

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

---

Институт Энергетический (ЭНИИ)

Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>Технико-экономическое обоснование применения кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена при реконструкции схем и сетей электроснабжения объектов</b>

УДК 621.31.031:621.315.21

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM5Ч	Николаева Ирина Васильевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор кафедры ЭПП	Кабышев А.В.	д.ф-м.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Попова Светлана Николаевна	к.э.н.,		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭБЖ	Бородин Ю.В.	к.т.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Электроснабжение промышленных предприятий	Сурков М.А.	к.т.н.		

Томск – 2017 г.

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

---

**ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП**

Институт Энергетический (ЭНИН)

Направление подготовки 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)

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

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

Институт Энергетический (ЭНИН)  
Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника  
Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)

УТВЕРЖДАЮ:  
Зав. кафедрой ЭПП

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

**Сурков М.А.**  
(Ф.И.О.)

## ЗАДАНИЕ

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

**магистерской диссертации**

Студенту:

Группа	ФИО
5АМ5С	Николаевой Ирине Васильевне

Тема работы:

Технико-экономическое обоснование применения кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена при реконструкции схем и сетей электроснабжения объектов

Утверждена приказом директора (дата, номер)

13.02.2017 г. № 719/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

13.02.2017

### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b> <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Объект исследования – предприятие «Сибэлектромотор», г. Томск, РФ;</li><li>2. Нагрузка II и III категории по степени надежности электроснабжения;</li><li>3. Производство продукции осуществляется посменно, большинство цехов работает в 2, либо 3 смены по 8 часов;</li><li>4. Среда: нормальная.</li></ol>
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> <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>	<ul style="list-style-type: none"><li>– Введение;</li><li>– Литературный обзор;</li><li>– Постановка задачи исследования;</li><li>– Расчет электроснабжения завода;</li><li>– Расчет реконструкции;</li><li>– Анализ экономической эффективности;</li><li>– Социальная ответственность;</li><li>– Раздел работы на иностранном языке (по выбору);</li><li>– Заключение, в том числе на иностранном языке.</li></ul>

<p><b>Перечень графического материала</b> (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>Схема распределения электроприемников в здании механического цеха, генплан предприятия, схема распределения электроприемников, цеха по пунктам питания, генплан предприятия с картограммой нагрузок, генплан предприятия со схемой питания цеховых подстанций, схема внешнего электроснабжения, однолинейная расчетная схема сети, эпюры отклонений напряжения, принципиальная схема расчета токов КЗ, карта селективности действия защиты, анализ чувствительности.</p>
--	---

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**  
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Попова С. Н.
Социальная ответственность	Бородин Ю.В.
Иностранный язык	Тарасова Е.С.

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

Основные разделы ВКР должны быть написаны на русском языке. Один из разделов работы (по согласованию с консультантом) и заключение переводится на иностранный язык.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	13.02.2017
--	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор кафедры ЭПП	Кабышев А.В.	д.ф-м.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ5Ч	Николаева Ирина Васильевна		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 5AM5Ч	ФИО Николаевой Ирине Васильевне
-----------------	------------------------------------

Институт	Энергетический	Кафедра	Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<i>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</i>	- технология, алгоритм, методика
---	----------------------------------

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Производственная безопасность</i>	1.1. Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования. 1.2. Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований. 1.3. Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов.
<i>2. Экологическая безопасность</i>	2.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду. 2.2. Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду. 2.3. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.
<i>3. Защита в чрезвычайных ситуациях:</i>	3.1. Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований. 3.2. Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований. 3.3. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС.
<i>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</i>	4.1. Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства. 4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

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

13.02.2017

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭБЖ	Бородин Ю.В.	к.т.н		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM5Ч	Николаева Ирина Васильевна		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
5АМ5С4	Николаевой Ирине Васильевне

<b>Институт</b>	Энергетический	<b>Кафедра</b>	Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)
<b>Уровень образования</b>	магистр	<b>Направление/специальность</b>	13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника

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

1. <i>Стоимость ресурсов инвестиционных проектов</i>	<i>Стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов заданы в соответствии с технической документацией на используемое оборудование</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Система налогообложения применяется в соответствии с НК РФ от 28.12.2016 N 146-ФЗ</i>

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. <i>Оценка и анализ данных, по основным экономическим показателям, внедряемых на предприятии проектов</i>	<i>Определение инвестиционных затрат, издержек, ставки дисконтирования, амортизации основных фондов проектов централизованного и автономного электроснабжения, построение финансовой модели проектов</i>
2. <i>Расчет и анализ экономических показателей, используемых для оценки эффективности инвестиционных затрат проекта</i>	<i>Расчет финансовых потоков в течение срока жизни инвестиционного проекта, системы налогообложения, чистой приведенной стоимости</i>
3. <i>Анализ чувствительности инвестиционных проектов, определение экономической эффективности</i>	<i>Моделирование динамики изменения чистой приведенной стоимости проектов при изменении исходных данных моделей, построение соответствующих характеристик, определение экономической эффективности и целесообразности проектов.</i>

**Перечень графического материала** (с точным указанием обязательных чертежей):

<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Сметы инвестиционных затрат, издержек проектов</li> <li>2. Диаграммы финансовых потоков проектов</li> <li>3. План погашения задолженности</li> <li>4. Характеристики анализа чувствительности проектов</li> </ol>
---

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	13.02.2017
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Попова Светлана Николаевна	К.Э.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
5АМ5С4	Николаева Ирина Васильевна		

## Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 101 страницы, 18 рисунков, 57 таблиц, 36 источников, 7 приложений.

Ключевые слова: бумажно-пропитанная изоляция, сшитый полиэтилен, кабельные линии, реконструкция, чистый дисконтированный доход.

Объектом исследования является предприятие «Сибэлектромотор».

Цель работы – определение оптимальной схемы электроснабжения.

В процессе исследования производился расчет системы электроснабжения завода «Сибэлектромотор», реконструкция с заменой кабельных линий и расчет экономической эффективности.

В результате исследования получены две схемы электроснабжения предприятия, проведен анализ результатов.

Область применения – полученные результаты могут применяться как рекомендации при реконструкции системы электроснабжения завода. Данная работа в дальнейшем предполагает учет дополнительных факторов для более точных расчетов.

Расчеты проведены в программе Excel. Генплан предприятия и механического цеха выполнены в программе КОМПАС.

## Список аббревиатур

ААШв – А-алюминиевый сердечник, А-алюминиевая крышка, Шв-оболочка из поливинилхлоридного соединения

АПвВ - А - алюминиевый провод, Пв - изоляция из сшитого полиэтилена, В - кабельная оболочка из поливинилхлоридного состава

АС - А – Алюминиевая проволока, С – Сердечник из стальных оцинкованных проволок

ЦЭН – Центр электрических нагрузок

ПР – пункт распределения

КБ – Конденсаторная батарея

ВН – Высокое напряжение

Л – Линия

КЛ – Кабельная линия

БПИ – Бумажно - пропитанная изоляция

ПВХ – Поливинилхлорид

СЭС – Система электроснабжения

СД – Синхронный двигатель

ТМ – Трансформатор

ВЛ – Воздушные линии

ТП – Трансформаторная подстанция

УКМ – Установка компенсации реактивной мощности

СПЭ – Сшитый полиэтилен

ГПП – Главная понизительная подстанция

РУ – Распределительное устройство

КЗ – Короткое замыкание

ВА – Выключатель автоматический

ЭП - Электроприемник

ЧДД – Чистый дисконтированный доход

CF – Cash flow (денежный поток)

САРМ - Модель оценки финансовых активов (Capital asset pricing model)

WACC – Средневзвешенный дисконтированный доход (Weighted average cost of capital)

## Оглавление

Введение.....	3
1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР .....	5
1.1 Надежность системы электроснабжения .....	5
1.2 Проектирование систем электроснабжения .....	7
1.3 Актуальность выбора изоляционного материала .....	8
1.4 Проблемы с эксплуатацией БПИ кабелей .....	8
1.5 Параметры кабелей с бумажно-пропитанной изоляцией .....	9
1.6 Параметры кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена.....	14
1.7 Сравнительный анализ СПЭ и БПИ кабелей .....	19
1.8 Актуальность выбора поперечного сечения кабеля .....	21
2. ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ .....	26
2.1 Исходные данные .....	26
2.2 Расчётная электрическая нагрузка механического цеха.....	28
2.3 Расчётная нагрузка предприятия .....	33
2.4 Картограмма и центр электрических нагрузок .....	33
2.5 Количество и мощности трансформаторов цеховых подстанций .....	35
2.6 Мощности батареи конденсаторов - оптимальное снижение потерь .....	38
2.7 Мощности трансформаторов и сечения линий, питающих ГПП.....	40
2.8 Схема внутриводского электроснабжения 10кВ .....	43
2.9 Токи КЗ в сети выше 1000 В .....	45
2.10 Высоковольтные аппараты.....	49
2.11 Электроснабжение механического цеха .....	54
2.12 Электрические аппараты и токоведущие части в сети до 1000 В....	54
2.13 Сечения линий питающей сети цеха.....	56
2.14 Сечения проводников распределительной сети цеха.....	57
2.15 Питающая и распределительная сеть с условием допустимой потери напряжения, эпюры отклонений напряжения .....	58
2.16 Токи КЗ в сети до 1000 В.....	61
2.17 Карта селективности действия аппаратов защиты для участка цеховой сети.....	64
2.18 Реконструкция схемы электроснабжения предприятия.....	66
2.19 Схема внутриводского электроснабжения 10кВ для реконструированной схемы .....	66
2.20 Высоковольтные аппараты.....	68
3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	70

3.1 Система электроснабжения с кабелями с бумажно-масляной изоляцией ААШВ.....	71
3.2 Система электроснабжения с кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена АПВВ .....	77
3.3 Сравнительный анализ .....	79
3.4 Анализ чувствительности.....	80
Заключение .....	85
Список используемой литературы .....	87
Приложение А .....	89
Приложение Б .....	91
Приложение В.....	95
Приложение Г .....	97
Приложение Д.....	98
Приложение Е.....	100
Приложение Ж.....	101

## Введение

Основными потребителями электроэнергии являются различные отрасли промышленности, муниципальные и транспортные инфраструктуры страны. В то же время первое место по количеству потребляемой электроэнергии (около 65%) приходится на промышленные предприятия.

Качественное и бесперебойное электроснабжение предприятий имеет важное значение для их надлежащего функционирования. Следовательно, задача рационального построения схем снабжения электроэнергией усложняется. Требования к надежности, эффективности, безопасности и удобству в эксплуатации, к качеству электроэнергии становятся все выше.

Проектирование систем электроснабжения требует комплексного подхода к выбору и оптимизации схем электрических сетей и технико-экономической целесообразности, которая определяет структуру, внутреннюю и внешнюю связь, динамику развития, параметры и надежность системы в целом и ее отдельных элементов. [1]

Силовые кабельные линии являются важным звеном в передаче и распределении электроэнергии, которые определяют надежность электроснабжения потребителей. Кроме того, кабельные линии предназначены для передачи информации на расстоянии. Ни одно современное техническое устройство, работа которого связана с использованием электрических и электронных схем, не может работать без кабелей и проводов, которые образуют систему электропитания, информатику и управление работой устройства. [2]

Технический прогресс вызвал рост спроса на кабельные линии и необходимость создания новых типов кабелей и проводов с более высокими характеристиками.

Ранее применялись масляные кабели для прокладки кабельных линий с высоким напряжением. В последнее время, благодаря новым технологиям, стали использоваться кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Задачи, которые устанавливаются при проектировании систем электроснабжения промышленных предприятий: оптимизация параметров систем путем выбора напряжения, определение электрических нагрузок и требований к источнику питания без сбоев; выбора оптимального кабеля; рационального выбора количества и мощности трансформаторов и т. д.

В данной магистерской диссертации рассматривается электроснабжение машиностроительного завода в целом и особенно механического цеха.

Целью работы является анализ применения кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена в схеме электроснабжения.

