{7,6 \cdot 100\%}{630} = 1,206\%;$$

$$U_p = \sqrt{(U_{\text{кз}})^2 - (U_a)^2} = \sqrt{5,5^2 - 1,206^2} = 5,36\%.$$

Фактический коэффициент загрузки цехового трансформатора:

$$\beta_{\text{T}} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч.3}}^2 + Q_{\text{расч.3}}^2}}{S_{\text{н.тр.}}} = \frac{\sqrt{422,85^2 + 172,60^2}}{630} = 0,724$$

$$P_2 = P_{\text{расч.2}} - \Delta P_{\text{тр}} = 431,99 - 9,135 = 422,85 \text{ кВт}.$$

$$Q_2 = Q_{\text{расч.2}} - \Delta Q_{\text{тр}} = 228,276 - 45,676 = 172,6 \text{ кВт}.$$

$$\cos \varphi_2 = \frac{P_2}{\sqrt{(P_2)^2 + (Q_2)^2}} = \frac{422,85}{\sqrt{(422,85)^2 + (172,60)^2}} = 0,926$$

$$\sin\varphi_2 = \frac{Q_2}{\sqrt{(P_2)^2 + (Q_2)^2}} = \frac{172,60}{\sqrt{(422,85)^2 + (172,60)^2}} = 0,378$$

$$\begin{aligned} \Delta U_m \% &= \beta_m (U_a \cdot \cos \varphi_2 + U_p \sin \varphi_2) + \frac{\beta_m^2}{200} (U_a \cdot \sin \varphi_2 - U_p \cdot \cos \varphi_2) = \\ &= 0,72(1,21 \cdot 0,93 + 5,36 \cdot 0,37) + \frac{0,72^2}{200} (1,21 \cdot 0,37 - 5,36 \cdot 0,92) = 2,27\%; \end{aligned}$$

$$\Delta U_m = \frac{\Delta U_{23}}{100} U_2 = 2,75 \cdot \frac{10,487}{100} = 0,238 \text{ кВ};$$

$$U_3' = U_2 - \Delta U_{23} = 10,487 - 0,238 = 10,249 \text{ кВ};$$

$$U_3 = U_3' \cdot \frac{0,4}{10,5} = 10,249 \cdot \frac{0,4}{10,5} = 0,3904 \text{ кВ}.$$

Участок 3-4

Рассчитаем активное и реактивное сопротивления кабеля ААБГ-6(1x185)

$$R_{34} = \frac{r_{034} \cdot L_{34}}{n} = \frac{0,169 \cdot 0,025}{6} = 0,704 \text{ мОм};$$

$$X_{34} = \frac{x_{034} \cdot L_{34}}{n} = \frac{0,078 \cdot 0,025}{6} = 0,325 \text{ мОм}.$$

$$\Delta U_{34} = \frac{P_{34} R_{34} + Q_{34} X_{34}}{10U_3^2} = \frac{371,82 \cdot 0,0007 + 558,96 \cdot 0,0003}{10 \cdot 0,389^2} = 0,280\%.$$

$$\text{Или } \Delta U_{34} = \frac{\Delta U_{34}}{100} U_3 = 0,280 \cdot \frac{0,389}{100} = 0,001 \text{ кВ};$$

$$U_4 = U_3 - \Delta U_{34} = 0,3904 - 0,001 = 0,3894 \text{ кВ}.$$

Участок 4-5

$$R_{45} = r_{45} \cdot L_{45} = 0,034 \cdot 33 = 1,122 \text{ мОм};$$

$$X_{45} = x_{45} \cdot L_{45} = 0,016 \cdot 33 = 0,528 \text{ мОм}$$

$$\Delta U_{45\%} = \frac{P_{45} R_{45} + Q_{45} X_{45}}{10U_4^2} = \frac{359,91 \cdot 0,00112 + 547,79 \cdot 0,00053}{10 \cdot 0,396^2} = 0,460\%;$$

$$\text{Или } \Delta U_{45} = \frac{\Delta U_{45\%}}{100} U_4 = 0,460 \cdot \frac{0,388}{100} = 0,0018 \text{ кВ};$$

$$U_5 = U_4 - \Delta U_{45} = 0,3894 - 0,0018 = 0,3876 \text{ кВ};$$

Участок 5-6

$$R_{56} = r_{56} \cdot L_{56} = 0,21 \cdot 82 = 17,22 \text{ мОм};$$

$$X_{56} = x_{56} \cdot L_{56} = 0,21 \cdot 82 = 17,22 \text{ мОм}$$

$$\Delta U_{56\%} = \frac{P_{56} R_{56} + Q_{56} X_{56}}{10U_5^2} = \frac{60,98 \cdot 0,01722 + 84,99 \cdot 0,01722}{10 \cdot 0,3862^2} = 1,661\%;$$

$$\text{Или } \Delta U_{56} = \frac{\Delta U_{56\%}}{100} \cdot U_5 = 1,487 \cdot \frac{0,3862}{100} = 0,006 \text{ В};$$

$$U_6 = U_5 - \Delta U_{56} = 0,3876 - 0,0064 = 0,381 \text{ кВ.}$$

Участок 6-7

$$R_{67} = r_{67} \cdot L_{67} = 0,625 \cdot 5 = 3,125 \text{ мОм};$$

$$X_{56} = x_{56} \cdot L_{56} = 0,0625 \cdot 5 = 0,3125 \text{ мОм}$$

$$\Delta U_{67\%} = \frac{P_{67} R_{67} + Q_{67} X_{67}}{10U_5^2} = \frac{16,80 \cdot 0,003 + 29,06 \cdot 0,0003}{10 \cdot 0,388^2} = 0,039\%;$$

$$\text{Или } \Delta U_{67} = \frac{\Delta U_{67\%}}{100} \cdot U_6 = 0,3812 \cdot \frac{0,039}{100} = 0,00015 \text{ кВ};$$

$$U_7 = U_6 - \Delta U_{67} = 0,3812 - 0,00015 = 0,3809 \text{ кВ.}$$

Нагрузки минимального режима

Для минимального режима необходим годовой график активной и реактивной нагрузок: в качестве такого графика принимаем характерный суточный график нагрузок завода строительных конструкций.

По типовому графику определяем нагрузки в минимальном режиме. В нашем случае примем активную мощность равной

$$P_{\min} = 0,26 \cdot P_{\max} = 0,26 \cdot 431,98 = 112,21 \text{ кВт},$$

а минимальную реактивную мощность равной:

$$Q_{\min} = \frac{0,12}{0,55} \cdot Q_{\max} = \frac{0,12}{0,55} \cdot 228,28 = 49,806 \text{ кВар.}$$

Расчет минимального режима:

Участок 1-2

$$\Delta U_{12\% \min} = \frac{P_{12\min} R_{12} + Q_{12\min} X_{12}}{10U_{1\min}^2} = \frac{112,21 \cdot 0,295 + 49,803 \cdot 0,0022}{10 \cdot 10,5^2} = 0,034\%;$$

$$\text{Или } \Delta U_{12\min} = \frac{\Delta U_{12\% \min}}{100} U_{1\min} = 0,034 \cdot \frac{10,5}{100} = 0,0034 \text{ кВ};$$

$$U_{2\min} = U_{1\min} - \Delta U_{12\min} = 10,5 - 0,0034 = 10,496 \text{ кВ}.$$

По аналогии рассчитываем другие участки. Результаты расчета сводим в таблицу 4.7.

Нагрузки послеаварийного режима

В качестве аварийного режима рассмотрим выход из строя одного из трансформатора в цеховой подстанции. После этого расчет повторяется по принципу расчета максимального режима, но при одном трансформаторе.

Величину напряжения в начале участка $U_1=10,5$ кВ.

Нагрузки послеаварийного режима определяются из анализа схемы сети. В нашем случае в послеаварийном режиме величина нагрузки в узлах 2 и 3 увеличивается в два раза по сравнению с максимальным, а в остальных узлах остается без изменений. Активная и реактивная мощность равны:

$$P = 2 \cdot P_{\max} = 2 \cdot 431,98 = 863,97 \text{ кВт}, \quad Q = 2 \cdot Q_{\max} = 2 \cdot 228,28 = 456,56 \text{ кВар}.$$

Расчет послеаварийного режима нагрузки

Участок 1-2

$$\Delta U_{12\% n.ав} = \frac{P_{12n.ав} R_{12} + Q_{12n.ав} X_{12}}{10U_{1n.ав}^2} = \frac{863,969 \cdot 0,295 + 456,56 \cdot 0,0022}{10 \cdot 10,5^2} = 0,240\%;$$

$$\text{Или } \Delta U_{12n.ав} = \frac{\Delta U_{12\% n.ав}}{100} U_{1n.ав} = 0,240 \cdot \frac{10,5}{100} = 0,025 \text{ кВ};$$

$$U_{2n.ав} = U_{1n.ав} - \Delta U_{12n.ав} = 10,5 - 0,025 = 10,475 \text{ кВ}.$$

По аналогии рассчитываем другие участки. Результаты расчета сводим в таблицу 4.7. Эпюра отклонений напряжения представлена на рисунке 4.5.

Таблица 4.7 - Результаты расчета сети по потере напряжения

Обозначение участка	1 – 2	2 – 3	3 – 4	4 – 5	5 – 6	6 – 7
Марка кабеля сечение, мм ² ; длина, км.	ААШв (3x35); 0,250	ТМ – 630/10	ААБГ-6(1x150); 0,025	ШМА- 4-1250; 0,033	ШРА-73 0,082	ААБГ (4x50); 0,005
Сопротивление активное, Ом реактивное, Ом	0,295 0,021	$S_{ном} = 630$ кВА $U_k = 5,50$ % $\Delta P_k = 7,60$ кВт	0,704 0,325	1,122 0,528	17,22 17,22	3,125 0,3125
Нагрузки P+jQ максимальный минимальный послеаварийный режимы	431,984 + j218,272 112,21 + j38,951 863,97 + j436,544	422,85+ j172,6 104,94 + j27,616 845,70 + j345,20	371,82+j558,96 96,67 + j89,434 371,82+j558,96	359,91 + j547,79 93,58 + j87,646 359,91 + j547,79	60,98 + j84,99 15,855+ j13,59 60,98 + j84,99	16,80 + j29,06 4,37 + j4,65 16,80 + j29,06
Потери кВ напряжения максимальный минимальный послеаварийный режимы	0,0125 0,0034 0,0250	0,237 0,0444 0,472	0,0011 0,0002 0,0011	0,00178 0,00038 0,0018	0,0064 0,0012 0,0066	0,00016 0,00003 0,00016
Отклонение напряжения % максимальный минимальный послеаварийный режим	0,120 0,0340 0,239	2,266 0,444 4,508	0,281 0,059 0,294	0,457 0,095 0,480	1,661 0,320 1,745	0,041 0,009 0,042