Для достижения данной цели рассматриваются следующие вопросы:

- Возможность использования кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена;
- Сравнительный анализ маслонаполненных кабелей и кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена;
- Расчет системы энергоснабжения предприятия «Сибэлектромотор» с использованием традиционных кабелей с пропитанной бумажной изоляцией;
- Реконструкция схемы электроснабжения с заменой кабельных линий на кабели с изоляцией из СПЭ;
- Оценка экономических аспектов реконструкции.

# 1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

## 1.1 Надежность системы электроснабжения

Система электроснабжения представляет собой группу устройств, предназначенных для выработки, передачи и распределения электроэнергии (генераторы, трансформаторы, электрооборудование, служащее для распределения электроэнергии и контроля потребителей электроэнергии). Каждое из этих устройств является промышленной единицей и должно обладать требуемым уровнем качества и быть надежным с точки зрения функционального исполнения.

Качество любого технического объекта - это сумма его характеристик, которые определяют потребительские функции, связанные с возможностью соответствовать установленным требованиям и ожиданиям.

В системе электроснабжения каждый элемент может быть плохо спроектирован, построен, собран, что может повлиять на надежность его работы и надежность всей системы. Качество и надежность технических устройств связаны. Под надежностью понимается бесперебойная поставка электроэнергии потребителям, осуществляющая преобразование электроэнергии в другие виды энергии.

Электроэнергетические компании должны соответствовать следующим основным требованиям:

- качество передаваемой энергии;
- надежность электроснабжения;
- безопасность персонала в работе электросетей и электроустановок;
- рентабельность, т. е. снижение затрат на строительство и эксплуатацию;
- изменения конфигурации сети из-за изменений в технологии производства;
- снижение потерь электроэнергии в сетях;
- устойчивость, то есть отсутствие вредного воздействия на окружающую среду.

Большинство потребителей энергии потребляют не только активную энергию (мощность) из сети, которая преобразуется в другие формы, но и реактивную мощность. Передача реактивной мощности через электрические сети предприятий приводит к увеличению потерь в электрических сетях и к дополнительным расходам на электроэнергию.

Что касается системы электроснабжения, то она должна быть безопасной, иметь непрерывное электроснабжение и быструю регенерацию элементов, обеспечение необходимого качества электроэнергии и ее минимальных потерь, возможность замены и переустройства технологического оборудования.

Система электроснабжения (СЭС) должна быть надежной, обеспечивать регулярную поставку электричества потребителям.

При проектировании СЭС предприятий необходимо решить ряд проблем, которые требуют сочетания ряда противоречивых требований, таких как сокращение капитальных затрат на строительство и эксплуатацию СЭС и высокий уровень качества и надежности.

При проектировании систем электроснабжения большое значение придается качеству электроэнергии, параметрам качества электроэнергии, установленным в стандартной документации. Качество электроэнергии должно соблюдаться как поставщиками, так и потребителями электроэнергии. [3]

При решении вопросов оптимизации СЭС следует определить последствия нарушения нормального режима электроснабжения предприятий. Анализ СЭС по надежности позволяет:

- выбрать схему питания с более высокой надежностью;
- выбрать различные типы оборудования;
- определить экономические показатели системы. [4]

Существует два способа повышения надежности: повышение надежности элементов, которые содержит рассматриваемый объект, и создание объекта с высокой степенью надежности от относительно ненадежных

элементов с использованием различных видов резервирования. В этой работе применяется первый метод.

Основой оптимального выбора схем питания должны быть минимальные дисконтированные капитальные затраты с годовыми затратами на эксплуатацию. [5]

Рассмотрение этих важных вопросов описано в данной работе.

## **1.2 Проектирование систем электроснабжения**

При проектировании СЭС следует учитывать следующие основные требования:

1. Система снабжения должна быть надежной, т.е. обеспечивать бесперебойное питание в соответствии с категорией потребителей электроэнергии;

2. Система электроснабжения должна быть простой, удобной и безопасной в эксплуатации;

3. Система электроснабжения должна быть экономически эффективной, т.е. соответствовать минимальным дисконтированным расходам на ее строительство и эксплуатацию.

Для проектирования надлежащей системы электроснабжения технические расчеты должны содержать следующие пункты:

1. Определение номинальных электрических нагрузок;

2. Выбор рационального напряжения для цеха, для предприятия и внешнего для питания;

3. Построение картограмм и определение условного центра электрических нагрузок;

4. Расположение и выбор схемы главной понизительной подстанции;

5. Выбор количества, мощности и местоположения цеховых трансформаторных подстанций на основе компенсации реактивной мощности;

6. Определение количества и мощности трансформаторов главной понизительной подстанции;

7. Расчет токов короткого замыкания;
8. Выбор поперечного сечения токоведущих элементов на электрических устройствах;
9. Выбор устройств защиты и построение селективного плана;
10. Создание диаграмм отклонения напряжения от ГПП до самого мощного и удаленного потребителя энергии [6]

### **1.3 Актуальность выбора изоляционного материала**

В настоящее время традиционные кабели с изоляцией из пропитанной бумаги заменяются кабелями нового поколения. На сегодняшний день мы можем связать с ними кабели с полиэтиленовой изоляцией, где сшитый полиэтилен используется в качестве изоляции. Внедрение кабельных изоляционных материалов с улучшенными диэлектрическими и тепловыми свойствами может значительно увеличить пропускную способность кабельных линий. [7]

Это вызвано улучшением производственного процесса и проектирования кабелей, что связано с повышением их эксплуатационной надежности.

Массовое внедрение кабелей нового поколения в электроэнергетику может быть осуществлено при учете трех факторов:

- увеличение предела передаваемой мощности;
- повышение эксплуатационной надежности;
- снижение затрат на производство, установку и эксплуатационные расходы. [8]

Чтобы определить целесообразность применения кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена, необходимо провести сравнительный анализ этого типа кабелей с кабелями с изоляцией из другого материала.

### **1.4 Проблемы с эксплуатацией БПИ кабелей**

Почти каждое предприятие, работающее на напряжение 6 кВ, 10 кВ и выше, использует кабельные линии питания. В общем, кабельные линии имеют множество преимуществ по сравнению с воздушными линиями: они имеют

меньшие размеры, они более безопасны, более надежны и просты в эксплуатации. И это одна из основных причин, почему большинство электрических сетей городов и крупных промышленных предприятий состоят из кабельных линий электропередач.

Большинство кабелей в России и СНГ, имеют пропитанную бумажную изоляцию, и их конструкция практически не менялась в течение нескольких десятилетий. Эти кабели имеют ряд недостатков: различные уровни укладки, частые повреждения, пределы передачи мощности. [9]

Во времена отсутствия альтернативы приходилось мириться с недостатками кабелей с бумажной изоляцией и принимать дополнительные меры для обеспечения надежности электроснабжения потребителей и требований к нагрузке. Создавались резервные линии, прокладывались параллельные кабельные линии и, конечно же, это привело к значительному усложнению схемы сети и росту капитальных вложений в сеть. [10]

### 1.5 Параметры кабелей с бумажно-пропитанной изоляцией

В своей диссертации я рассматривала два типа кабелей с разной изоляцией.

Кабель, который используется в традиционной системе электроснабжения, ААШв с напряжением 10 кВ.

Расшифровка аббревиатуры ААШв:

А-Алюминиевый сердечник

А-Алюминиевая крышка

Шв-Оболочка из поливинилхлоридного соединения

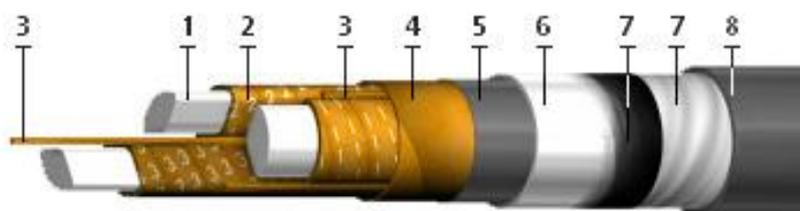


Рисунок 1 - Структура кабеля ААШв [11]

*Структура кабеля*

1. Алюминиевый сердечник: одножильный (класс 1) с сечением 25-240 кв. мм, многожильный (класс 1 и 2) - поперечное сечение 50-800 кв. мм;
2. Изоляция фазной бумаги, пропитанная вязким или нестекающим изоляционным пропитывающим составом, нумерация кабельных проводников: цифровая или цветная;
3. Бумажные жгуты;
4. Поясная бумажная изоляция, пропитанная вязким или нестекающим изоляционным пропитывающим соединением;
5. Экран из проводящей бумаги для кабелей с напряжением от 6 кВ и выше;
6. Алюминиевая оболочка;
7. Слой из битума и полиэтиленовой пленки;
8. Наружная оболочка из ПВХ соединения.

### ***Применение***

Назначение кабелей является передача и распределение электроэнергии, которая поступает на стационарные установки в электрические сети с напряжением до 10 кВ и частотой 50 Гц.

Кабель годен к эксплуатации в зонах с умеренным и холодным климатом. ААШв можно использовать как в сухих, так и во влажных помещениях, в том числе и в районах с высокой коррозионной активностью и наличием токов заземления. Кроме того, кабель можно укладывать в земляные траншеи, системах кабельных лотков, шахтах и на открытом воздухе, а также в сырых, частично затопленных помещениях.

При организации электрических сетей с использованием кабелей ААШв необходимо избегать возможности механического повреждения кабеля и его чрезмерного растяжения. Важной особенностью этого типа кабеля является то, что ААШв является огнестойким, если это одна прокладка кабеля. Благодаря этому он применяется в пожароопасных и взрывоопасных зонах и дорожных профилях. Кроме того, ААШв может использоваться в зонах с высоким уровнем вибрации. [12]

### ***Спецификация:***

Таблица 1 - Технические характеристики кабеля ААШв с БПИ изоляцией. [12]

Рабочее напряжение	10 кВ
Температура окружающей среды во время эксплуатации	От -50 °С до +50 °С
Относительная влажность воздуха (при +35 °С)	До 98%
Минимальная температура кабеля без предварительного нагрева	0 °С
Максимально допустимая рабочая температура проводников для кабелей 6 - 10 кВ	+70 °С
Максимально допустимая температура нагрева сердечников кабелей в аварийном режиме (или режиме перегрузки)	+90 °С
Максимальная температура нагреваемых проводников с коротким замыканием	+200 °С
Минимальный радиус изгиба для укладки	15 диаметров кабеля
Срок службы	30 лет

### ***Свойства изоляционных материалов***

Кабели с бумажно-пропитанной изоляцией имеют относительно низкую электрическую прочность, что ограничивает их применение в сетях с напряжением более 35 кВ. Это связано с наличием воздушных включений в изоляции, которые возникают во время эксплуатации кабеля.

При эксплуатации кабель подвергается периодическому нагреву и охлаждению (запуск нагрузки и сброс нагрузки). При нагревании все элементы кабеля (включая пропитывающий состав) увеличиваются в объеме. После охлаждения оболочки кабеля из-за остаточного напряжения не может оказывать давление на пропитывающий состав, что требуется для возврата его в прежнее положение. В результате после нескольких циклов нагрева и охлаждения могут появляться воздушные включения.

Если воздушные включения образуются, изоляции, где напряженность электрического поля превышает прочность частичных разрядов, начинается ионизация включений, сопровождающаяся увеличением температуры в этом месте. Ионизация вызывает ускоренное старение изоляции, что сопровождается изменениями физических и химических свойств и уменьшением диэлектрической прочности пропитанной бумажной изоляции.

Если воздушные включения находятся там, где напряженность электрического поля недостаточна для возникновения ионизации, однако со временем сопротивление электроизоляции значительно уменьшается, так как движение включений в направлении от оболочки к сердечнику происходит под циклическими тепловыми нагрузками, т.е. в области наибольшей напряженности электрического поля в изоляции кабеля.

Чтобы увеличить электрическую прочность пропитанной бумажной изоляции, необходимо либо создать условия, исключающие появление в ней газовых включений, либо увеличить электрическую прочность существующих включений, например, путем увеличения давления в них или заполняя эти включения газом, который имеет повышенную электрическую прочность.

Электрическая прочность и надежность маслонаполненных кабельных линий выполняются (наряду с другими требованиями) при условии, что масло сохранит свои высокие диэлектрические свойства (низкие диэлектрические потери и высокая электрическая прочность). Для обеспечения устойчивости диэлектрических свойств изоляции и предотвращения развития процессов ионизации в нем масло, которое обычно предназначено для масляных кабельных линий, подвергается глубокой дегазации.

В отличие от обычных кабельных линий работа маслонаполненных кабельных линий связана с систематическим контролем состояния наполнительных масляных устройств, контролем состояния масла (качества) в кабельных линиях, обеспечением высокой целостности всей системы и предотвращением попадания воздуха в кабель и возникновения газа из-за старения масла. [13]

Проблема утечки масла из оболочки кабеля сопровождает всю историю существования кабелей с использованием пропитанной бумажной изоляции. В основном из-за сложности устранения этой проблемы осуществляется переход на твердую экструдированную изоляцию, например, сшитый полиэтилен. Однако сегодня кабели с БПИ изоляцией имеют самую высокую долю использования.

Протекание масла приводит к резкому ухудшению изоляции, снижению диэлектрических характеристик и способности отвода тепла. В конечном счете, образование утечек приводит к отказу кабельной линии. И решение проблемы утечки масла является основной проблемой продления срока службы этого типа кабеля.

Утечка масла из оболочки кабеля определяется несколькими факторами:

- разность высот при прокладке кабеля;
- тепловое расширение металла, вызванное изменением условий эксплуатации, включая аварийный режим работы;
- уровень пропитки бумажной изоляции минеральным маслом или не стекающим составом;
- внешнее механическое воздействие на кабель и т. д.

Но устойчивым условием отсутствия утечек является однократное уплотнение кабеля по всей его длине, включая муфты и, особенно, кабельные наконечники, как, пожалуй, наиболее уязвимые места в кабелях с БПИ изоляцией. [14]

Кабели с пропитанной бумажной изоляцией имеют следующие недостатки:

1. Процесс изготовления кабеля является сложным и трудоемким, вот почему это связано с высокой ценой; [15]

2. При прокладке кабелей на вертикальных или круто наклонных дорожках с большой разницей уровней прокладки канифольного состава, который пропитывает бумажную изоляцию, имеет свойство течь, а бумажная изоляция ухудшается и имеет тенденцию к преждевременному износу. Чтобы свести к минимуму этот эффект, используются кабели с не стекающим пропитывающим составом [16];

3. Высокая повреждаемость;

4. Конструкция кабеля имеет большой вес, потому что необходимым элементом кабеля является металлическая оболочка, которая защищает

пропитанную бумагу, которая теряет свои изоляционные свойства при контакте с влагой. [15]

Длина кабеля зависит от веса кабеля. Поскольку БПИ кабели намного тяжелее, длина при прокладке кабеля более ограничена, чем длина кабеля СПЭ.

По многим техническим и эксплуатационным характеристикам изоляция СПЭ превосходит БПИ, в связи с чем производится замена материала.

### **1.6 Параметры кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена**

Кабель, который я выбрала для реконструкции системы электроснабжения, - АПВВ с напряжением 10 кВ.

Расшифровка аббревиатуры АПВВ:

А - Алюминиевый провод

Пв - изоляция из сшитого полиэтилена

В - кабельная оболочка из поливинилхлоридного состава

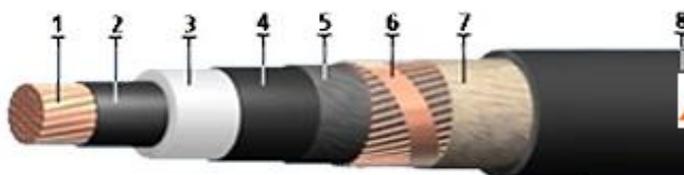


Рисунок 2 - Структура кабеля АПВВ [17]

#### ***Структура кабеля***

1. Круглый многопроволочный уплотненный провод из алюминия:  
Поперечное сечение: от 50 до 800 кв. мм (А);

2. Экран проводника из экструдированного полупроводникового сшитого полиэтилена;

3. Изоляция из сшитого полиэтилена (Пв);

4. Экран на изоляцию из экструдированного полупроводникового сшитого полиэтилена;

5. Разделительный слой;

6. Экран из медных проводов, закрепленных медной лентой;

7. Разделительный слой;

8. Оболочка из ПВХ-соединения (В). [17]

## ***Применение***

Кабели предназначены для передачи и распределения электрической энергии в стационарных установках, для номинального переменного напряжения 10 кВ с частотой 50 Гц для сетей с изолированной или заземленной нейтралью.

Кабели применяются для одиночной прокладки в кабельных сооружениях и промышленных зонах.

Кабели можно укладывать в сухом грунте (песок, песчаная глина и нормальная почва с содержанием влаги не менее 14%).

Кабели предназначены для прокладки без каких-либо ограничений по разнице в уровнях. [18]

### ***Спецификация:***

Таблица 2 - Технические характеристики кабеля АПвВ с изоляцией из сшитого полиэтилена. [18]

Рабочее напряжение	10 кВ
Температура окружающей среды во время эксплуатации	от -50 °С до +50 °С
Относительная влажность воздуха (при +35 °С)	до 98%
Минимальная температура кабеля без предварительного нагрева	-15 °С
Максимально допустимая рабочая температура проводников для кабелей 6 - 10 кВ	+90 °С
Максимально допустимая температура нагрева сердечников кабелей в аварийном режиме (или режиме перегрузки)	+130 °С
Максимальная температура нагреваемых проводников с коротким замыканием	+250 °С
Минимальный радиус изгиба для укладки	12 диаметров кабеля
Срок службы	30 лет

Первые кабели с пластиковой изоляцией напряжением 110-220 кВ появились в конце 60-х годов. Эти кабели имели термопластичную полиэтиленовую изоляцию. Впоследствии изоляция от сшитого (вулканизированного) полиэтилена стала использоваться все чаще и, наконец, в начале 80-х годов кабели этого типа стали основным типом, успешно заменив масляные кабели. В 1986-1988 годах были изготовлены первые образцы кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена с напряжением 400 и 500 кВ.

Обладая основными характеристиками электрического обычного полиэтилена, сшитая композиция обладает повышенной термостойкостью, стойкостью к растрескиванию под напряжением и устойчивостью к старению, повышает механические характеристики. Одной из наиболее важных особенностей является сопротивление сшитого полиэтилена к кратковременным перегревам (150-200 С), что позволяет использовать этот материал в качестве изоляции силового кабеля, подверженного токам короткого замыкания. [19]

Этот материал имеет молекулярную структуру с поперечной связью, которая химически выполняется с добавками вулканизирующего агента (органического пероксида) или изоляционным воздействием высокоэнергетических микрочастиц.

Во время сшивания образуются поперечные связи между макромолекулами полиэтилена, которые создают трехмерную структуру материала. Благодаря этой структуре полиэтилен обладает высокой производительностью электрических и механических характеристик, большим диапазоном рабочих температур и менее гигроскопичен.

Одной из основных характеристик изоляционных материалов является допустимая температура нагрева проводников, максимальная температура, при которой изоляционный материал не теряет свои свойства в течение длительного времени. Поскольку СПЭ является термореактивным материалом, его долговременная допустимая температура нагрева намного выше по сравнению с другими материалами для изоляции силового кабеля. При допустимой температуре 90°C (что выше на 20°C по сравнению с изоляцией из ПВХ и БПИ) кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена имеют допустимые токовые нагрузки на 20% выше. [20]

Многие энергетические компании, высоко оценившие положительные аспекты работы кабелей со средним и высоким напряжением, также ориентированы на использование этого типа кабелей при прокладке новых кабельных линий и замене или капитальном ремонте старых. Кроме того, для

обеспечения связи между кабелями с пропитанной бумажной изоляцией и изоляцией из сшитого полиэтилена используются специальные соединительные муфты. Это значительно снижает проблему ремонта и реконструкции электрических сетей.

Российские производители, которые уже модернизировали свое оборудование, создали производство таких кабелей для отечественных потребителей.

Это связано с высокими техническими и эксплуатационными параметрами СПЭ кабелей:

1. При увеличении допустимой температуры проводника достигается большая пропускная способность кабеля (в зависимости от условий укладки допустимые токи нагрузки в 1/6 - в 1/3 раза выше, чем кабели с бумажной изоляцией);

2. Высокая устойчивость к влаге, что отменяет необходимость в металлической оболочке;

3. При возникновении тока короткого замыкания обеспечивается номинальный ток короткого замыкания. Высокий ток термического сопротивления при коротком замыкании, что чрезвычайно важно, когда поперечное сечение выбирается только по номинальному току короткого замыкания;

4. Изолирующие электрические свойства выше, а диэлектрические потери ниже;

5. Допустимый радиус изгиба кабеля меньше;

6. Что касается изоляционных и полимерных материалов для кабельной оболочки, то предварительный нагрев кабелей при их укладке при температуре  $-20^{\circ}\text{C}$  не требуется;

7. Неограниченные возможности прокладки кабелей на линиях с любой разницей уровней;

8. Кабель СПЭ имеет меньшие размеры и вес, вследствие чего прокладка кабеля становится проще;

9. Температура окружающей среды, когда кабель находится в эксплуатации, может составлять от +50 до -50°C;

10. Срок службы не менее 30 лет.

11. Длинные строительные линии до 2000 - 4000 метров для кабелей 6-35 кВ и до 1500 метров для кабелей 110 кВ;

12. Снижение эксплуатационных расходов, особенно по сравнению с БПИ кабелями с высоким давлением. Нет необходимости в комплексной системе управления маслом и обслуживающем персонале;

13. Отсутствие экологически вредного масла;

14. Уменьшение трудозатрат при установке. Замораживание жидким азотом не требуется;

15. Безопасность пожаротушения;

16. Отсутствие жидких компонентов (масло под давлением) и, как следствие, дорогостоящего наполняющего оборудования, что приводит к значительному сокращению эксплуатационных расходов, упрощению установки оборудования, сокращению времени установки и стоимости работ по прокладке и установке. [21]

Тем не менее, основным преимуществом этого материала по сравнению с бумажными является низкая повреждаемость. Процент электрического пробоя в два-три раза ниже. [22]

Как мы видим, существует много преимуществ применения СПЭ, но было бы справедливо отразить и недостатки данных кабелей.

Во время производственной стадии могут возникать микропустоты в кабелях с изоляцией из сшитого полиэтилена, внутренние механические повреждения и различные включения, что приводит к снижению электрического сопротивления и сокращению срока службы изоляции.

Кроме того, при проектировании электроснабжения промышленных предприятий производственный цикл, связанный с возникновением напряжения на шинах высокочастотных распределительных устройств напряжений и тока, необходимо принять специальные меры для предотвращения воздействия

гармонических составляющих на сеть электроснабжения, а именно кабельные линии. Наличие высокочастотных токов приводит к значительным негативным последствиям. Возникает перегрев и ускоренное термическое ухудшение изоляции. [23]

### 1.7 Сравнительный анализ СПЭ и БПИ кабелей

Несмотря на все вышеупомянутые ранее преимущества, ввод в эксплуатацию кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена сопровождается высокими инвестиционными затратами. Следовательно, необходимо также выполнить технико-экономическое обоснование реализации кабелей из сшитого полиэтилена.

Для ясности я составила сравнительную таблицу технических характеристик кабелей с различными типами изоляции.

Таблица 3 - Технические характеристики кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена и бумажно-пропитанной изоляцией.

Характеристики кабеля	СПЭ	БПИ
Долгосрочная рабочая температура, °С	90	85
Температура в аварийном режиме, °С	130	90
Максимальная температура кабеля при токе короткого замыкания, °С	250	200
Допустимый 1-секундный ток короткого замыкания, °С		
Для медного провода	144	101
Для алюминиевого провода	93	67
Удельная индуктивная мощность при температуре 20 °С	2,4	3,3
Тангенс диэлектрических потерь при температуре 20 °С	0,001	0,004

Таким образом, кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена превосходят кабели с БПИ изоляцией по многим функциям, поэтому применение этих кабелей позволяет решить много актуальных проблем надежности электроснабжения, упрощения и оптимизации систем, снижения затрат на обслуживания линий. [22]

Для более конкретной информации я сравнила два кабеля, которые я использовала в своей работе, с различными изоляционными материалами. Сравнительные характеристики приведены в таблице ниже.