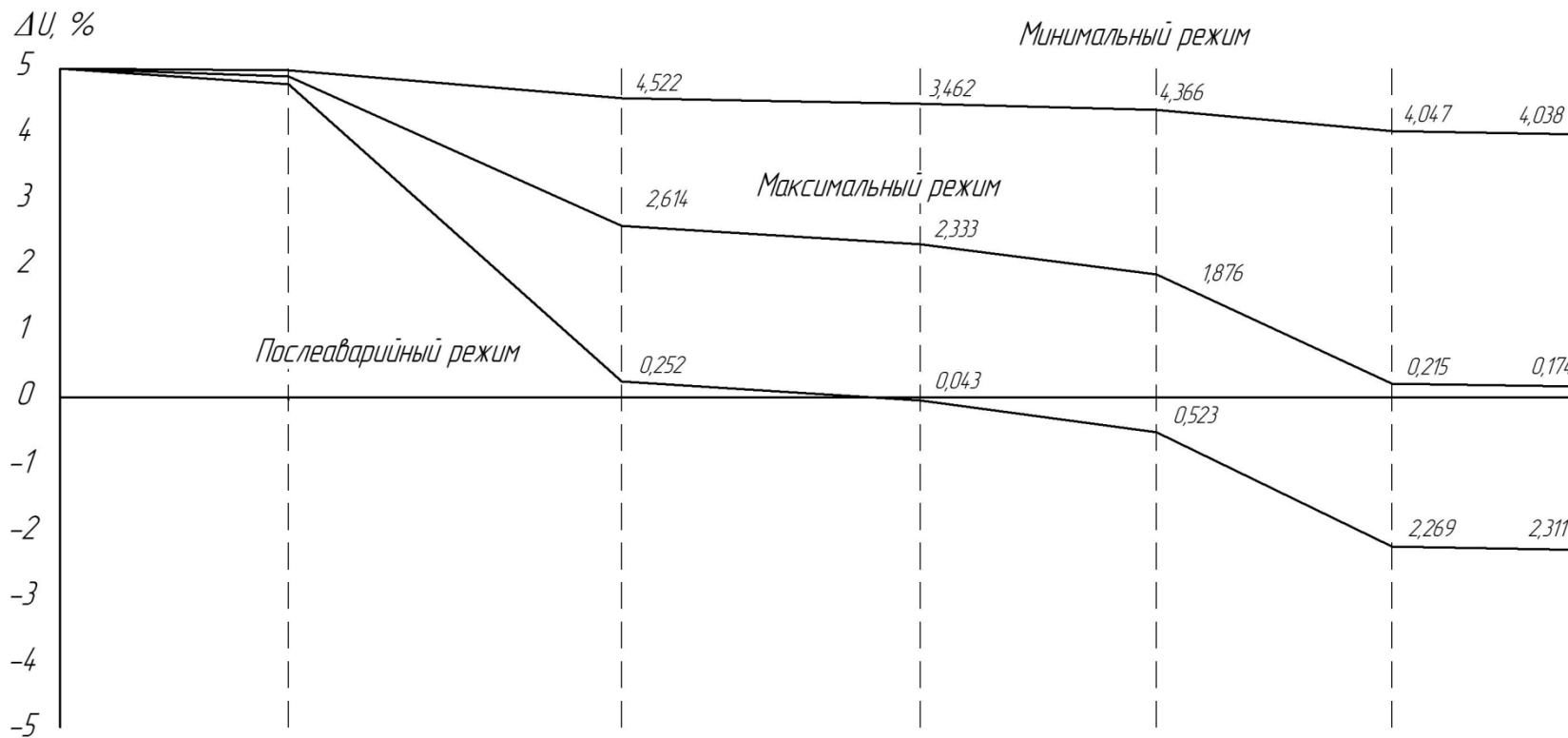
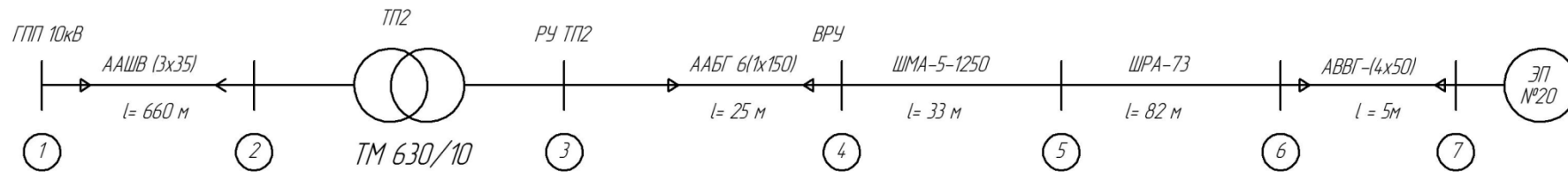


Рисунок 4.5 – Эпюры отклонений напряжения

4.6 Построение карты селективности действия аппаратов защиты

Карту селективности действия аппаратов защиты строим в логарифмической системе координат. Она служит для проверки правильности выбора аппаратов защиты. На карту селективности наносим:

- 1) номинальный и пусковой токи электроприемника;
- 2) расчетный и пиковый ток силового распределительного шкафа;
- 3) расчетный и пиковый ток подстанции;
- 4) защитные характеристики защитных аппаратов (автоматических выключателей);
- 5) значения токов КЗ в сети 0,4 кВ;
- б) перед построением карты селективности строят цепочку защиты, которая начинается с вводного автомата на ТП до какого-либо ЭП, чаще всего до наиболее удаленного и мощного.

На рисунке 4.6 показана схема для построения селективности участка ТП2-ЭП №20, в таблице 4.8 приведены данные для построения карты селективности действия аппаратов защиты.

Таблица 4.8 – Данные для построения карты селективности

Узел нагрузки	ТП2	ТП2-ШМА	ШМА	ШРА1	Станок 20
Расчетный ток I_p, A	1340,07	995,85	995,85	616,09	-
Пиковый ток $I_{пик}, A$	3965,59	3621,37	3621,37	3421,6	-
Номинальный ток $I_{ном}, A$	-		-	-	67,53
Пусковой ток $I_{пуск}, A$	-		-	-	337,65
Ток КЗ I_k, A	10,156	9,722	9,179	5,178	4,781
Тип аппарата	ВА74-48	ВА74-43	ВА74-43	ВА57-35	ВА57 – 35
Условия срабатывания по току					
– при перегрузке $I_{ном.расц}, A$	4000	1600	1250	800	100
– при КЗ $I_{кз}, A$	8000	6400	5000	4800	600
Условия срабатывания по времени, с	0,40	0,30	0,20	0,10	0,02

На рисунке 4.6 приведена карта селективности действия аппаратов защиты.

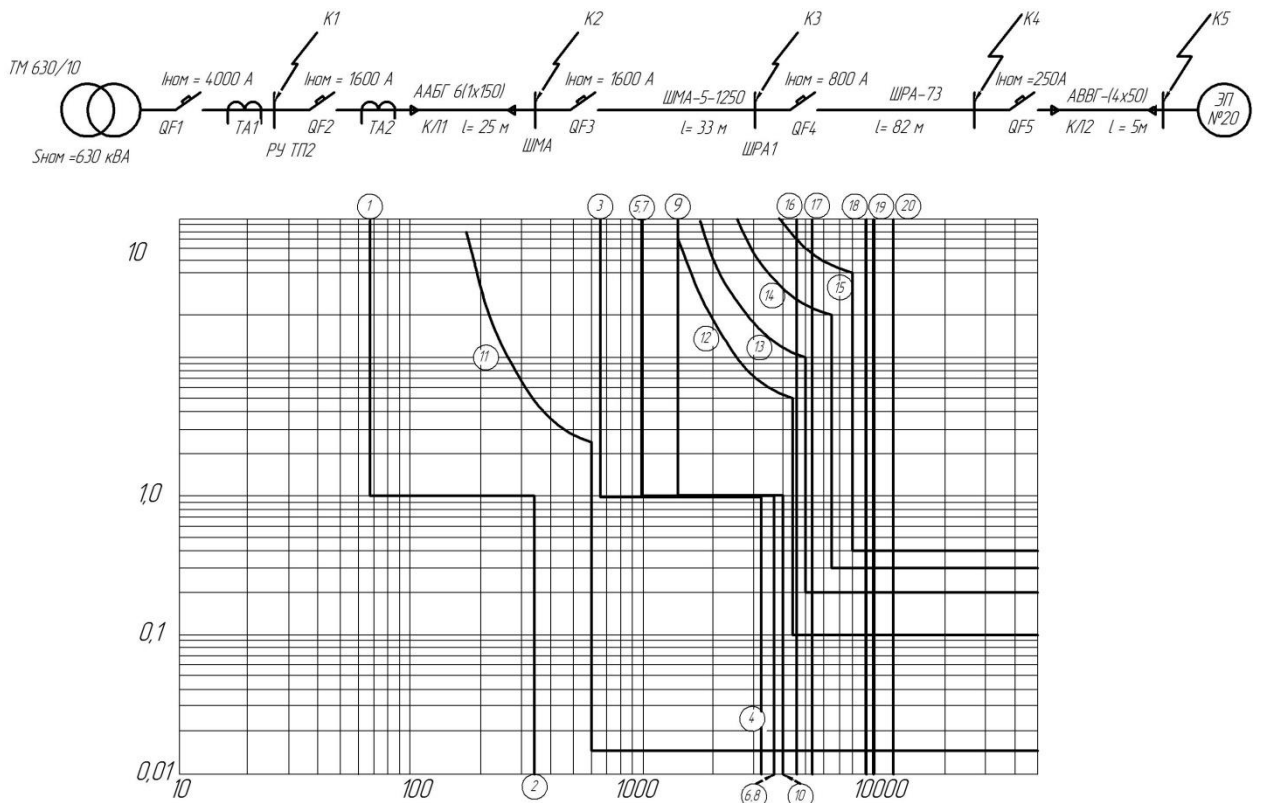


Рисунок 4.6 – Карта селективности

Условные обозначения

- 1 – номинальный ток ЭП;
- 2 – пусковой ток ЭП;
- 3 – расчетный ток ШРА1;
- 4 – пиковый ток ШРА2;
- 5 – расчетный ток ШМА;
- 6 – пиковый ток ШМА;
- 7 – расчетный ток линии ТП4-ШМА;
- 8 – пиковый ток линии ТП4-ШМА;
- 9 – расчетный ток ТП4;
- 10 – пиковый ток ТП4;
- 11 – защитная характеристика автоматического выключателя ВА 57-35 (ЭП);
- 12 – защитная характеристика автоматического выключателя ВА 74-40 (ШРА1);

13 –защитная характеристика автоматического выключателя ВА 74-43 (ШМА);

14 –защитная характеристика автоматического выключателя ВА 74-43 (КЛ);

15 –защитная характеристика автоматического выключателя ВА 74-48 (ТП);

16 –значение тока КЗ в точке К5;

17 –значение тока КЗ в точке К4;

18 –значение тока КЗ в точке К3;

19 –значение тока КЗ в точке К2;

20 –значение тока КЗ в точке К1;

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В настоящее время перспективность научного исследования определяется не столько масштабом открытия, оценить которое на первых этапах жизненного цикла высокотехнологического и ресурсоэффективного продукта бывает достаточно трудно, сколько коммерческой ценностью разработки. Оценка коммерческой ценности разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов. Это важно для разработчиков, которые должны представлять состояние и перспективы проводимых научных исследований.

Таким образом, целью данного раздела является проектирование системы электроснабжения домостроительной компании, отвечающей современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения. Достижение цели обеспечивается решением задач:

1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований;
2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
3. Планирование научно-исследовательских работ;
4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Анализ конкурентных технических решений

На данном этапе необходимо произвести анализ конкурентных технических решений, которые могут быть приняты при проектировании схемы электроснабжения цеха завода. Такой анализ сможет помочь внести изменения в текущий проект для достижения его конкурентоспособности. Анализ будем проводить с точки зрения ресурсоэффективности и

ресурсосбережения с помощью сравнительной оценочной карты. Для этого будем проводить сравнение возможных вариантов схем электроснабжения цеховых сетей систем 3-х фазного тока напряжением до 1000 В:

- 1) Радиальная схема;
- 2) Магистральная схема;
- 3) Смешанная схема.

Итогом данного сравнения будет выявление наиболее конкурентоспособной схемы электроснабжения, которая будет отвечать требованиям надежности, безопасности, ресурсосбережения, оптимальной цены и качества.

Анализ конкурентоспособности схем электроснабжения будет определяться по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i,$$

где К – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях ед.);

B_i – балл i -го показателя.

Оценочная карта сравнения конкурентных решений приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Оценочная карта сравнения конкурентных решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		B_1	B_2	B_3	K_1	K_2	K_3
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Энергоэкономичность (минимум потерь)	0.10	3	5	3	0.30	0.50	0.30
2. Надежность	0.20	5	2	4	1.00	0.40	0.80
3. Безопасность	0.05	5	3	4	0.25	0.15	0.20
4. Простота эксплуатации	0.20	5	4	4	1.00	0.80	0.80
5. Ремонтопригодность	0.10	5	4	4	0.5	0.40	0.40
6. Уровень материалоемкости	0.05	3	5	4	0.15	0.25	0.20
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Цена установки	0.05	2	4	3	0.20	0.40	0.30

2. Затраты на монтаж схемы (минимальные)	0.15	3	5	4	0.30	0.50	0.40
3. Предполагаемый срок эксплуатации	0.10	5	3	4	0.50	0.30	0.40
Итого	1.00	36	36	34	4.20	3.70	3.80

Таким образом, согласно результатам анализа радиальная схема электроснабжения цеха получила наивысший балл по сравнению с другими конкурентными техническими решениями ($K=4,2$). Данная схема обеспечивает должную надежность электроснабжения, безопасность в эксплуатации и высокую ремонтпригодность. Дальнейший анализ и расчёт будет применён только к данной схеме.

Технология QuaD

Технология QuaD (Quality Advisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой разработки и ее перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно-исследовательский проект. По своему содержанию данный инструмент близок к методике оценки конкурентных технических решений, описанных в предыдущем разделе.

В основе технологии QuaD лежит нахождение средневзвешенной величины следующих групп показателей:

- показатели оценки коммерческого потенциала разработки;
- показатели оценки качества разработки.

В соответствии с технологией QuaD каждый показатель оценивается экспертным путем по стобальной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 100 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Таблица 2 – Оценка радиальной схемы по технологии QuaD

Критерий	Вес критерия	Баллы	Макс. балл	Относит. значение	Средневзвеш. значение
1	2	3	4	5	6
Показатели оценки качества разработки					
1. Энергоэффективность	0,15	90	100	0,9	0,135
2. Надежность	0,2	60	100	0,6	0,12
3. Унифицированность	0,05	70	100	0,7	0,035
4. Простота монтажа	0,05	100	100	1	0,05
5. Безопасность	0,2	90	100	0,9	0,18
6. Расход материалов	0,05	90	100	0,9	0,045
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
7. Конкурентоспособность	0,1	95	100	0,95	0,095
8. Перспективность	0,10	90	100	0,90	0,090
9. Цена	0,1	80	100	0,80	0,080
Итого	1	765	-	8,65	0,830

Таблица 3 – Оценка магистральной схемы по технологии QuaD

Критерий	Вес критерия	Баллы	Макс. балл	Относит. значение	Средневзвеш. значение
1	2	3	4	5	6
Показатели оценки качества разработки					
1. Энергоэффективность	0,15	50	100	0,50	0,075
2. Надежность	0,20	100	100	1	0,20
3. Унифицированность	0,05	100	100	1	0,05
4. Простота монтажа	0,05	40	100	0,4	0,02
5. Безопасность	0,25	80	100	0,8	0,20
6. Расход материалов	0,05	30	100	0,3	0,015
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
7. Конкурентоспособность	0,10	85	100	0,85	0,085
8. Перспективность	0,05	80	100	0,8	0,040
9. Цена	0,1	40	100	0,4	0,040
Итого	1	605	-	6,05	0,725

Таблица 4 – Оценка смешанной схемы по технологии QuaD

Критерий	Вес критерия	Баллы	Макс. балл	Относит. значение	Средневзвеш. значение
1	2	3	4	5	6
Показатели оценки качества разработки					
1. Энергоэффективность	0,15	80	100	0,8	0,12
2. Надежность	0,20	70	100	0,7	0,14
3. Унифицированность	0,10	70	100	0,7	0,070
4. Простота монтажа	0,05	50	100	0,5	0,025
5. Безопасность	0,20	90	100	0,9	0,18
6. Расход материалов	0,05	50	100	0,5	0,025
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
7. Конкурентоспособность	0,1	70	100	0,7	0,07
8. Перспективность	0,05	70	100	0,7	0,035
9. Цена	0,1	50	100	0,5	0,05
Итого	1	600	-	6	0,715

Анализ конкурентоспособности схем электроснабжения будет определяться по формуле:

$$P_{CP} = \sum B_i \cdot B_i,$$

где P_{CP} – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности;

B_i – вес показателя (в долях ед.);

B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

Значение P_{CP} позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. Если значение показателя P_{CP} получилось от 100 до 80, то такая разработка считается перспективной. Если от 79 до 60 – то перспективность выше среднего. Если от 69 до 40 – то перспективность средняя. Если от 39 до 20 – то перспективность ниже среднего. Если 19 и ниже – то перспективность крайне низкая.

Таким образом, анализируя таблицы выше имеем, что наибольшее средневзвешенное значение показателя качества и перспективности всё так же имеет радиальная схема $P_{CP} = 0,83 \cdot 100 = 83,0 \%$.

SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. 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. Результаты первого этапа SWOT – анализа представляем в виде табличной формы.

Таблица 5 – Составление предварительной матрицы SWOT для радиальной
схемы

	Сильные стороны проекта: С1: Применение в помещениях с любой средой С2: Высокая надежность С3: Легко использовать элементы автоматики	Слабые стороны проекта: Сл1: Дороговизна проекта Сл2: Сложность перестановок оборудования
Возможности проекта: В1: Использование негорючей или бронированной изоляции В2: Снижение цен на используемое оборудование В3: Использование новейшего оборудования		
Угрозы проекта: У1: Увеличение стоимости схемы за счет прокладки кабелей в каналах У2: Повышение спроса на шинопроводы		

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Каждый фактор помечается либо знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». В таблицах ниже представлены интерактивная матрица сильных, слабых сторон и возможностей проекта и интерактивная матрица сильных, слабых сторон и угроз проекта

Таблица 6 – Интерактивная матрица сильных, слабых сторон и возможностей проекта

Сильные стороны проекта				
Возможности проекта		C1	C2	C3
	B1	+	+	+
	B2	+	+	0
	B3	+	+	+
Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	
	B1	+	0	
	B2	-	0	
	B3	+	0	

Таблица 7 – Интерактивная матрица сильных, слабых сторон и угроз проекта

Сильные стороны проекта				
Угрозы проекта		C1	C2	C3
	У1	-	-	-
	У2	+	+	+
Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	
	У1	+	-	
	У2	+	+	

В рамках третьего этапа должна быть составлена итоговая матрица SWOT-анализа, которая учитывает сочетание возможностей с сочетанием (корреляцией) сильных сторон.

Таблица 8 – Матрица SWOT для радиальной сети

	Сильные стороны проекта: С1: Применение в помещениях с любой средой С2: Высокая надежность С3: Легко использовать элементы автоматики	Слабые стороны проекта: Сл1: Дороговизна проекта Сл2: Сложность перестановок оборудования
Возможности проекта: В1: Использование негорючей или бронированной изоляции В2: Снижение цен на используемое оборудование В3: Использование новейшего оборудования	V1V2V3C1C2 V3C3 V1C3	V1Сл1 V3Сл1
Угрозы проекта: У1: Увеличение стоимости схемы за счет прокладки кабелей в каналах У2: Повышение спроса на шинопроводы	У2С1С2С3	У1У2Сл1 У2Сл2

Таким образом, при рассмотрении SWOT-анализа выявляются сильные и слабые стороны проекта, возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде. Проводя соответствие между ними можно выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

Планирование технико-конструкторских работ

Порядок действий по планированию работ научного исследования:

- определить структуру работ в рамках исследования;
- определить ответственность за каждый этап работы;
- установить длительности этапов работы;
- построить календарный план-график проведения исследования

(график Гантта).

Для выполнения научного исследования была сформирована рабочая группа в составе руководителя и инженера. Каждый участник группы несет ответственность за определенные виды запланированных работ.

Перечень этапов работ и их распределение по исполнителям при проектировании шпалопропиточного завода приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Перечень этапов работ при проектировании

Основные этапы	№	Вид работ для инженера	Исполнители
Выбор направления исследования	1	Ознакомление с производственной документацией	Руководитель
			Инженер
Теоретические исследования, оценка результатов	2	Расчет электрических нагрузок	Инженер
	3	Расчет электрических нагрузок по предприятию	Инженер
	4	Построение картограммы нагрузок	Инженер
	5	Выбор цеховых трансформаторов	Инженер
	6	Выбор трансформаторов ГПП	Руководитель
			Инженер
	7	Расчет внутривзаводской сети предприятия	Инженер
	8	Расчет токов КЗ в сети выше 1000 В	Инженер
	9	Выбор электрооборудования в сети выше 1000 В	Инженер
	10	Расчет схемы электроснабжения цеха	Руководитель
			Инженер
	11	Расчет токов КЗ в сети до 1000 В	Инженер
	12	Выбор защитной аппаратуры	Инженер
13	Расчет отклонений напряжения	Инженер	
Оформление отчёта по НИР	14	Вопрос социальной ответственности	Инженер
	15	Вопросы финансового менеджмента,	Инженер
	16	Составление расчетно-пояснительной записки	Руководитель
			Инженер
17	Чертежные работы	Руководитель	
		Инженер	

Произведем определение трудоёмкости выполнения проектировочных работ. Чаще всего именно трудовые затраты составляет основную часть стоимости разработки. В связи с этим важно их количественное определение по отношению к каждому участнику научного исследования.

Трудоёмкость выполнения научной работы можно измерить в человеко-днях и оценить лишь приблизительно, с какой-либо вероятностью, так как она зависит от большого количества трудно учитываемых факторов.

Определение ожидаемого (усредненного) значения трудоемкости $t_{ож_i}$ осуществляется по формуле:

$$t_{ож_i} = \frac{3 \cdot t_{\min_i} + 2 \cdot t_{\max_i}}{5};$$

где $t_{ож_i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы в человеко-днях; t_{\min} – минимальная трудоемкость выполнения i -ой работы; t_{\max_i} – максимальная трудоемкость выполнения i -ой работы (пессимистическая оценка, опирающаяся на наиболее неблагоприятное стечение обстоятельств) в человеко-днях.