Таблица 4 - Сравнительные характеристики кабелей с напряжением 10 кВ.

Сравнительные параметры	Кабель с БПИ изоляцией ААШв (3х35)	Кабель с СПЭ изоляцией АПвВ (3х35)
Допустимая температура теплоносителя, °С	70	90
Допустимая температура теплоносителя в аварийном режиме, °С	90	130
Минимальный радиус изгиба, внешний диаметр кабеля	15	15
Максимальная температура нагрева проволоки при коротком замыкании, °С	200	250
Температура окружающей среды во время работы, °С	от -50 до +50	от -50 до +50
Минимальная температура кабеля прокладки без предварительного нагрева, °С	0	-15
Допустимая разница уровней, м	15	Без ограничений
Вес, кг	3170	2699

Параметры кабеля взяты из [24], [25].

Опираясь на эту информацию, я могу провести сравнительный анализ следующих преимуществ и недостатков, представленных в таблице ниже.

Таблица 5 - Преимущества и недостатки маслонаполненных кабелей.

Преимущества	Недостатки
Сравнительно низкая стоимость	Устойчив к старению
Устойчив к старению	Низкая экологическая безопасность
	Опасность возникновения пожара
	Сложная установка и ремонт
	Высокие эксплуатационные потребности

Таблица 6 - Преимущества и недостатки кабелей с СПЭ изоляцией.

Преимущества	Недостатки
Большая пропускная способность	Более высокие капитальные затраты
Малый вес, малый диаметр	Контроль температуры для поддержания эксплуатационных характеристик
Возможность прокладки кабеля большой длины	
Широкий диапазон температур	
Экологически безопасный	
Меньше операционных расходов	
Низкий уровень повреждений	

Согласно представленным данным, технические характеристики кабеля СПЭ выше. Это объясняется более дорогими материалами и технологиями производства. Он имеет равномерное распределение электрического поля, которое увеличивает электрическую прочность.

Основываясь на приведенном выше сравнительном анализе, я могу сделать следующие выводы о целесообразности и эффективности применения СПЭ кабелей:

- Несмотря на более высокие инвестиционные затраты, эксплуатационные расходы значительно ниже.
- Кабель СПЭ рекомендуется для применения, когда кабель БПИ с максимальным поперечным сечением не соответствует требуемой пропускной способности. Поскольку пропускная способность кабеля СПЭ выше.
- Более разумно использовать один кабель большего поперечного сечения. Это касается случаев параллельной укладки кабеля, когда вместо двух параллельных кабелей  $200 \text{ мм}^2$  более целесообразно прокладывать один кабель с поперечным сечением  $400 \text{ мм}^2$ .
- Если при прокладке кабелей существует большая разница в уровнях, предпочтительнее использовать кабели СПЭ. При использовании БПИ кабелей может произойти высыхание изоляции в высоких точках, что может привести к пробоям. В то же время даже небольшая разница уровней укладки может стать причиной многочисленных повреждений кабельных линий.
- Применение кабелей СПЭ необходимо при наличии особых требований к надежности электроснабжения, так как уровень повреждения чрезвычайно низкий. [26]

Таким образом, из вышеупомянутой информации следует, что внедрение изоляционных материалов с более высокими диэлектрическими и тепловыми характеристиками позволяет существенно увеличить пропускную способность кабельных линий и, таким образом, повысить надежность электроснабжения потребителей.

### **1.8 Актуальность выбора поперечного сечения кабеля**

При проектировании сетей электроснабжения необходимо рассчитать потери в кабелях. При решении проблем проектирования этот расчет важен для выбора кабеля с оптимальной площадью поперечного сечения. Неправильный

выбор кабеля может привести к быстрому сбою системы. Поэтому при проектировании необходимо рассчитать потери в кабеле.

Потери мощности в кабеле также в основном зависят от сопротивления кабеля. Чрезмерное рассеивание энергии в кабеле может привести к значительным потерям энергии. Избыток тепла идет на нагрев кабеля, поэтому при высоких нагрузках неправильный расчет потерь энергии в кабеле может привести к сильному нагреву кабеля и повреждению изоляции, что небезопасно для жизни людей. Кроме того, если линия имеет значительную длину, это может привести к увеличению потребления электроэнергии. Если это длится долго, это может повлиять на затраты на электроэнергию. Неправильный расчет потерь напряжения в кабеле может привести к неправильной работе оборудования.

Потери в кабелях могут быть уменьшены за счет увеличения площади поперечного сечения кабеля, уменьшения длины кабеля или уменьшения нагрузки. Очень часто длина кабеля или нагрузка не могут быть уменьшены, поэтому необходимо увеличить площадь поперечного сечения сердечника кабеля, чтобы уменьшить его сопротивление.

С другой стороны, использование кабеля, в котором площадь поперечного сечения слишком велика, приводит к увеличению затрат. Очевидная небольшая разница между ценами на два кабеля с разной площадью поперечного сечения становится заметной с многокилометровыми кабельными линиями. Поэтому при проектировании необходимо выбрать кабель требуемого поперечного сечения, и для этого необходимо рассчитать потери мощности в кабелях. [27]

[18] При передаче электрической энергии через кабельные потери в соответствии с законом Ленца-Жуля, мощность, где потери в одной фазе линии с ее активным сопротивлением  $r$ , будет равна  $I^2r$ , а для трех фаз -  $3I^2r$ .

Используя формулу мощности, мы можем найти:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi} \text{ А}$$

Где:  $P$  - нагрузка линии;  $U$  - напряжение;  $\cos\varphi$  - коэффициент мощности.

Таким образом, для потерь мощности в линии  $\Delta P$  получаем следующее выражение:

$$\Delta P = \frac{P^2 \cdot r}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi} \text{ кВт}$$

Где:  $P$  - нагрузка линии;  $U$  - напряжение;  $\cos \varphi$  - коэффициент мощности;  $R$  - активное сопротивление линии.

Поскольку нагрузка в линии не является постоянной, выражение для потерь энергии за время  $t$  следующее:

$$\Delta W = \frac{r}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi} \int_0^t p^2 dt \text{ кВт}$$

Где:  $P$  - нагрузка линии;  $U$  - напряжение;  $\cos \varphi$  - коэффициент мощности;  $R$  - активное сопротивление линии.

По этой формуле можно определить потери, если известно математическое уравнение диаграммы нагрузки, а скорее зависимость  $P$  и  $t$ , чего обычно нет в действительности.

По этой причине практические потери определяются другим способом. Значения  $P_m$  (наибольшее значение нагрузки в соответствии с графиком 1) устанавливаются вместо значений  $P$  и значения  $\tau$  (время потерь, которое выбирается в соответствии со следующим условием: если постоянная нагрузка  $P_m$  будет передана по линии в течение  $\tau$  времени). Значение  $\tau$  определяется по кривым графика 1.

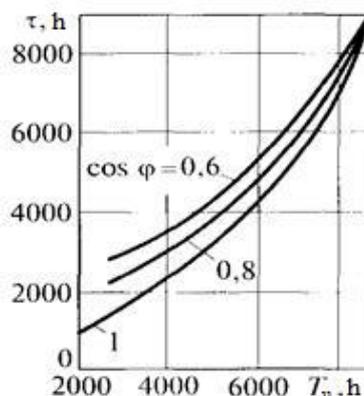


Рисунок 3 - Кривые для определения «времени потерь». [6]

Формула определения потерь в линии:

$$\Delta W = \frac{P_m^2 \cdot \tau}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi} r \cdot 10^{-3} \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Где:  $P_m$  – максимальная нагрузка;  $U$  - напряжение;  $\cos \varphi$  - коэффициент мощности;  $r$  - активное сопротивление линии;  $\tau$  – время потерь.

Как можно увидеть, потери пропорциональны активному сопротивлению в линии (на одной фазе)  $r$ .

Как известно:

$$r = \rho \frac{l}{S}$$

Где  $\rho$  - удельное сопротивление кабеля,  $l$  - длина кабеля,  $S$  - поперечное сечение; Потери обратно пропорциональны поперечному сечению кабеля и, следовательно, могут быть уменьшены путем увеличения сечения. Но это приведет к большому использованию металлического провода. Следовательно, технические и экономические расчеты систем электроснабжения должны дать более разумное решение задачи, которое включает в себя следующие противоречия: чем больше поперечное сечение кабеля, тем меньше эксплуатационные расходы, но и капитальные затраты. Выбор поперечного сечения выполняется по условию - общие минимальные затраты.

Практически поперечное сечение выбирается по плотности экономического тока. Выбрав экономическую плотность тока и разделив на нее самый большой рассчитанный ток нагрузки, я получу необходимое сечение провода.

Найденное сечение провода проверяется на:

а) нагрев - если расчетный ток не превышает допустимый ток для данного поперечного сечения.

б) падение напряжения.

Энергия, которая теряется в проводах, превращается в тепло и нагревает их. С помощью расчетов я определила предельные значения токов, которые допускаются условиями нагрева для проводов с различными сечениями и

различными материалами. Проверка выбранного кабеля на нагрев заключается в сравнении расчетного тока с допустимым значением тока в таблице [6].

## 2. ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 2.1 Исходные данные

На предприятии имеются основные и вспомогательные цеха. Последние не принимают непосредственного участия в производственном процессе, но выполняют различные вспомогательные функции. Это корпуса очистки воды, компрессорная станция, инструментальный цех, а так же различные административно-бытовые и развлекательные комплексы.

#### Особенности электроснабжения завода «Сибэлектромотор»

На предприятии есть цеха, которые относятся ко II категории. Поэтому предприятие питается по двухцепной воздушной линии электропередачи длиной 2,2 км. Питание осуществляется с ГРЭС2.

Сведения по электрическим нагрузкам предприятия представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Сведения о нагрузках, степени надежности и среде производственных помещений

№ п/п	Наименование объекта	Число смен	Категория ЭП	Среда	Установленная мощность, кВт
1	Административный корпус	2	III	Нормальная	680
2	Инструментальный цех	2	III	Нормальная	1250
3	Главный корпус	2	II	Пожароопасная	4500
4	Станция очистки воды	3	II	Влажная	640
5	ДК «Мотор»	3	III	Нормальная	550
6	Административное здание	3	III	Нормальная	350
7	Корпус вспомогательных служб	3	III	Нормальная	300
8	Складной корпус	3	III	Нормальная	185
9	Механический цех	3	III	Нормальная	228
10	Гаражный комплекс	2	III	Нормальная	210
11	Обрубной корпус	3	II	Нормальная	250
12	Компрессорная	3	II	Нормальная	-
	0,38 кВ				180
	10 кВ СД 2х630 кВт				1260
13	Склад №1	2	III	Нормальная	172
14	Водонасосная	3	II	Нормальная	450
15	Чугунолитейный цех	3	II	Жаркая	2980
16	Склад №2	4	III	Нормальная	115
Длина питающей, км		2,2			

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

Сварочный агрегат ПВ = 40%

$$P_{\text{ном}} = P \cdot \sqrt{\text{ПВ}} = 4,0 \cdot \sqrt{0,4} = 2,5 \text{ кВт}$$

Кран-балка ПВ = 25%

$$P_{\text{ном}} = P \cdot \sqrt{\text{ПВ}} = 10,0 \cdot \sqrt{0,25} = 5,0 \text{ кВт}$$

Данный завод предполагает наличие нагрузки как II, так и III категории по степени надежности электроснабжения. В состав завода входят различные корпуса, цеха и складские помещения. Производство продукции осуществляется посменно, большинство цехов работает в 2, либо 3 смены по 8 часов. Среда: нормальная.