Пример расчета ожидаемого значения трудоемкости для 1 этапа:

$$t_{ож_1} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 2}{5} = 1,4 \text{ чел-дн.}$$

Рассчитав ожидаемую трудоемкость, находим продолжительность каждого вида работы в рабочих днях, учитывая одновременность выполнения работ инженером и руководителем, по формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ож_i}}{Ч_i},$$

где T_{pi} – длительность одной работы, раб. дней; $t_{ож_i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, человеко-дней; $Ч_i$ – количество работников, одновременно выполняющих одну и ту же работу, человек.

В данной работе все действия выполняются каждым исполнителем последовательно, поэтому $T_{pi} = t_{ож_i}$. Расчет длительности каждой из работ приведен в таблице.

Далее осуществляется разработка графика проведения научного исследования. Наиболее наглядным и удобным является построение календарного план-графика проведения исследования в форме диаграммы Ганта. Для большей наглядности графика, продолжительность каждого этапа работ следует перевести из рабочих дней в календарные по формуле:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал};$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях; T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях; $k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности рассчитывается по формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}},$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году; $T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году; $T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Определение коэффициента календарности:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{366}{366 - 118} = 1,48.$$

Соответственно продолжительность первой работы в календарных днях:

$$T_{k1} = T_{p1} \cdot k_{\text{кал}} = 2,8 \cdot 1,48 = 4,1 \approx 4 \text{ дн.}$$

Рассчитанные значения представлены в таблице 10

Таблица 10 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ , чел-дни			Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}		Длительность работ в календарн. днях, T_{ki}	
	t_{min}	t_{max}	$t_{\text{ож}}$	Руковод.	Инж.	Руковод.	Инж.
Ознакомление с производств. документацией	1	2	1,4	1,4	1,4	2	2
Расчет электрических нагрузок	2	4	2,8	-	2,8	-	4
Расчет электрических нагрузок по предприятию	2	4	2,8	-	2,8	-	4
Построение картограммы нагрузок	3	6	4,2	-	4,2	-	6
Выбор цеховых трансформаторов	1	2	1,4	-	1,4	-	2
Выбор трансформаторов ГПП	2	4	2,8	-	2,8	-	4
Расчет внутривзаводской сети предприятия	2	4	2,8	-	2,8	-	4
Расчет токов КЗ в сети выше 1000 В	5	6	5,4	-	5,4	-	8
Выбор электрооборудования в сети выше 1000 В	1	2	1,4	-	1,4	-	2
Расчет схемы электроснабжения цеха	2	4	2,8	1,4	2,8	2	4

Продолжение таблицы 10

Название работы	Трудоёмкость работ ,чел-дни			Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}		Длительность работ в календарн. днях, T_{ki}	
	t_{min}	t_{max}	$t_{ож}$	Руковод.	Инж.	Руковод.	Инж.
Расчет токов КЗ в сети до 1000 В	5	6	5,4	-	5,4	-	8
Выбор защитной аппаратуры	1	2	1,4	-	1,4	-	2
Расчет отклонений напряжения	1	2	1,4	-	1,4	-	2
Вопрос социальной ответственности	2	4	2,8	-	2,8	-	4
Вопрос финансового менеджмента	2	4	2,8	-	2,8	-	4
Составление расчетно-пояснительной записки	10	16	12	1,4	12,4	2	16
Чертежные работы	10	16	12	1,4	12,4	2	18
Итого						8	94

Таким образом, на основании таблицы строится календарный план-графика. Далее, по диаграмме Гантта, можно наглядно оценить показатели рабочего времени для каждого исполнителя. Продолжительность выполнения проекта составит 96 дней, в ходе которой 94 дня – продолжительность выполнения работ инженером, а 8 дней – продолжительность выполнения работ руководителем.

3.2 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

В результате планирования бюджета НТИ обеспечивается полное, достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его проведением.

При этом используются следующие статьи затрат:

- материальные затраты НТИ;
- заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды;
- отчисления на амортизацию;
- накладные расходы.

Расчет материальных затрат

В этот вид затрат включаются дополнительные затраты на канцелярские принадлежности, информационные носители, картриджи и т.п.

Таблица 11 – Материальные затраты

Наименование	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (З _м), руб.
Бумага	1	250	250
Ручка	2	50	100
Папка	1	50	50
Калькулятор	1	700	700
Итого:			1100

В процессе расчета материальных затрат не учитывался тот факт, что исполнители технического проекта доставляли канцелярские принадлежности самостоятельно, то есть не учтены транспортные расходы.

Зарботная плата исполнителей темы

Зарботная плата включает основную и дополнительную заработные платы и определяется как:

$$Z_{полн} = Z_{осн} + Z_{доп} ,$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

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

Размер основной заработной платы определяется по формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p;$$

где $Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата;

T_p – суммарная продолжительность работ, выполняемая научно-техническим работником.

Размер среднедневной заработной платы рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_M \cdot M}{F_D};$$

где Z_M – месячная зарплата научно-технического работника;

M – количество месяцев работы без отпуска ($M = 11,2$ – для пятидневной рабочей недели и отпуске в 24 рабочих дня);

F_D – действительный годовой фонд научно технического персонала (определяется за вычетом выходных, праздничных и больничных дней).

Месячная зарплата научно-технического работника определяется по формуле:

$$Z_M = Z_{ТС} \cdot (1 + k_{np} + k_D) \cdot k_p;$$

где $Z_{ТС}$ – заработная плата по тарифной ставке;

k_{np} – премиальный коэффициент, 0,3;

k_D – коэффициент доплат и надбавок, 0,35;

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

С помощью представленных выше формул находим основную заработную плату руководителя НИИ:

$$Z_M = Z_{ТС} \cdot (1 + k_{np} + k_D) \cdot k_p = 35860 \cdot (1 + 0,3 + 0,35) \cdot 1,3 = 76920 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_M \cdot M}{F_D} = \frac{76920 \cdot 11,2}{365 - 142} = 3863 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p = 3863 \cdot 8 = 30904 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{П}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн}} + 0,15 \cdot Z_{\text{осн}} = 30904 + 0,15 \cdot 30904 = 35540 \text{ руб.};$$

Аналогично рассчитывается заработная плата инженера:

$$Z_M = Z_{\text{ТС}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_D) \cdot k_p = 21760 \cdot (1 + 0,3 + 0,35) \cdot 1,3 = 46675 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_M \cdot M}{F_D} = \frac{46675 \cdot 11,2}{365 - 142} = 2344 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p = 2344 \cdot 94 = 220336 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{П}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн}} + 0,15 \cdot Z_{\text{осн}} = 220336 + 0,15 \cdot 220336 = 253386 \text{ руб.}$$

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье 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:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}),$$

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

Для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2020 году пониженная ставка – 30,2 %.

Отчисления во внебюджетные фонды составят:

$$Z_{\text{внеб.рук}} = 0,302 \cdot 35540 = 10733 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{внеб.исполн}} = 0,302 \cdot 253386 = 76523 \text{ руб.}$$

$$Z_{\sum \text{внеб}} = Z_{\text{внеб.рук.}} + Z_{\text{внеб.исполн}} = 10733 + 76523 = 87526 \text{ руб.}$$

Отчисления на амортизацию

Отчисления на амортизацию производятся для дорогостоящего оборудования, в данном случае, для персонального компьютера. Средства начисляются линейным методом:

$$H_A = \frac{1}{n} \cdot 100\% = \frac{1}{3} \cdot 100\% = 33,3 \text{ (\%)};$$

$$A = 53000 \cdot \frac{H_A}{100} \cdot \frac{T_k}{365} = 53000 \cdot \frac{33,3}{100} \cdot \frac{70}{365} = 3385 \text{ (руб)},$$

где H_A – годовая норма амортизации по компьютеру, %;

n – срок полезного использования компьютера в бухгалтерском учете;

$T_{\text{раб}}$ – количество дней использования компьютера.

Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не включенные в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$\begin{aligned} Z_{\text{накл}} &= Z_{\text{проч.}} \cdot k_{\text{нр}} = \left(Z_{\text{мат}} + Z_{\sum \text{осн}} + Z_{\sum \text{доп}} + Z_{\sum \text{внеб}} + Z_{\text{аморт}} \right) \cdot 0,16 = \\ &= (1100 + 251240 + 37686 + 87526 + 3385) \cdot 0,16 = 60950 \text{ руб}, \end{aligned}$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимаемый в размере 16%.

Формирование сметы технического проекта

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

Определение суммы затрат на технический проект приведено в таблице 12.

Таблица 12 – Смета затрат технического проекта

Наименование статьи	Сумма, тыс. руб.	Доля, %
1. Материальные затраты	1,1	0,3
2. Затраты по полной заработной плате исполнителей темы	288,926	65,3
3. Отчисления во внебюджетные фонды	87,526	19,8
4. Накладные расходы	60,950	13,8
5. Отчисления на амортизацию	3,385	0,8
Итого	441,887	100,0

Смета затрат на разработку технического проекта составляет 441,887 тыс.руб, из которых более половины (65,3 %) составляют затраты на оплату труда исполнителей проекта.

Оценка ресурсоэффективности проекта

Определение ресурсоэффективности будем производить на основе интегрального показателя ресурсоэффективности.

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта;

b_i – бальная оценка проекта.

В таблице 13 приведена сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Таблица 13 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии оценки	Весовой коэффициент	Бальная оценка		
		Б1	Б2	Б3
1. Надежность	0,4	5	2	4
2. Безопасность	0,2	5	3	4
3. Простота эксплуатации	0,2	5	4	4

Критерии оценки	Весовой коэффициент	Бальная оценка		
		Б1	Б2	Б3
4. Ремонтпригодность	0,1	5	4	4
5. Уровень материалоемкости	0,1	3	5	4
Итого	1.0			

$$I_{p-1} = 5 \cdot 0,4 + 5 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,1 + 3 \cdot 0,1 = 4,8;$$

$$I_{p-2} = 2 \cdot 0,4 + 3 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,1 = 3,1;$$

$$I_{p-3} = 4 \cdot 0,4 + 4 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,1 = 4,0.$$

Таким образом, ресурсоэффективность радиальной схемы электроснабжения ($I_{p-1} = 4,8$) подтверждается с помощью расчета интегрального показателя ресурсоэффективности и сравнения его с другими схемами.

Выводы по главе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Анализ конкурентных технических решений с учетом различных требований к схеме электроснабжения показал, что наиболее конкурентоспособной среди всех схем является радиальная схема.

2. С помощью SWOT-анализа была проанализирована радиальная сеть с точки зрения конкурентоспособности. В SWOT-анализе были оценены сильные, слабые стороны проекта, угрозы и возможности.

3. Анализ календарного планирования работ показывает, что длительность работ составила 96 календарных дней. На основе рассчитанных данных была построена диаграмма Ганта.

4. Итоговые затраты на научно-исследовательский проект составили 441,887 тыс.руб, из которых более половины (65,3 %) составляют затраты на оплату труда исполнителей проекта.

5. Наиболее финансово и ресурсоэффективным вариантом по итогам сравнения значений интегральных показателей эффективности является радиальная сеть.