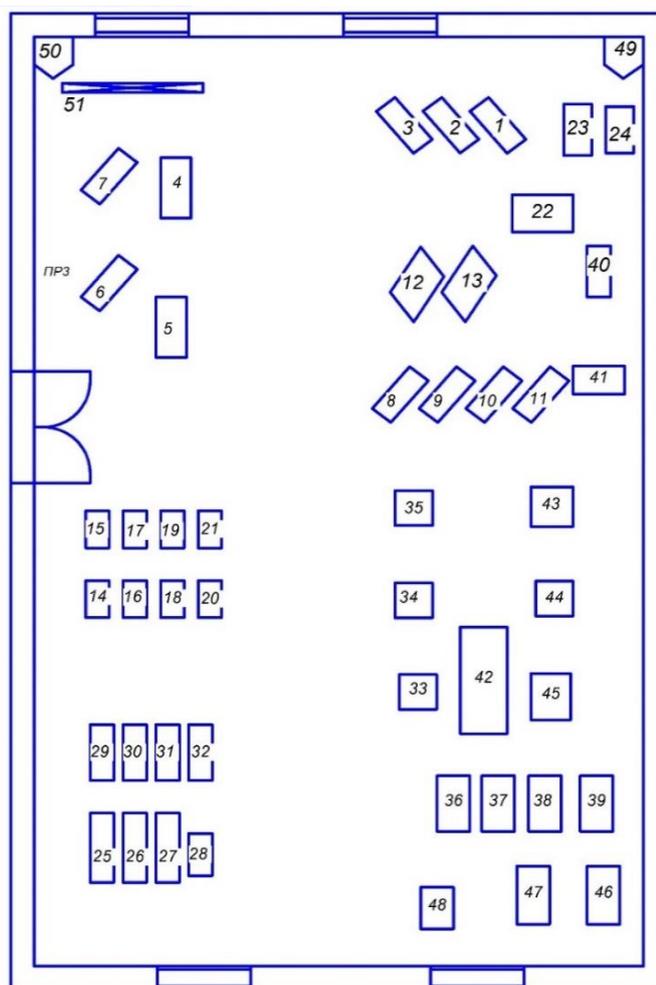


Рисунок 4 – Схема распределения электроприемников в здании механического цеха.

## 2.2 Расчётная электрическая нагрузка механического цеха

Для расчета электрических нагрузок механического цеха электроприемники цеха предварительно разбиваются по пунктам питания.

Для распределение электроприемников по пунктам питания необходимо осуществить подключение группы ЭП к соответствующим распределительным пунктам. Максимальное число ЭП – 15.

Произведем расчет для ПР 4:

### 1. Сварочный агрегат ПВ=40%

$$P_H = P_{уст} \cdot \sqrt{ПВ} = 4 \cdot \sqrt{0,4} = 2,53 \text{ кВт}$$

$$P_{см} = K_{и} \cdot P_H = 0,3 \cdot 2,53 = 0,76 \text{ кВт}$$

$$Q_{см} = P_{см} \cdot tg\varphi = 0,76 \cdot 1,98 = 1,5 \text{ кВАр}$$

Расчеты для всех ЭП и суммарные значения для ПР 4 приведены в таблице 8:

Таблица 8 - Расчеты для всех ЭП и суммарные значения для ПР 4

Название ЭП	$P_H$ , кВт	$P_{см}$ , кВт	$Q_{см}$ , кВАр
Радиально-сверлильный станок (36)	8	1,6	1,87
Универсально-заточный станок (37)	5	1	1,17
Универсально-заточный станок (38)	5	1	1,17
Плоскошлифовальный станок (39)	10	2	2,34
Сварочный агрегат ПВ=40% (46)	2,53	0,76	1,5
Сварочный агрегат ПВ=40% (47)	2,53	0,76	1,5
Печь закалочная (48)	12	9	2,97
$\Sigma P_H$ , кВт		45,06	
$\Sigma P_{см}$ , кВт		16,12	
$\Sigma Q_{см}$ , кВАр		11,28	

Средневзвешенный групповой коэффициент определяем по формуле:

$$K_{и.ср} = \frac{\Sigma P_{см}}{\Sigma P_H} = \frac{16,12}{45,06} = 0,36$$

Эффективное число ЭП для ПР4 находим по формуле:

$$n_э = \frac{[\Sigma_1^n P_{ном}]^2}{\Sigma_1^n P_{ном}^2} = \frac{45,06^2}{8^2 + 5^2 + 5^2 + 5^2 + 10^2 + 2,53^2 + 2,53^2 + 12^2} = 5,48$$

В зависимости от средневзвешенного коэффициента использования, эффективного числа ЭП определяется коэффициент максимума  $K_M$ .

Принимаем  $n_{эф} = 6$ , тогда  $K_M = 1,66$

Находим расчетную активную нагрузку:

$$P_p = K_M \cdot \Sigma P_{см} = 1,66 \cdot 16,12 = 26,76 \text{ кВт}$$

Находим расчетную реактивную нагрузку при  $n_{эф} < 10$ :

$$Q_p = 1,1 \cdot \Sigma Q_{см} = 1,1 \cdot 11,28 = 12,4 \text{ кВАр}$$

Расчетная полная нагрузка определяется по формуле:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{26,76^2 + 12,4^2} = 29,49 \text{ кВА}$$

Расчетный ток находится из формулы:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{29,49}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 44,81 \text{ А}$$

Аналогично произвела расчеты для оставшихся ПР и занесла в таблицу в приложении Б.

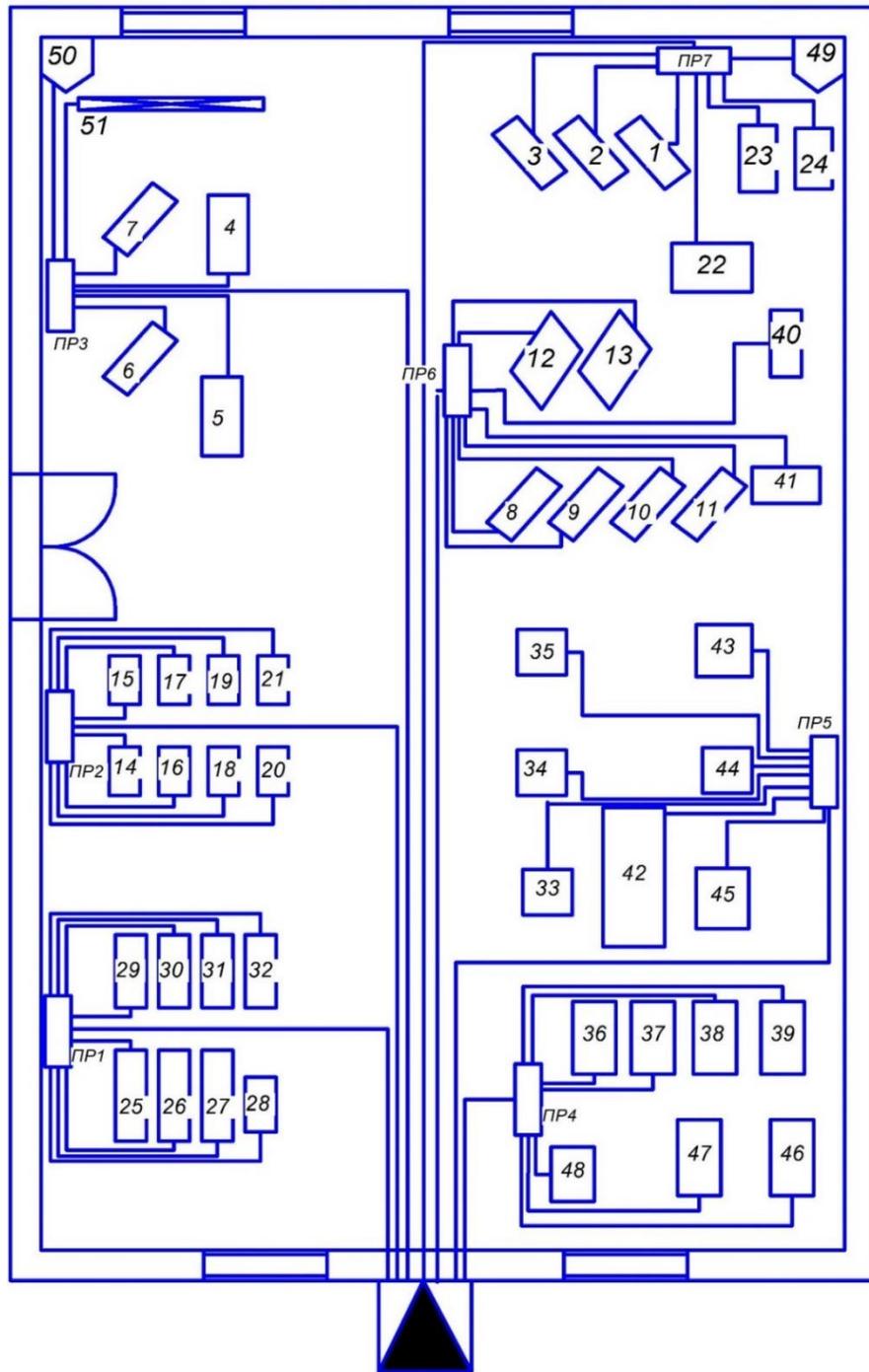


Рисунок 5 – Схема распределения электроприемников цеха по пунктам питания.

### 2.3 Расчётная нагрузка предприятия

Для освещения завода принимаем люминесцентные лампы.

Пример расчетов для механического цеха:

$$P_p = K_c \cdot P_n = 0,3 \cdot 331,16 = 99,35 \text{ кВт}$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi = 99,35 \cdot 1,33 = 132,13 \text{ кВт}$$

$$P_{н.о} = P_{уд.о} \cdot F = 12 \cdot \frac{3833,5}{1000} = 46 \text{ кВт}$$

$$P_{p.о} = P_{н.о} \cdot K_{с.о} = 46 \cdot 0,85 = 39,1 \text{ кВт}$$

$$Q_{p.о} = P_{н.о} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 46 \cdot 1,33 = 61,18 \text{ кВар}$$

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{p.о})^2 + (Q_p + Q_{p.о})^2} = \\ = \sqrt{(99,35 + 39,1)^2 + (132,13 + 61,18)^2} = 237,78 \text{ кВА}$$

Результаты расчетов в таблице в приложении В.

### 2.4 Картограмма и центр электрических нагрузок

Картограмма необходима для определения местоположения ГПП.