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Социальная ответственность организации представляет собой систему законодательных актов и соответствующих им социально-экономических, технических, гигиенических, организационных мероприятий, обеспечивающих безопасность, сохранение здоровья и работоспособности человека в процессе труда

Целью данного раздела является оценка условий труда, анализ вредных и опасных факторов, разработка мер защиты от них, рассмотрение вопросов производственной санитарии, техники безопасности, пожарной профилактики, охраны окружающей среды, защиты в ЧС при работе электротехнического (электроэнергетического) персонала, обслуживающего проектируемую систему электроснабжения арматурного цеха завода домостроительной компании.

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В соответствии с Постановлением Минтруда России и Минобразования России от 13 января 2003 г. № 1/29 «Об утверждении порядка обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций» к выполнению работ допускаются работники, прошедшие обучение по охране труда и проверку знаний требований охраны труда в установленном порядке.

Работники, к которым предъявляются повышенные требования охраны труда, должны проходить повторный инструктаж по охране труда не реже одного раза в три месяца, а также не реже одного раза в двенадцать месяцев - проверку знаний требований охраны труда.

Работники должны обеспечиваться специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты. При заключении трудового договора работодатель обязан обеспечить информирование работников о полагающихся им средствах индивидуальной

защиты (СИЗ), а работники обязаны правильно применять СИЗ, выданные им в установленном порядке.

Основным объектом в производственных условиях является рабочее место, представляющее собой в общем случае пространство, в котором может находиться человек при выполнении производственного процесса. Рабочее место является основной подсистемой производственного процесса.

Согласно ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» при выполнении работ стоя, выполняя планировку рабочего места необходимо учитывать следующее:

- Рабочее место должно обеспечивать выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля.
- Выполнение трудовых операций "часто" и "очень часто" должно быть обеспечено в пределах зоны легкой досягаемости и оптимальной зоны моторного поля
- Организация рабочего места и конструкция оборудования должны обеспечивать прямое и свободное положение корпуса тела работающего или наклон его вперед не более чем на 15°.
- Конструкцией производственного оборудования и организацией рабочего места должно быть обеспечено оптимальное положение работающего, которое достигается регулированием:

- высоты рабочей поверхности

- подставки для ног при нерегулируемой высоте рабочей поверхности.

Оптимальная рабочая поза для работающих более низкого роста достигается за счет увеличения высоты подставки для ног на величину, равную разности между высотой рабочей поверхности для работающего ростом 1800 мм и высотой рабочей поверхности, оптимальной для роста данного работающего [14].

Производственная безопасность

В таблице 6.1 представлены потенциальные факторы согласно ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

Таблица 6.1 - Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разра- ботка	Изгото- вление	Эксплу- атация	
1. Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	<p>СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [1].</p> <p>СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки [2].</p> <p>ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация [3].</p> <p>СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [4].</p> <p>ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [5].</p> <p>ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [13].</p> <p>ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление [6].</p> <p>ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов [7].</p>
2. Превышение уровня шума		+	+	
3. Недостаточная освещенность рабочей зоны		+	+	
4. Загрязнение воздушной среды рабочей зоны	+	+	+	
5. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+	+	+	

Анализ опасных и вредных производственных факторов

Отклонение показателей микроклимата

На состояние здоровья и работоспособность человека могут отрицательно действовать различные вредные производственные факторы. В

связи с этим необходимо предусматривать санитарно-технические мероприятия по предотвращению их воздействия на обслуживающий персонал. Мероприятия по созданию микроклимата в производственных помещениях способствуют созданию необходимых условий труда.

Длительное воздействие высокой температуры при повышенной влажности может привести к гипертермии, или накоплению теплоты и перегреву организма, а пониженные показатели температуры, особенно при повышенной влажности воздуха, могут быть причиной гипотермии, или переохлаждения.

К показателям, характеризующим микроклимат производственных помещений, относятся: температура воздуха, относительная влажность воздуха, скорость движения воздуха, интенсивность теплового излучения.

Категория работ рассматриваемого цеха – Пб. К данной категории работы относятся работы, связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и умеренным физическим напряжением с интенсивностью энергозатрат 201-250 ккал/час (233 - 290 Вт).

В таблице 6.2 приведены показатели микроклимата рассматриваемого цеха.

Таблица 6.2 - Показатели микроклимата арматурного цеха

Период года	Категория работ	Температура, °С				Относительная влажность, %		Скорость движения, м/с		
		Допустимая				Оптимальная	Допустимая на рабочих местах постоянных и непостоянных, не более	Оптимальная, не более	Допустимая на рабочих местах постоянных и непостоянных, не более	
		верхняя граница		нижняя граница						
		на рабочих местах								
постоянных	непостоянных	постоянных	непостоянных							
Холодный	Средней тяжести - Пб	17-29	21	23	15	13	40-60	75	0,2	<0,4
Теплый	Средней тяжести - Пб	20-22	27	29	16	15	40-60	70 (при 25°С)	0,3	0,2-0,5

Превышение уровня шума

Шум вредно действует на организм и снижает производительность труда. Уровень звукового давления по отношению к порогу слышимости $L = 120-130$ дБ соответствует порогу болевого ощущения. Звуки, превышающие по своему уровню этот порог, могут вызывать боли и повреждения в слуховом аппарате. Шум создает значительные нагрузки на нервную систему человека, оказывает на него психологическое воздействие. Человек, работая при шуме, привыкает к нему, но продолжительное действие сильного шума вызывает общее утомление, может привести к ухудшению слуха, а иногда и к глухоте, нарушается процесс пищеварения, происходит изменение объема внутренних органов. Эти вредные последствия шума тем больше, чем сильнее шум и продолжительнее его действие. Таким образом, шум на рабочем месте не должен превышать допустимых уровней.

В рассматриваемом цехе источниками шума являются станки: универсально-фрезерные, токарно-винторезные, настольно-сверильные и т.д.

Согласно санитарным нормам СН 2.2.4/2.1.8.562-96 на рабочих местах в помещениях для размещения шумных агрегатов, уровень шума не должен превышать 75 дБ [2].

Снизить уровень шума в помещениях можно использованием звукопоглощающих материалов для отделки помещений.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение – получение, распределение и использование световой энергии для обеспечения благоприятных условий видения предметов и объектов. Оно влияет на настроение и самочувствие, определяет эффективность труда. Рациональное освещение помещений и рабочих мест – одно из важнейших условий создания благоприятных и безопасных условий труда.

Около 80 % из общего объема информации человек получает через зрительный аппарат. Качество получаемой информации во многом зависит от

освещения: неудовлетворительное в количественном или качественном отношении освещение не только утомляет зрение, но и вызывает утомление организма в целом. Нерационально организованное освещение может, кроме того, явиться причиной травматизма: плохо освещенные опасные зоны, слепящие источники света и блики от них, резкие тени и пульсации освещенности ухудшают видимость и могут вызвать неадекватное восприятие наблюдаемого объекта. Поэтому рациональное освещение помещений и рабочих мест – одно из важнейших условий для создания благоприятных и безопасных условий труда.

Недостаточное освещение ослабляет внимание, а также способствует быстрой утомляемости. Чрезмерно яркое освещение приводит к ослеплению, раздраженности и рези в глазах. Все эти причины могут привести к ухудшению зрения [8].

Роль источников света при искусственном освещении выполняют люминесцентные лампы. Они обладают высокой световой отдачей и имеют более продолжительный срок службы в отличие от обычных ламп накаливания. Согласно действующим ГОСТР 50948, ГОСТР 50949, СанПиН 2.2.2./2.4.1340-03, СП52.13330.2016 (актуализированная редакция СНиП 23-05-95) для искусственного освещения регламентировано наименьшая допустимая освещенность рабочего места – 300 лк для IV разряда, подразряда работ «а».

Загрязнение воздушной среды рабочей зоны

Загрязнениями воздуха считаются любые нехарактерные для него физические, химические и биологические вещества и их повышенные концентрации. В данном разделе рассмотрим наиболее характерный для цеха случай – загрязнение воздушной среды рабочей зоны пылью.

Основным источником загрязнения воздушной среды рабочей зоны является дробление бетона при выполнении дробильно-сортировочных работ, в ходе которого образуются мелкие отходы частиц в виде пыли.

Неблагоприятное воздействие пыли на организм может быть причиной возникновения заболеваний. Обычно различают специфические (пневмокониозы, аллергические болезни) и неспецифические (хронические заболевания органов дыхания, заболевания глаз и кожи) пылевые поражения.

Для контроля воздушной среды на предприятии производится исследование тех же показателей предельно допустимых концентраций (ПДК) вредных веществ, которые применяются при составлении проектов производственных зданий и описании технологических процессов. Воздух систематически проверяют на наличие этих веществ, чтобы обеспечить постоянно безопасное пребывание людей на производстве. Значения ПДК веществ указаны в ГОСТ 12.1.005-88[5].

Нормы содержания различных аэрозольных частиц, пыли, сажи в воздухе рабочей зоны, установлены в ГН 2.2.5.3532-18 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны»[13]. Стоит отметить, что вред пыли зависит от содержания в ней токсичных примесей. Максимальные разовые предельно допустимые концентрации (ПДК), составляют: 1 мг/м³ – в воздухе рабочей зоны при содержании в пыли более 70% свободного диоксида кремния SiO₂ и 2 мг/м³ при содержании от 10 До 70% диоксида кремния SiO₂.

Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего

Помещения арматурного цеха относятся к помещениям с повышенной опасностью. Электробезопасность обеспечивают в соответствии с правилами устройства электроустановок. Для правильного выбора способа защиты от поражения электрическим током при замыкании на корпус необходимо знать, какая электрическая сеть подведена к оборудованию. В зависимости от режима нейтрали электрической сети применяют: защитное заземление, зануление, защитное отключение.

В рассматриваемом предприятии (цехе) выбрана глухо заземленная нейтраль.

Для снижения опасности поражения электрическим током проводятся организационные мероприятия и применяются технические средства. К организационным мероприятиям относятся: обучение персонала, обеспечение работающих защитными средствами, контроль знаний и соблюдение правил безопасности, разработка мероприятий по устранению причин травматизма

Для защиты от поражения электрическим током при замыкании на корпус применяются меры, которые называют защитными мероприятиями электробезопасности. К защитным мерам можно отнести: заземление, зануление, защитное отключение.

Экологическая безопасность

Большинство электроприемников цеха и завода в целом содержит очень вредные вещества, которые не должны попадать на свалку после истечения срока использования оборудования, а должны правильно утилизироваться.

Утилизация оборудования осуществляется по специально разработанной схеме, которая должна соблюдаться в организациях:

1. На первом этапе необходимо создать комиссию, задача которой заключается в принятии решений по списанию морально устаревшей или не рабочей техники, каждый образец рассматривается с технической точки зрения.

2. Разрабатывается приказ о списании устройств. Для проведения экспертизы привлекается квалифицированное стороннее лицо или организация.

3. Составляется акт утилизации, основанного на результатах технического анализа, который подтверждает негодность оборудования для дальнейшего применения.

4. Формируется приказ на утилизацию. Все сопутствующие расходы должны отображаться в бухгалтерии.

5. Утилизацию техники обязательно должна осуществлять специализированная фирма.

После оформления всех необходимых документов, оборудование вывозится со склада на перерабатывающую фабрику. Все полученные в ходе переработки материалы вторично используются в различных производственных процессах. [35]

Кроме того на рабочем месте элеткротехнического персонала предприятия образуются следующие виды отходов:

– лампы ртутные, ртутно-кварцевые, люминесцентные, утратившие потребительские свойства;

– отходы бумаги и картона от канцелярской деятельности и делопроизводства;

Отработанные люминесцентные лампы относятся к отходам I класса опасности, поэтому подлежат временному накоплению в заводской таре, затем передаются в специализированные организации для обезвреживания и последующей утилизации (постановление Правительства РФ от 03.09.2010 N 681).

Остальные отходы IV-V классов опасности собираются в контейнеры для твердых коммунальных отходов организации, вывозом которых занимается специальная организация.

Безопасность в чрезвычайных ситуациях

К чрезвычайным ситуациям относятся военные действия, аварии, катастрофы, пожары, стихийные бедствия (ГОСТ Р 22.0.01-2016) [10].

На объекте возможно возникновение следующих видов ЧС: пожар; взрыв. К основным причинам возникновения ЧС можно отнести: стихийные бедствия; воздействие внешних природных факторов на конструкции и сооружения; дефекты, которые были допущены при проектировании и

строительстве сооружений; воздействие технологических процессов промышленного производства на материалы сооружений; нарушение правил техники безопасности при ведении работ и технологических процессов.

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.

Рассмотрим наиболее вероятный вид ЧС – пожар.

Возможные причины пожара: электрический характер (КЗ, нагрев проводки неисправность технологического оборудования); открытый огонь (курение, искры); удар молнии; воздействие стихийных явлений.

Мероприятия противопожарной профилактики:

- на каждой двери служебного либо складского помещения следует разместить таблички, оповещающие об уровне пожароопасности;
- все противопожарные системы и установки с автоматическим управлением (противопожарные сигнализации, механические двери, системы подачи воды и т.д.) необходимо содержать в исправности, регулярно проводить проверки, ремонт и замену по необходимости;
- в каждом помещении должны на видных местах располагаться информационные таблички с указанным на них номером службы спасения;
- после каждой рабочей смены помещения и оборудование необходимо осматривать, проверять, убирать и чистить. Необходимо отключать от электросети аппараты (исключение составляют те, которые должны работать по назначению круглые сутки);
- также необходимо разработать и развесить на видных местах каждого цеха планы эвакуации при пожаре.

В помещениях и в коридорах, а также на лестничных площадках устанавливаются пожарные краны, огнетушители согласно постановлению правительства №390 «О противопожарном режиме».

При возгорании или возникновении пожара следует немедленно начать эвакуацию людей, отключить подачу воздуха по системе вентиляции, обесточить помещение и вызвать пожарную охрану.

Средствами пожаротушения являются: вода, водохимические растворы, огнетушащие пены, инертные газы, ингибиторы и т.д.

Организационные меры по обеспечению пожаробезопасности:

-во избежание пожаров необходимо периодически производить инструктаж с персоналом по пожаробезопасности;

-недопустимо приносить и хранить в комнатах взрывопожароопасные вещества и материалы. При обнаружении пожара, необходимо:

-определить причину пожара;

- если горит электрооборудование, которое не отключено и находится под напряжением, то необходимо снять напряжение;

- обеспечить вынужденную эвакуацию всех людей.

На рисунке 6.1 представлен план эвакуации персонала завода.

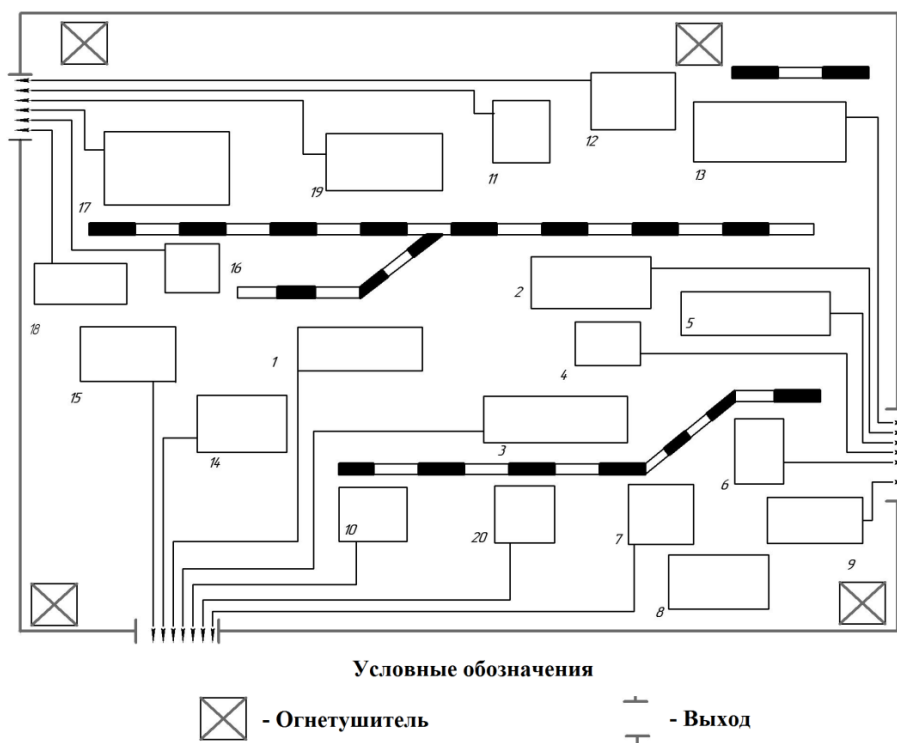


Рисунок 6.1 – План эвакуации завода

Вывод по разделу: в разделе «Социальная ответственность» получена оценка условий труда электротехнического персонала, анализ вредных и опасных факторов, пожарной безопасности и охраны окружающей среды.

В первом разделе работы были приведены основные эргономические требования к правильному расположению проектируемой рабочей зоны в производственных условиях для создания комфортной рабочей среды.

Далее были рассмотрены и описаны вредные факторы, такие как отклонение показателей микроклимата, превышение уровня шума, отсутствие или недостаток естественного света, загрязнение воздушной среды рабочей зоны.

В разделе по безопасности в чрезвычайных ситуациях был приведен анализ ЧС, которые могут возникнуть при разработке, производстве или эксплуатации проектируемого решения. В качестве наиболее вероятного вида ЧС рассмотрен пожар. К данному варианту был составлен порядок действий в результате возникновения ЧС и меры по ликвидации её последствий.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам выполнения дипломного проекта на тему «Проектирование системы электроснабжения домостроительной компании с детальной проработкой арматурного цеха» были решены все поставленные задачи.

В ходе расчета электрических нагрузок арматурного цеха методом коэффициента расчетной активной мощности были получены следующие результаты: расчетный ток цеха составил $I_p = 1019,98$ А, полная расчетная мощность равна $S_p = 671,33$ кВА. Также были определены полные расчетные мощности остальных цехов предприятия методом K_c (коэффициента спроса) и полная расчетная мощность завода с учетом высоковольтной нагрузки и освещения территории.

По результатам расчета нагрузки по цехам завода построена картограмма нагрузок, определен центр электрических нагрузок. Место установки ГПП было выбрано возле центра электрических нагрузок в зоне рассеяния, имея ввиду показания розы ветров.

Определено число и мощность цеховых силовых трансформаторов марки ТМ мощностью 630 кВА и 1000 кВА и произведено их распределение по цехам завода с учетом категории надежности. Питание цеховых трансформаторов осуществляется двухцепными кабельным линиям напряжением 10 кВ марки ААШв.

Для рассматриваемого цеха были выбраны два трансформатора марки ТМ-630/10. Все сети были проверены на действие токов КЗ.

Электроснабжение завода осуществляется от энергосистемы. Питание предприятия выполнено двухцепной воздушной линией напряжением 35 кВ. Линия выполнена проводом АС-120. На ГПП, с целью обеспечения надежности электроснабжения потребителей второй категории, устанавливаются два трансформатора ТДН-6300/35. Его коэффициент загрузки по факту оказался немного ниже нормы. В случае расширения

производства на заводе, выбранные трансформаторы способны обеспечить подключение к себе дополнительных нагрузок без ущерба трансформаторам.

Выбор трансформаторов осуществлялся с учетом компенсации реактивной мощности на предприятии путем установки КБ.

В качестве закрытого распределительного устройства были приняты ячейки КРУ. Такое РУ позволяет безопасно производить обслуживание, осуществлять ремонт и замену элементов высоковольтного оборудования.

Следующим этапом было осуществлено электроснабжение промышленных потребителей в здании цеха. На данном этапе электроприемники были распределены по пунктам питания, были рассчитаны номинальные параметры приемников, а также была определена расчетная нагрузка цеха с учетом распределения электроприемников.

Приёмники цеха запитываются от распределительных пунктов четырехжильными кабелями с алюминиевыми жилами с поливинилхлоридной изоляцией марки АВВГ, с прокладкой по лоткам и в коробах. Защита электроприемников и кабельных линий осуществляется автоматическими выключателями марки ВА.

Карта селективности, построенная по результатам выбора аппаратов защиты, показала, что селективность обеспечивается. Эпюра отклонения напряжения, построенная для максимального, минимального и послеаварийного режимов, показала, что во всех режимах работы у электроприёмников поддерживается напряжение в допустимых пределах и выбранные сечения пригодны для эксплуатации.

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 ЛИТЕРАТУРЫ

1. А.И. Гаврилин, С.Г. Обухов, А.И. Озга. Электроснабжение промышленных предприятий. Методические указания к выполнению выпускной работы бакалавра. – Томск: ТПУ, 2001 – 93 с.
2. Л.П. Сумарокова, Электроснабжение промышленных предприятий. Учеб. Пособие. - Томск: ТПУ, 2012. – 288 с.
3. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения: Справочные материалы по электрооборудованию: Учеб. пособие / Том. политехн. ун-т. – Томск, 2005. – 168 с.
4. Мельников М. А. Внутривзаводское электроснабжение: Учеб. пособие. – Томск:Изд. ТПУ, 2004. – 180 с.
5. Справочник по проектированию электрических сетей/Под ред. Д.Л. Файбисовича. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 352 с.: ил.
6. А.В. Кабышев Электроснабжение объектов Ч.1 Расчет электрических нагрузок, нагрев проводников и электрооборудования. Учеб.пособие / Том. политехн. ун-т. – Томск, 2007. – 185 с.
7. Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 646 с.
8. Правила устройства электроустановок. Издание 7 . СПб.: УВСИЗ, 2011. 692 с.
9. Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 646 с.
10. Характеристики мощности света светодиодного типа ламп / [Электронный ресурс]: URL: <https://1posvetu.ru/istochniki-sveta/moshhnost-osveshheniya-svetodiodnyh-lamp.html>
11. Трансформаторы серии ТВТ [Электронный ресурс]: URL: <http://electra-hvac.ru/rashifrovka-tvt.html>