Пример расчетов для механического цеха:

$$r_1 = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{138,41}{3,14 \cdot 3333,33}} = 114,99 \text{ мм}$$

$$a_1 = \frac{360^\circ \cdot P_{p.о}}{P_{p.i}} = \frac{360^\circ \cdot 39,1}{138,41} = 101,72^\circ$$

$$X_0 = \frac{\sum P_{p.i} \cdot X_i}{\sum P_{p.i}} = \frac{1037009}{6184,39} = 167,43 \text{ м}$$

$$Y_0 = \frac{\sum P_{p.i} \cdot Y_i}{\sum P_{p.i}} = \frac{1854078}{6184,39} = 299,2 \text{ м}$$

Определяем параметры нормального закона распределения по выражениям:

$$\sigma_x^2 = \sum P_{xi} \cdot (X_i - X_0)^2 = \sum [0,041 \cdot (85 - 167,43)^2 \\ + 0,059 \cdot (190 - 167,43)^2 + \dots + 0,163 \cdot (230 - 167,43)^2] = 4891,47$$

$$\sigma_y^2 = \sum P_{yi} \cdot (Y_i - Y_0)^2 = \sum [0,041 \cdot (115 - 299,2)^2 + 0,059 \cdot (50 - 299,2)^2 + \dots + 0,163 \cdot (600 - 299,2)^2] = 31303,16$$

Где  $P_{xi}$ ,  $P_{yi}$  – эмпирическая вероятности или эмпирическая частность проявления  $X_i$ ,  $Y_i$  в относительных единицах:

$$P_{x1} = P_{y1} = \frac{P_{p.1}}{\sum P_{p.1}} = \frac{138,41}{7579,68} = 0,018$$

$$h_x = \frac{1}{\sigma_x \cdot \sqrt{2}} = \frac{1}{69,94 \cdot \sqrt{2}} = 0,0101$$

$$h_y = \frac{1}{\sigma_y \cdot \sqrt{2}} = \frac{1}{0,004 \cdot \sqrt{2}} = 0,004$$

Определим полуоси эллипса рассеяния по формуле:

$$R_x = \frac{\sqrt{3}}{h_x} = \frac{\sqrt{3}}{0,0101} = 171,31$$

$$R_y = \frac{\sqrt{3}}{h_y} = \frac{\sqrt{3}}{0,004} = 433,38$$

Для построения зоны рассеяния достаточно перенести оси ординат параллельно самим себе в точку  $X_0$ ,  $Y_0$ , и по осям  $x$  и  $y$  отложить соответствующие  $R_x$ ,  $R_y$

Таблица 9 – Данные для построения картограммы нагрузок

№ цеха	$P_{pi}$ , кВт	$P_{po}$ , кВт	$r$ , мм	$a$ , град	$X_i$ , м	$Y_i$ , м	$P_{pi} \cdot X_i$ , кВА*м	$P_{pi} \cdot Y_i$ , кВА*м
<b>Потребители 0,38 кВ</b>								
1	310,4	38,4	172,2	44,5	85	115	26383	35695
2	451	13,5	207,6	10,8	190	50	85688	22549
3	1878,9	78,9	423,7	15,1	120	140	225465	263043
4	385,5	1,52	191,9	1,4	50	230	19276	88669
5	231,8	11,7	148,8	18,2	25	230	5793	53291
6	152,7	12,7	120,8	29,9	55	255	8399	38941
7	128,9	38,9	111	108,6	230	165	29638	21262
8	69,9	14,4	81,7	74,1	200	190	13979	13279
9	138,4	39,1	115	101,7	165	280	22837	38754
10	58,4	16,4	74,7	101,2	195	250	11392	14606
11	102,6	2,6	98,9	8,9	215	445	22050	45639
12	78,4	6,4	86,6	29,5	210	400	16471	31374
13	59,5	7,9	75,4	47,7	250	405	14870	24089
14	363,6	93,6	186,4	92,7	235	530	85440	192695
15	1233,9	41,9	343,3	12,2	325	540	401005	666284
16	36,7	2,2	59,2	0,6	230	600	8442	22022
<b>Потребители 6-10 кВ</b>								
12	504	-	-	-	-	-	105840	201600
<b>Итого</b>	<b>6184,4</b>						<b>1102968,94</b>	<b>1773794</b>

## 2.5 Количество и мощности трансформаторов цеховых подстанций

Номинальную мощность цеховых трансформаторов определяем по плотности нагрузки и выбираем одинаковой для всех трансформаторов. Удельную плотность нагрузки определяем по следующей формуле:

$$\sigma = \frac{S_{\text{расч.ном.}}}{F_{\text{ц}}} = \frac{7579,685}{28897,5} = 0,262 \text{кВА} / \text{м}^2$$

Для  $\sigma=0,2-0,3$  кВА/м<sup>2</sup> принимаем рекомендуемую номинальную мощность трансформатора  $S_{\text{н.тр}} = 1600$  кВА

Таблица 10 – Номинальная мощность трансформатора

Удельная плотность нагрузки, $\sigma$ , кВА/м <sup>2</sup>	Рекомендуемая номинальная мощность трансформатора, $S_{\text{ном.тр.}}$ , кВА
0,2-0,3	1600

Определяем минимальное число цеховых трансформаторов при

$S_{\text{ном.тр.}} = 1600$ кВА:

$$N_{\text{min}} = \frac{P_{\text{расч.н}}}{\beta_{\text{т}} \cdot S_{\text{ном.тр.}}} = \frac{5680,39}{0,7 \cdot 1600} = 5,07 = 5$$

$\beta_{\text{т}}$  – коэффициент загрузки трансформаторов, принимается 0,7.

Средняя величина загрузки одного трансформатора определяется по формуле:

$$P_1 = \frac{P_p + P_{\text{po}}}{N_{\text{min}}} = \frac{5680,39}{5} = 1136,08 \text{кВт}$$

Определим число трансформаторов для установки для механического цеха:

$$N_9 = \frac{(P_p + P_{\text{po}})_9}{P_1} = \frac{138,407}{1136,08} = 0,122$$

Аналогичный расчет я произвела для других цехов и свела данные в таблицу 11

Таблица 11 – Число трансформаторов в цехе и категория ЭП

№	Название цехов	Категория ЭП	$P_p+P_o$ , кВт	Кол-во тр-ров
1	Административный корпус	III	310,39	0,273
2	Инструментальный цех	III	450,99	0,397
3	Главный корпус	II	1878,88	1,654
4	Станция очистки воды	II	385,52	0,339
5	ДК "Мотор"	III	231,7	0,204
6	Административное здание	III	152,71	0,134
7	Корпус вспомогательных служб	III	128,86	0,113
8	Складской корпус	III	69,89	0,062
9	Механический корпус	III	138,41	0,122
10	Гаражный комплекс	III	58,42	0,051
11	Обрубной корпус	II	102,56	0,09
12	Компрессорная 0,38 кВ	II	78,44	0,069
13	Склад №1	III	59,48	0,052
14	Водонасосная	II	363,58	0,32
15	Чугунолитейный цех	II	1233,86	1,086
16	Склад №2	III	36,7	0,323

Данное решение не соответствует требованиям. Следует применить трансформаторы меньшей мощности, для того чтобы в дальнейшем избежать трудностей в выборе коммутационной аппаратуры, а также из соображений экономической целесообразности. Принимаем следующую конфигурацию завода, в которой учитывается мощность и категория цехов.

Так как активная нагрузка 3 и 15 цехов составляет основную активную нагрузку всего завода, то принимаем для них  $S_{ном.тр.}=1600$ кВА. Определяем минимальное число цеховых трансформаторов при:

$$N_{min} = \frac{P_3 + P_{15}}{\beta_m \cdot S_{ном.тр.}} = \frac{1878,88 + 1233,86}{0,7 \cdot 1600} = 2,78 = 3$$

Находим среднюю величину загрузки одного трансформатора:

$$P' = \frac{P_3 + P_{15}}{N_{min}} = \frac{1878,88 + 1233,86}{3} = 1037,58$$

$$N_{min3} = \frac{P_3}{P'} = \frac{1878,88}{1037,58} = 1,81 = 2$$

$$N_{min15} = \frac{P_{15}}{P'} = \frac{1233,86}{1037,58} = 1,19 = 2$$

Из вышеприведенных расчетов следует, что для оптимальной загрузки и удовлетворения требованиям электроснабжения необходимо  $N_{min} = 3$ .

На цеха 1, 2, 4-14, 16 определяем минимальное число цеховых трансформаторов при  $S_{ном.тр.} = 630\text{кВА}$ :

$$N_{\min} = \frac{\Sigma P_{p.c.+p.o.} - (P_3 + P_{15})}{\beta_m \cdot S_{ном.тр.}} = \frac{5680,39 - (1233,86 + 1878,88)}{0,9 \cdot 630} = 4,53 = 5;$$

Находим среднюю величину загрузки одного трансформатора:

$$P' = \frac{\Sigma P_{p.c.+p.o.} - (P_3 + P_{15})}{N_{\min}} = \frac{5680,39 - (1233,86 + 1878,88)}{5} = 513,53\text{кВт}$$

Результаты расчетов для всех цехов представлены в таблице.

Таблица 12 – Количество трансформаторов в цехах

№	Название цехов	$P_p+P_o$ , кВт	Кол-во тр-ров
1	Административный корпус	310,39	0,604
2	Инструментальный цех	450,99	0,878
3	Главный корпус	1878,88	1,811
4	Станция очистки воды	385,52	0,751
5	ДК "Мотор"	231,7	0,451
6	Административное здание	152,71	0,297
7	Корпус вспомогательных служб	128,86	0,251
8	Складской корпус	69,89	0,136
9	Механический корпус	138,41	0,27
10	Гаражный комплекс	58,42	0,114
11	Обрубной корпус	102,56	0,12
12	Компрессорная 0,38 кВ	78,44	0,153
13	Склад №1	59,48	0,116
14	Водонасосная	363,58	0,708
15	Чугунолитейный цех	1233,86	1,189
16	Склад №2	36,7	0,072

Число трансформаторов, которое требуется установить в нескольких цехах, является числом не целым, поэтому объединяем нагрузки близлежащих цехов. Подстанции устанавливаем одно-, двух- или трехтрансформаторные, в зависимости от необходимости надежности электроснабжения. После этого намечаем схему питания ТП от главной понизительной подстанции (ГПП). Трансформаторы двух- и трехтрансформаторной подстанции запитываются от разных секций ГПП.

Таблица 13 – Распределение электрических нагрузок по пунктам

питания

№ п/п	Номер трансформаторной подстанции	Запитанные потребители	Номер цеха	Мощность выбранных трансформаторов
1	ТП-1	Цех 1,5	Цех 1	1х630 кВА
2	ТП-2	Цех 3,4	Цех 3	2х1600 кВА
3	ТП-3	Цех 2,7	Цех 2	1х630 кВА
4	ТП-4	Цех 6,8,9,10	Цех 9	1х630 кВА
5	ТП-5	Цех 11,12,13,14,16	Цех 14	2х630 кВА
6	ТП-6	Цех 15	Цех 15	2х630 кВА

Таблица 14 – Параметры выбранных трансформаторов

Тип трансформатора	S <sub>ном,к</sub> ВА	U <sub>ном</sub> обмоток,кВ		U <sub>к</sub> ,%	P <sub>кз</sub> , кВт	P <sub>хх</sub> , кВт	I <sub>х</sub> ,%
		ВН	НН				
ТМ-1600/10	1600	10	0,4	5,5	18	3,3	1,3
ТМ-630/10	630	10	0,4	5,5	7,6	1,31	2

## 2.6 Мощности батареи конденсаторов - оптимальное снижение потерь

Суммарная расчетная мощность батарей для ТП1 определяется как:

$$Q_1 = \sqrt{(n \cdot S_{ном.тр.} \cdot \beta_{тр})^2 - P_3^2} = \sqrt{(1 \cdot 630 \cdot 0,9)^2 - 513,53^2} = 240,37 \text{ кВАр};$$

где:  $n$  – число трансформаторов на ТП;

$\beta$  – коэффициент загрузки трансформаторов;

$S_{н.т}$  – номинальная мощность трансформаторов, установленных на ТП;

$P_p$  – расчетная активная нагрузка ТП на шинах 0,4 кВ.

$$Q_{нн1} = 473,7 - 240,37 = 233,34 \text{ кВАр};$$

Выбираем для ТП1 две конденсаторные батареи УКМ 58-04-100-33,3УЗ мощностью 100 кВар и одну УКМ 58-04-30-10 УЗ мощностью 30 кВар.

Дальнейший расчет производим аналогично. Данные представлены в таблице в приложении Г.

Для нахождения потерь активной мощности при отдельно работающих  $n$  однотипных трансформаторах применяется следующая формула:

$$\Delta P_{mp} = n \cdot \Delta P_{кз.мп} \cdot \beta^2 + n \cdot \Delta P_{хх.мп} \text{ кВт}$$

где  $\Delta P_{хх}$  – потери активной мощности на холостой ход;

$\Delta P_{кз}$  – активные потери короткого замыкания.