12. Выключатель ВМУЭ-35Б-25/1250/ [Электронный ресурс]: URL: <https://www.elec.ru/market/vykljuchatel-vmue-35b-25-1250-14965199536.html>
13. Вакуумный выключатель ВБПС-10-20/1000 УЗ [Электронный ресурс]: URL: <http://bester54.ru/goods/index.php?type=description&id=724>
14. Вакуумные выключатели среднего класса напряжения 6–20 кВ ВВ/TEL [Электронный ресурс]: URL: https://www.tavrida.com/upload/iblock/1db/ter_vcb15_booklet.pdf
15. НТМИ-10 трансформаторы напряжения масляные [Электронный ресурс]: URL: <http://electra-hvac.ru/rashifrovka-ntmi.html>
18. ТЛМ-10-1(ТЛК-СТ-ТЛМ1) трансформатор тока [Электронный ресурс]: URL: <http://zaovec.ru/catalog.aspx?item=1093>
19. Предохранитель ПКТ-102-10-31,5-31,5-УЗ [Электронный ресурс]: URL: <https://keaz.ru/catalog/srednevoltное-obrudovanie-do-35kv/predohraniteli-visokovoltnie/pkt-predohraniteli-visokovoltnie/pkt/120508>
20. Предохранитель ПКН 001-35 ХЛ1 [Электронный ресурс]: URL: <http://uralen.ru/catalog/pred/group-32/254.html>
21. Предохранитель ПКН 001-10 ХЛ1 [Электронный ресурс]: URL: <http://uralen.ru/catalog/pred/group-32/250.html>
22. Разъединители РДЗ-2–35/1000 УХЛ1 [Электронный ресурс]: URL: <https://avkenergo.ru/catalog/rdz/razedinitel-rdz-2-35-1000-ukhl1-polyus-47669/>
23. Разъединители РДЗ-1-35/1000-УХЛ1 [Электронный ресурс]: URL: <http://www.birzst.ru/index.php/catalog/raziedeniteli/item/38-raz-edinitel-rdz-35-1000>
24. Ограничитель перенапряжения ОПНп-35/40,5/10/400 [Электронный ресурс]: URL: <https://asenergi.ru/catalog/ustrojstva-zaschity/opnp-35/opnp-35-40-10-400.html>
25. Ограничитель перенапряжения Ограничитель перенапряжения ОПНп-10/12/10 [Электронный ресурс]: URL: <https://asenergi.ru/catalog/ustrojstva-zaschity/opnp-10/opnp-10-12-10-250-uhl1.html>

26. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
27. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.
28. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.
29. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*
30. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
31. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
32. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
33. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий.
34. СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест.
35. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения.
36. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.
37. Федеральный закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ "Об охране окружающей среды"
38. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
39. ГОСТ 12.2.033-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования

Приложение А

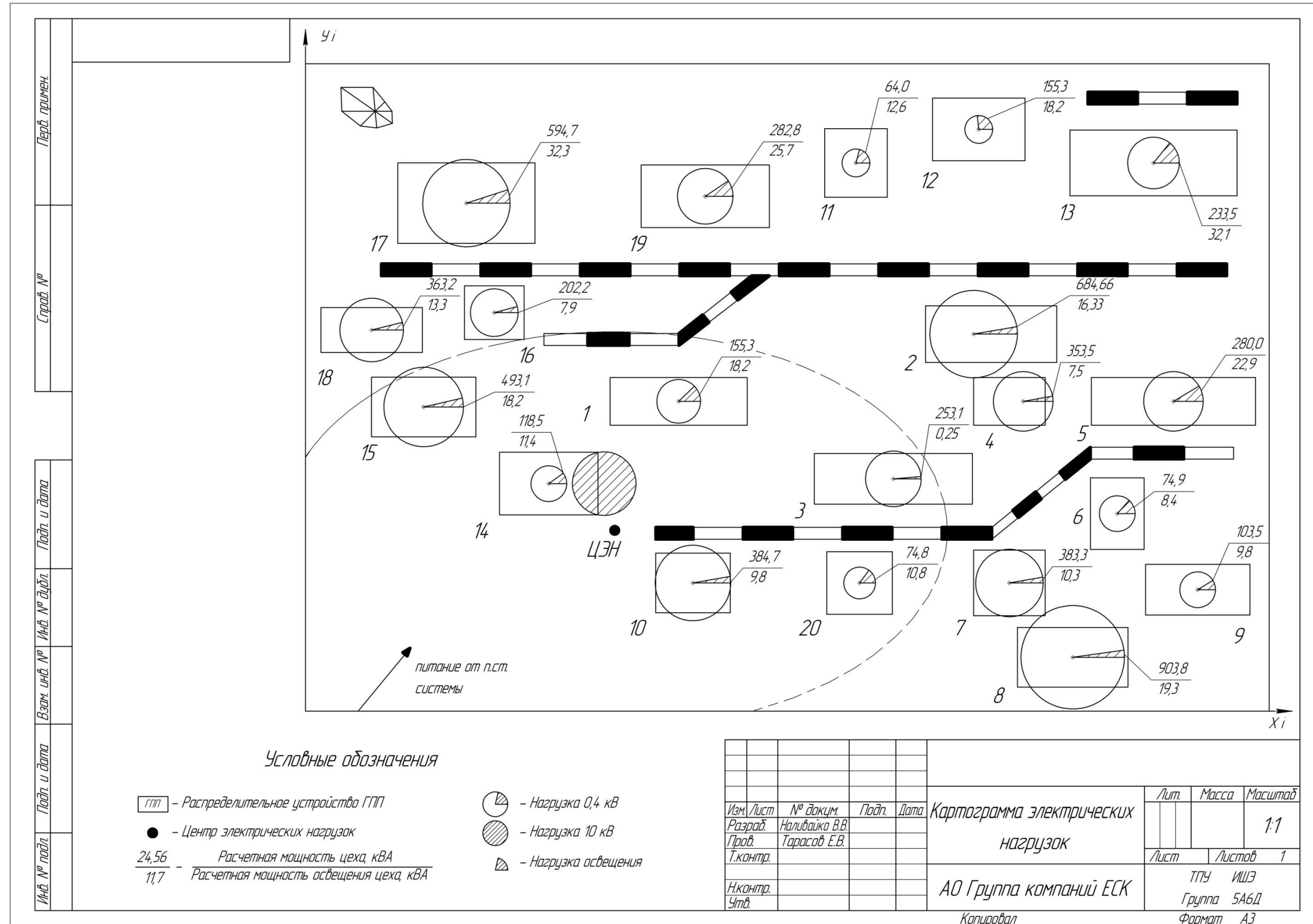


Рисунок А.1–Картограмма нагрузок

Приложение Б

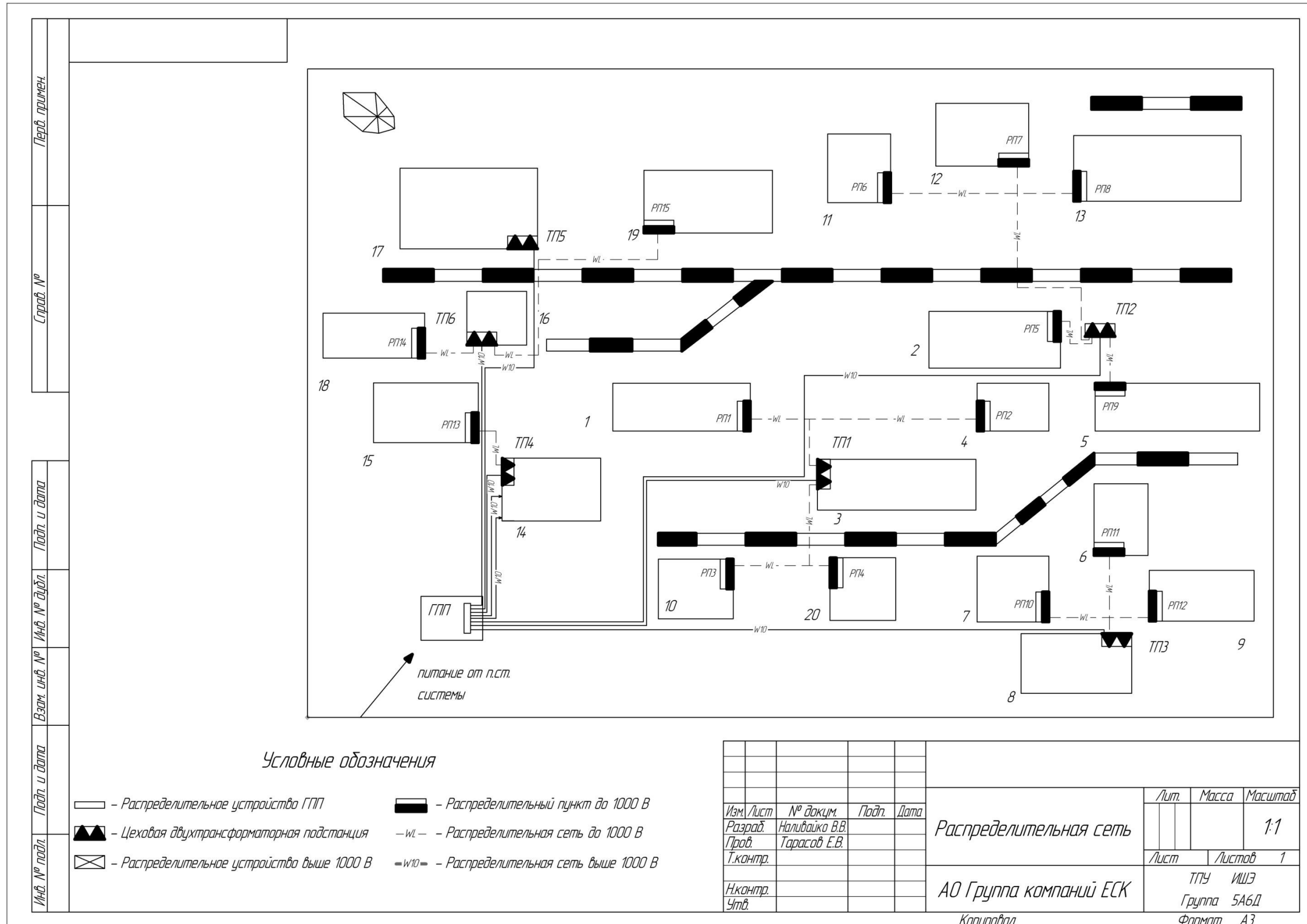
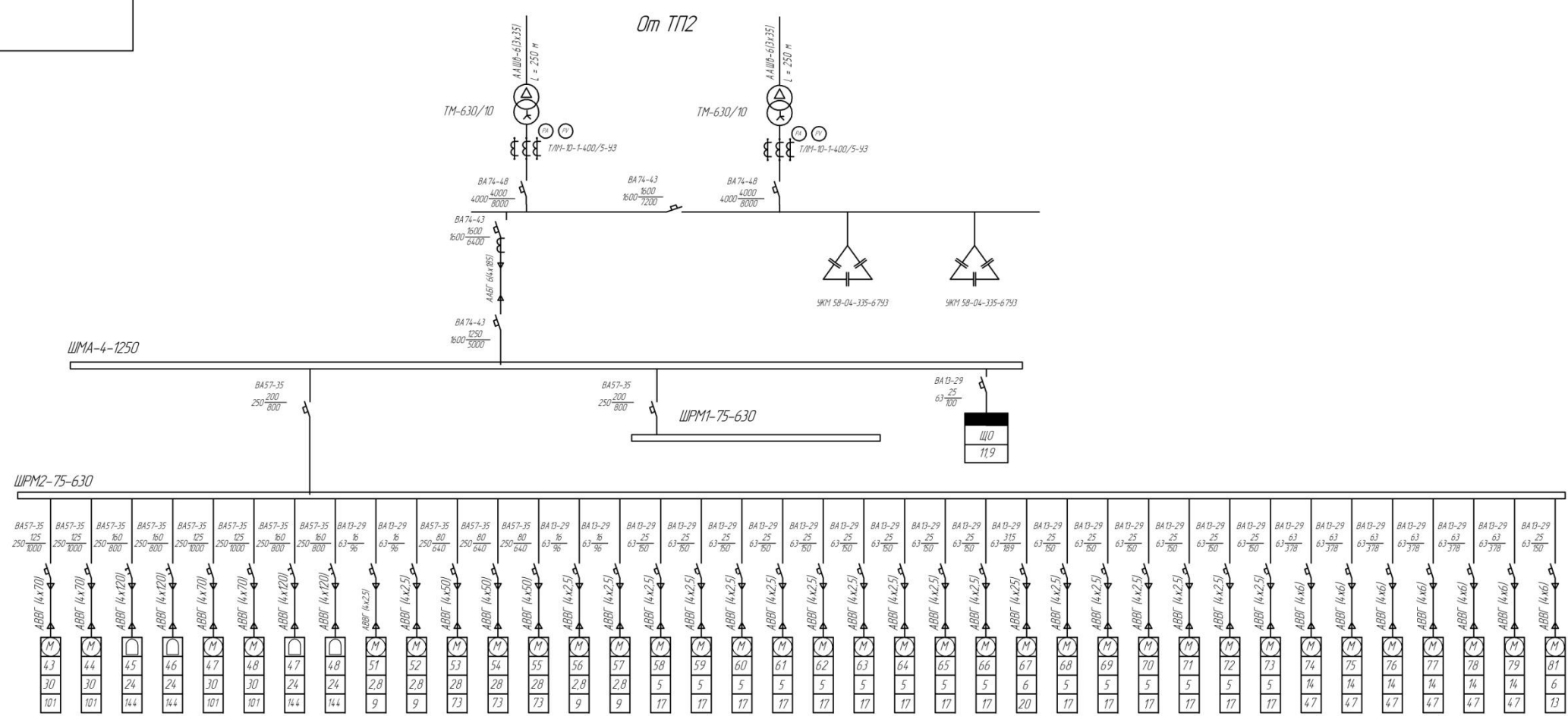


Рисунок Б.1 – План местности с нанесенными объектами и устройствами электроснабжения

Приложение В

Перв. примен. / Справ. № / Подп. и дата / Взам. инв. № / Инв. № дубл. / Подп. и дата / Инв. № подл.

Тип трансформатора
Тип трансформатора тока
Тип автомата Номинальный ток Ток теплого расцепителя ток магнитного расцепителя
Тип и мощность компенсирующих устройств
Тип автомата Номинальный ток Ток теплого расцепителя ток магнитного расцепителя
Марка магистрального шинопровода Номинальный ток
Тип автомата Номинальный ток Ток теплого расцепителя ток магнитного расцепителя
Марка распределительного шинопровода Номинальный ток
Тип автомата Номинальный ток Ток теплого расцепителя ток магнитного расцепителя
Марка кабеля Сечение отходящих линий
Обозначение
№ по плану
Мощность, кВт
Ток, а



Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Однолинейная схема арматурного цеха	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.	Наливайко В.В.							1:1
Пров.	Тарасов Е.В.				АО Группа компаний ЕСК	Лист	Листов	1
Т.контр.								
И.контр.						ТПУ ИШЗ	Группа 5А6Д	
Утв.					Копировал	Формат А3		

Рисунок В.1 – Однолинейная схема арматурного цеха

Приложение Г

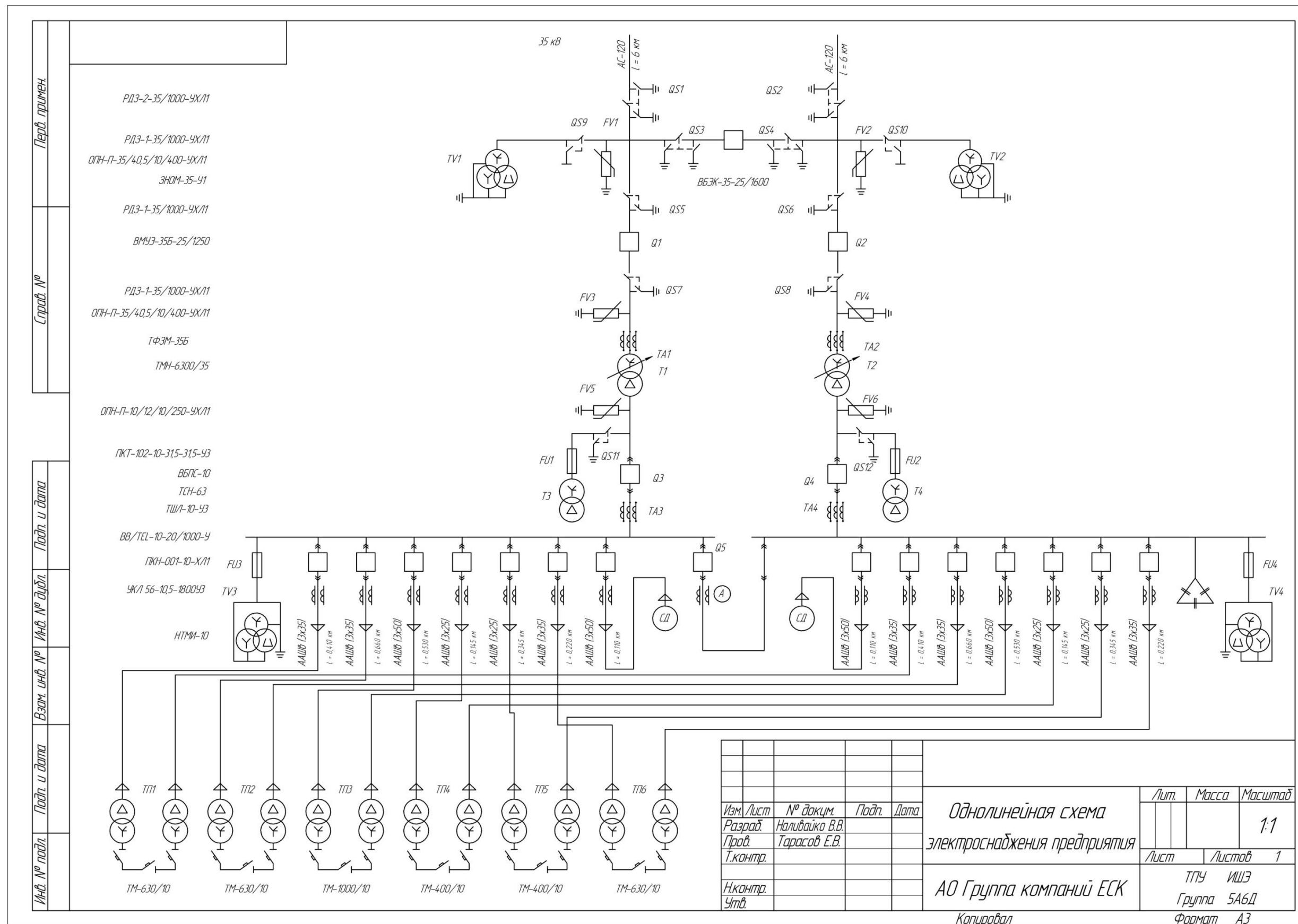


Рисунок Г.1 – Однолинейная схема электроснабжения предприятия

Приложение Д

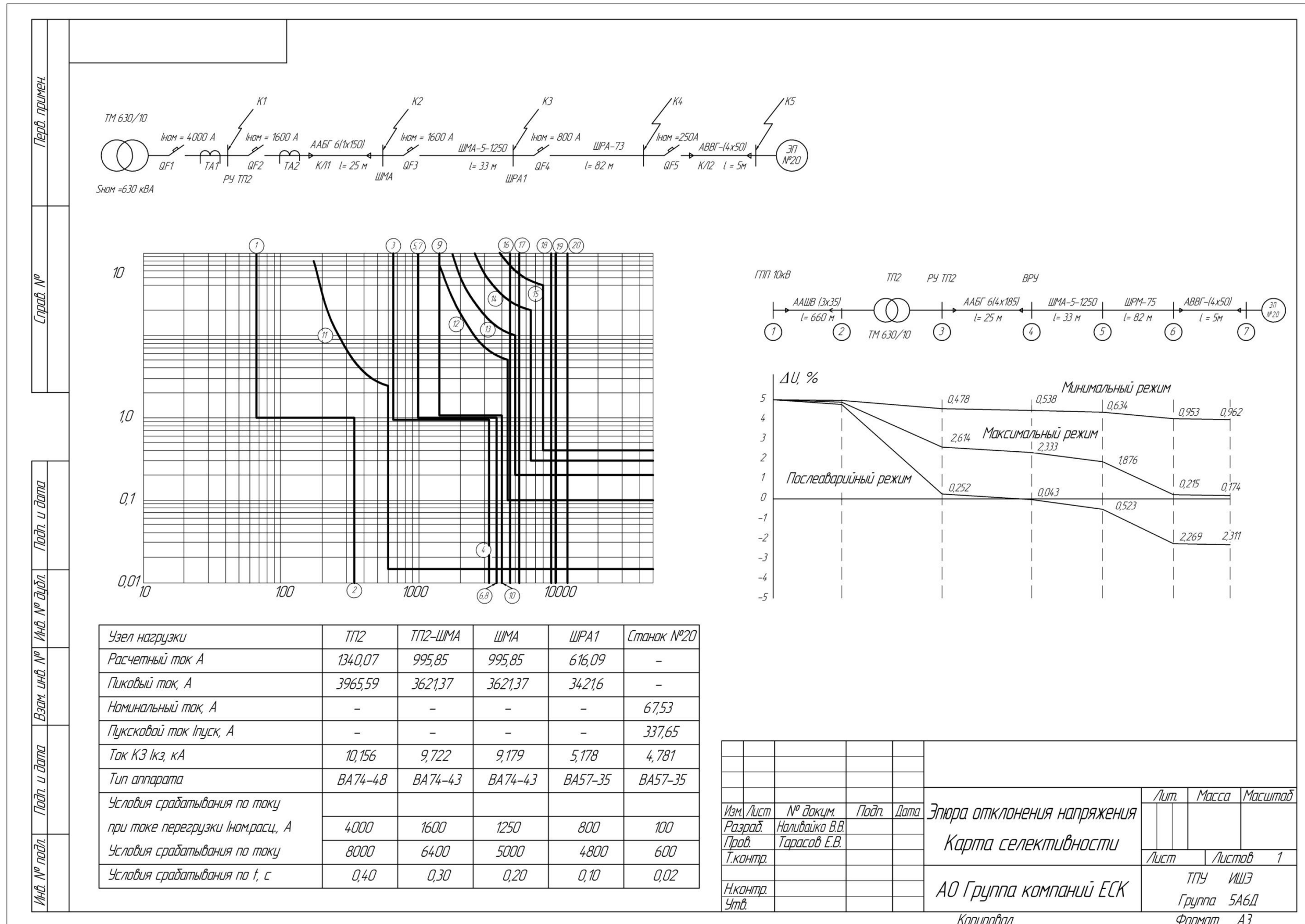


Рисунок Д.1 – Эюра отклонения напряжения. Карта селективности