Потери реактивной мощности при раздельно работающих  $n$  однотипных трансформаторах равняются:

$$\Delta Q_{mp} = \frac{S_H}{100} \cdot (I_x \cdot n + n \cdot U_K \cdot \beta^2) \text{ кВар}$$

Пример расчета для ТП1:

$$\Delta P_{mp} = 1 \cdot 7,6 \cdot 0,9^2 - 1 \cdot 1,31 = 4,846 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{mp} = \frac{630}{100} \cdot (2 \cdot 1 + 1 \cdot 5,5 \cdot 0,9^2) = 40,67 \text{ кВар}$$

Полная расчетная нагрузка на стороне ВН цеховой ТП с учетом компенсации и потери в трансформаторе:

$$S_p^H = \sqrt{(P_p + \Delta P_{mp})^2 + (Q_p + \Delta Q_{mp})^2} = \text{кВА}$$

$$= \sqrt{(492 + 4,846)^2 + (473 + 40,67)^2} = 715,14$$

Полученные данные по всем ТП заносим в таблицу 14

Таблица 14 – Потери активной и реактивной мощности в ТП

№ ТП	$S_p^H$ , кВА	$\Delta P$ , кВт	$\Delta Q$ , кВар
ТП1	715,14	4,85	40,67
ТП2	3024,3	5,52	127,84
ТП3	833,74	4,85	40,67
ТП4	522,72	4,85	40,67
ТП5	786,79	2,41	59,16
ТП6	1660,7	2,41	59,16

Определяем расчетную полную мощность со стороны НН трансформаторов ГПП

$$\Sigma \Delta P_n = 0,03 \cdot \Sigma \Delta S_p^H = 0,03 \cdot 8251,69 = 247,55 \text{ кВт}$$

$$P_{P_\Sigma} = 6814,39 + 22,47 + 247,55 = 6454,42 \text{ кВт}$$

$$Q_{P_\Sigma} = 368,15 + 5449,12 = 5817,28 \text{ кВар}$$

$$S_{P_\Sigma} = \sqrt{6454,42^2 + 5817,28^2} = 8689,08 \text{ кВА}$$

Расчётная реактивная нагрузка в сетях 10 кВ:

$$Q_{\text{трнск}} = Q_{\text{рлн}} + Q_{\text{бкн}} + \Delta Q_{\text{тр}} = 4140,47 - 1097 + 3368,15 = 3411,63 \text{ кВА}$$

$$Q_{\text{бкВн}} = Q_{\text{трнск}} + Q_c = 3411,63 + 368,15 = 3779,78 \text{ кВА}$$

$Q_{\text{ВНрасч}}$  - расчётная нагрузка приёмников 10 кВ

$Q_c$  - реактивная мощность которую можно взять из системы.

$$Q_c = \alpha \cdot P_{\text{р}\Sigma} = 0,24 \cdot 6454,42 = 1549,06 \text{ кВАр}$$

$\alpha$  – коэффициент, зависящий от класса напряжения питающей комбинат линии, для напряжения 35 кВ  $\alpha = 0,24$ .

Необходима компенсация. Выбираем 2 конденсаторные батареи типа УКЛ(П)56-10,5-1800 УЗ и УКЛ(П)56-10,5-2250 УЗ.

## 2.7 Мощности трансформаторов и сечения линий, питающих ГПП

Питающее напряжение находится через формулу Илларионова:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{2,2} + \frac{2500}{6,458}}} = 66,28 \text{ кВ}$$

Я приняла напряжение  $U = 35 \text{ кВ}$ .

Электроснабжение завода производится от подстанции энергосистемы через две линии электропередач  $U = 35 \text{ кВ}$ . Так как имеется только один источник питания, на главной понизительной подстанции два трансформатора связи.

Главная понизительная подстанция находится в центре электрических нагрузок, который смещен в сторону источника питания.

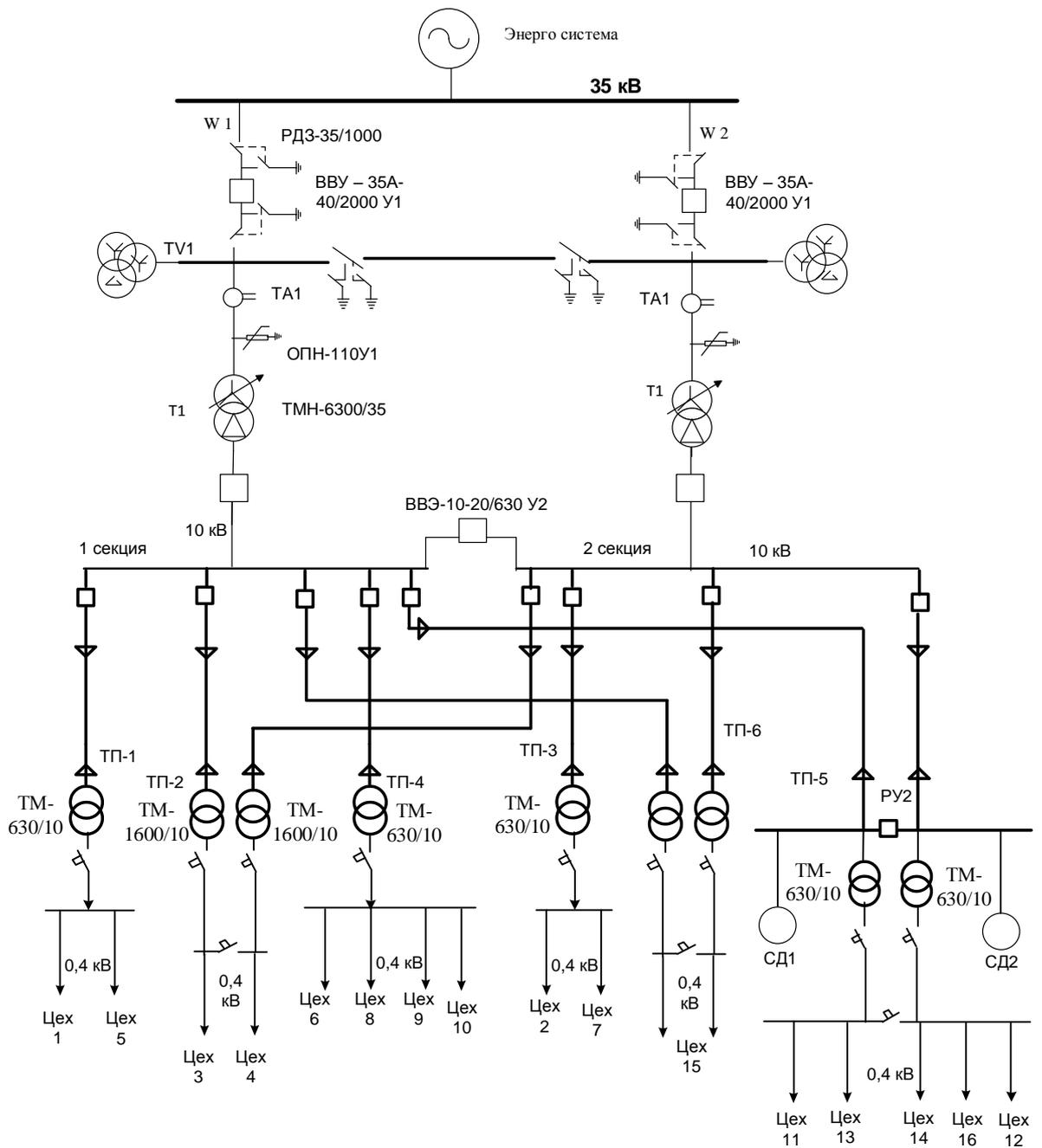


Рисунок 6 – Схема внешнего электроснабжения

Обоснованность данного решения представлена ниже.

Так как трансформаторы ГПП не выбраны, потери мощности в них определяем следующим образом:

$$\Delta P_{mГПП} = 0,02 \cdot S_{p\Sigma} = 0,02 \cdot 8689,08 = 173,78 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{mГПП} = 0,1 \cdot S_{p\Sigma} = 0,1 \cdot 8689,08 = 868,91 \text{ кВАр}.$$

Полную расчётную мощность со стороны высшего напряжения трансформаторов ГПП определяется как:

$$S_{pГТП} = \sqrt{(P_{p\Sigma} + \Delta P_{mГТП})^2 + (Q_{p\Sigma} - Q_{ку} + \Delta Q_{mГТП})^2} =$$

$$= \sqrt{(6454,42 + 173,78)^2 + (5817,28 - 4268,22 + 868,91)^2} = 7055,46 \text{ кВА};$$

Где  $Q_{ку}$  – мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{ку} = Q_{p\Sigma} - Q_c = 5817,28 - 1549,06 = 4268,22 \text{ кВА};$$

Мощность трансформаторов ГТП определяется следующим образом:

$$S_{н.тп.} = \frac{S_{pГТП}}{2 \cdot \beta_m} = \frac{7055,46}{2 \cdot 0,7} = 5039,62 \text{ кВА}$$

где  $\beta_m = 0,7$  – коэффициент загрузки трансформаторов;

$S_{p.ГТП}$  – полная расчётная мощность трансформаторов на ГТП;

2 – количество трансформаторов.

Полученный результат округляется до ближайшего большего стандартного значения. В итоге принимается трансформатор ТМН-6300/35.

Таблица 15 – Параметры выбранного трансформатора

Тип трансформатора	$S_{ном}$ кВА	$U_{ном}$ обмоток,кВ		$U_k, \%$	$P_{кз}, \text{кВт}$	$P_{хх}, \text{кВт}$	$I_x, \%$
		ВН	НН				
ТМН-6300/35	6300	35	10,5	7,5	4,65	8	0,8

В послеаварийном режиме при перегрузке в 40 % мощность трансформатора:

$$S_{pГТП} = 7055,46 \text{ кВА} < 1,4 \cdot S_{н.тп.} = 1,4 \cdot 6300 = 8820 \text{ кВА}.$$

Через провод АС осуществляется питание.

Сечение провода находится по экономической плотности тока

$$I_p = \frac{S_{pГТП}}{2\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{7055,46}{2\sqrt{3} \cdot 35} = 58,2 \text{ А}$$

В аварийном режиме

$$I_{p.макс} = \frac{S_{pГТП}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{7055,46}{\sqrt{3} \cdot 35} = 116,4 \text{ А}.$$

Экономическая плотность тока  $j_{эк} = 1,1 \text{ А/мм}^2$  (при  $T_m = 3000 - 5000$  часов для алюминиевых проводов).

Сечение провода:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}} \text{ мм}^2$$

Расчетное сечение округляется до стандартного сечения. В итоге принимается провод АС – 70/11. Допустимый длительный ток для данного сечения провода  $I_{\text{доп}}=265 \text{ А}$

*Проверка сечения:*

1. Выбранное сечение должно удовлетворять условию

$$1,3 \cdot I_{\text{доп}} = 1,3 \cdot 265 = 344,5 \text{ А} > I_{p.\text{max}} = 116,43 \text{ А}, \text{ условие выполняется.}$$

где 1,3 – коэффициент допустимой перегрузки линии.

2. По допустимой потере напряжения:

Принимается  $l_{\Delta U 1\%} = 1,65 \text{ км}$ .

$$l_{\text{доп}} = l_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{\text{доп}\%} \cdot k_3 = 1,65 \cdot 5 \cdot \frac{265}{58,21} = 37,56 \text{ км}$$

$$l_{\text{доп}} = 37,56 \text{ км} > l = 2,2 \text{ км}$$

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

$\Delta U_{\text{доп}\%}$  - допустимая потеря напряжения, %, ( $\Delta U_{\text{доп}\%} = 5\%$ ,  $\Delta U_{\text{доп.ав}\%} = 10\%$ );

$k_3 = \frac{I_{\text{доп}}}{I_p}$  - коэффициент обратный коэффициенту загрузки линии;

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

$l$  – фактическая длина линии, км.

Электроснабжение выполняется проводом АС – 70/11 на металлических двух цепных опорах.

## 2.8 Схема внутрив заводского электроснабжения 10кВ

Распределительная сеть осуществляется трехжильными кабелями с алюминиевыми жилами и бумажно-пропитанной изоляцией.

*Выбор кабеля для линии Л1 (ГПП – ТП-1):*

Кабель проверяется по нагреву максимальным расчетным током:

$$I_{p.l1} = \frac{n_{тр} \cdot S_{тр.ном} + n_{тр} \cdot \Delta S_{тр}}{n_{лин} \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1 \cdot 630 + 1 \cdot 40,954}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 38,74 \text{ А}$$

где  $n_{тр}$  – количество трансформаторов;

$n_{лин}$  – количество линий, в нормальном режиме соответствует  $n_{тр}$ .

Определяем сечение по экономической плотности тока:

$$F_{эк} = \frac{I_{p.l1}}{j_{эк}} = \frac{38,74}{1,4} = 27,67 \text{ мм}^2$$

Ближайшее стандартное значение:  $S = 35 \text{ мм}^2$ ,  $I_{доп} = 110 \text{ А}$ .

Проверка выбранного сечения на допустимый нагрев в нормальном режиме:

$$I_{доп} = 110 \text{ А} \geq I_{p.l1} = 38,74 \text{ А}$$

Проверка выбранного сечения на допустимый нагрев в нормальном режиме и в послеаварийном режиме:

$$I_{доп} = 110 \text{ А} \geq I_{p.l1} = 38,74 \text{ А}$$

$$k_{пер} \cdot I_{доп} = 1,3 \cdot 110 = 130 \text{ А} \geq I_{p.l1} / 0,93 = 41,66 \text{ А}$$

Выбранное сечение проходит проверку.

Проверка кабеля по потере напряжения:

$$\Delta U = 10^{-3} \cdot \sqrt{3} \cdot I \cdot l \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi),$$

где  $I$  - ток нагрузки, А;

$\varphi$  - угол нагрузки, град;

$r_0, x_0$  - погонные активное и реактивное сопротивления, мОм/м;

$l$  - длина проводника, км.

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 10^{-3} \cdot 38,74 \cdot 0,325 \cdot (0,751 \cdot 0,109 + 0,66 \cdot 0,868) = 14,3 \text{ В}$$

Потери в процентах к номинальному напряжению:

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U \cdot 100\%}{U_{ном}} = \frac{14,3 \cdot 100\%}{10000} = 0,14 \%$$

Сечение проходит проверку по потерям напряжения.

Выбран кабель марки ААШв - 1(3х35), с номинальным сечением 35 мм, номинальное напряжение 10 кВ.

Выбор кабелей для остальных линий выполняется аналогично. Результаты расчетов сведены в таблицу 16

Таблица 16 – Кабельные линии

Л	Участок линии	Кол-во линий	$I_{рл}, А$	$F_{эк}, мм^2$	Выбранная марка сечения кабеля	Потеря напряжения $\Delta U_{кл}$
Л 1	ГПП - ТП1	1	38,74	27,67	ААШв (3х35)	0,014
Л 2	ГПП - ТП2	2	94,76	71,26	ААШв (3х95)	0,01
Л 3	ГПП - ТП3	1	38,74	27,67	ААШв (3х35)	0,013
Л 4	ГПП - ТП4	1	38,74	27,67	ААШв (3х35)	0,008
Л 5	ГПП - ТП5	2	39,79	28,42	ААШв (3х35)	0,009
Л 6	ГПП – ТП6	2	39,79	28,42	ААШв (3х35)	0,01

## 2.9 Токи КЗ в сети выше 1000 В

Расчет токов КЗ необходим в случае прохождения этих токов по проводникам и электрическим аппаратам.

Для расчета все данные приводятся к базисному напряжению и базисной мощности.

Базисное напряжение  $U_b$  должно превышать номинальное напряжение на 5%. Число кратное 10 принимается за базисную мощность  $S_b$ .

Точки для расчета КЗ токов и сопротивления указываются на схеме замещения, составленной по расчетной схеме.

Для расчёта токов КЗ принимаются базисные величины:

$$U_{b1} = 37 \text{ кВ}, \quad U_{b2} = 10,5 \text{ кВ}, \quad S_b = 100 \text{ МВА}.$$

Я приняла мощность источника электроэнергии  $S_c = \infty$  и индуктивное сопротивление  $x_c = 0$ .

Расчёт токов КЗ произведен на участке «Система – ГПП – ТП1».

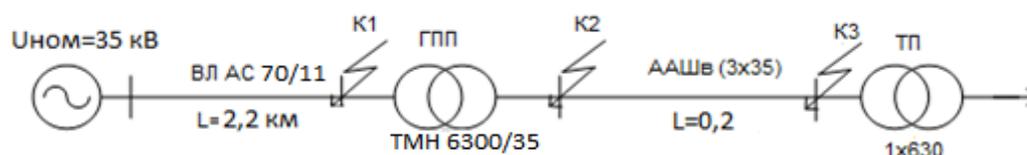


Рисунок 7 – Однолинейная расчетная схема сети

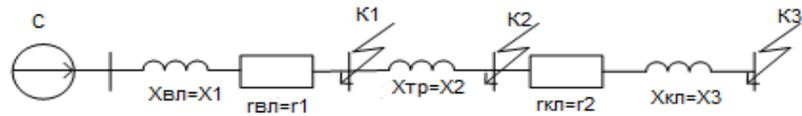


Рисунок 8 – Упрощенная однолинейная схема замещения

Принимаем базисные единицы:

$$S_B = 100 \text{ МВА} \quad I_{B1} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА}$$

$$U_{B1} = 37 \text{ кВ} \quad I_{B2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{B2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}$$

$$U_{B2} = 10,5 \text{ кВ}$$

Считаем, что мощность системы  $S_c = \infty$ , соответственно индуктивное сопротивление системы  $x_c = \frac{S_{\sigma}}{S_c} = 0$ .

Базисные сопротивления в относительных единицах находятся как:

Для воздушной линии:

$$X_{*ВЛ} = X_1 = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} = 0,432 \cdot 2,2 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,069$$

$$R_{*ВЛ} = r_1 = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} = 0,422 \cdot 2,2 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,068$$

Для трансформатора:

$$X_{*ТР} = X_2 = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{н.тр}^2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{10^2} = 1,05$$

где  $U_k$  – напряжение КЗ трансформатора, %;

$S_{н.тр}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Для кабельной линии:

$$X_{*КЛ} = X_3 = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 2}^2} = 0,868 \cdot 0,2 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,157,$$

$$R_{*КЛ} = r_3 = R_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 2}^2} = 0,109 \cdot 0,2 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,02,$$

Расчет токов КЗ для точки К1:

Активное сопротивление не учитывается.

Сопротивление КЗ:

$$Z_{*\Sigma K1} = X_{*ВЛ} = 0,069$$

Тогда действующее значение тока КЗ:

$$I_{K1} = \frac{I_{B1}}{z_{\Sigma K1}},$$
$$I_{K1} = \frac{1,56}{0,069} = 22,47 \text{ кА}$$

Ударный ток:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{K1},$$

где  $k_{уд}$  – ударный коэффициент,  $k_{уд} = 1,68$  – система, связанная с шинами, где рассматривается КЗ, воздушными линиями, напряжением 35кВ

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,68 \cdot 22,47 = 53,39 \text{ кА};$$

Мощность КЗ:

$$S_{K1} = \frac{S_B}{z_{\Sigma K1}},$$
$$S_{K1} = \frac{100}{0,069} = 1440,4 \text{ МВА}$$

*Расчет токов КЗ для точки К2:*

Сопротивление КЗ:

$$z_{*\Sigma K2} = X_{*вл} + X_{*тр}$$
$$Z_{*\Sigma K2} = 0,069 + 1,05 = 1,12;$$

Тогда действующее значение тока КЗ:

$$I_{K2} = \frac{I_{B2}}{Z_{\Sigma K2}} = \frac{5,5}{1,12} = 4,91 \text{ кА}$$

Ударный ток:

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4,91 = 12,51 \text{ кА},$$

где  $k_{уд} = 1,8$  – ударный коэффициент, в цепи без учета активного сопротивления

Мощность короткого замыкания:

$$S_{K2} = \frac{S_B}{Z_{\Sigma K2}} = \frac{100}{1,12} = 89,33 \text{ МВА}$$

Расчет токов КЗ для точки К3:

Сопротивление КЗ:

$$\text{так как } r_{\Sigma} < x_{\Sigma}/3,$$

то активное сопротивление воздушной линии не учитывается.

$$Z_{*\Sigma \text{ КЗ}} = X_{*\text{ВЛ}} + X_{*\text{Тр}} + X_{*\text{КЛ1}}$$

$$Z_{*\Sigma \text{ КЗ}} = 0,069 + 1,05 + 0,157 = 1,28;$$

Тогда действующее значение тока КЗ:

$$I_{\text{КЗ}} = \frac{I_{\text{Б2}}}{Z_{\Sigma \text{ КЗ}}} = \frac{5,5}{1,28} = 4,31 \text{ кА}$$

Ударный ток:

$$i_{\text{уд3}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{КЗ}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4,31 = 10,97 \text{ кА},$$

где  $k_{\text{уд}} = 1,8$  – ударный коэффициент, в цепи без учета активного сопротивления

Мощность короткого замыкания:

$$S_{\text{КЗ}} = \frac{S_{\text{Б}}}{Z_{\Sigma \text{ КЗ}}} = \frac{100}{1,28} = 78,32 \text{ МВА}$$

Результаты приведены в таблице 17:

Таблица 17 – Расчет токов КЗ в сети выше 1000 В для участка «Система – ГПП – ТП1»

Расчетные точки	К1	К2	К3
Z, Ом	0,069	1,119	1,277
I <sub>кз</sub> , кА	22,471	4,913	4,307
i <sub>у</sub> , кА	53,39	12,507	10,965
S <sub>к</sub> , МВА	1440,4	89,332	78,316

Применяя рассчитанные значения токов КЗ, необходимо проверить принятые сечение кабелей на термическую стойкость при КЗ в начале линии.

Проверяем линию ГПП – ТП1 :

$$I_{\text{К2}} = 4,913 \text{ кА}$$

$$t_{\text{омк}} + T_c = 0,2 + 0,05 + 0,02 = 0,27 \text{ с};$$

Термически стойкое сечение:

$$F_{\min} = \frac{I_{k2} \cdot \sqrt{t_{\text{отк}} + T_a}}{C_m} = \frac{4,913 \cdot \sqrt{0,29}}{85} = 31,12 \text{ мм}^2$$

Где  $B_k = I_k^2 (t_{\text{отк}} + T_a)$  – тепловой импульс тока КЗ,  $\text{А}^2\text{с}$ ;

$T_a$  – постоянная затухания аperiodической составляющей тока КЗ, принимаем равной 0,02 с;

$t_{\text{отк}} = t_z + t_e$  – время отключения КЗ, с;

$t_z$  – время действия основной защиты, принимаем равной 0,2 с;

$t_e$  – полное время отключения выключателя; учитывая, что в ЗРУ ГПП установлены вакуумные выключатели с  $t_a = 0,05$  с;

$C_T$  – коэффициент, зависящий от допустимой температуры при КЗ и материала проводника. Для кабелей 10 кВ с алюминиевыми жилами принимаем  $C_m = 85$  ( $\text{А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ ).

Полученное значение минимального сечения показывает, что кабель, для данного участка распределительной сети выбран верно ААШв – (3×35).

## 2.10 Высоковольтные аппараты

Таблица 18 – Выбор коммутационной аппаратуры 35 кВ

Условия проверки	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Разъединитель	Выключатель
		РДЗ-35/1000	ВВУ-35А-40/2000У1
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ , кВ	$U_{\text{уст}} = 35$ кВ	$U_{\text{ном}} = 35$ кВ	$U_{\text{ном}} = 35$ кВ
$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$ А;	$I_{\text{раб. max}} = 116,46$ А	$I_{\text{ном}} = 1000$ А	$I_{\text{ном}} = 2000$ А
$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{откл ном}}$ кА;	$I_{\text{п0}} = 22,54$ кА	-	$I_{\text{откл. ном}} = 40$ кА
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$ кА	$i_{\text{уд}} = 12,507$ кА	$i_{\text{дин}} = 63$ кА	$i_{\text{дин}} = 102$ кА
$W_k \leq I_{\text{терм}} t_{\text{терм}}$ кА <sup>2</sup> с	$W_k = 186,83$	$25^2 \cdot 4 = 2500$ кА <sup>2</sup> с	$40^2 \cdot 3 = 4800$ кА <sup>2</sup> с

Максимальный рабочий ток рассчитывается при условии, что вся мощность будет передаваться по одной линии и выключателю:

$$I_{\text{раб. max}} = \frac{S_{\text{рГПП}}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{705813}{\sqrt{3} \cdot 35} = 116,43 \text{ А}$$

Произведем расчет теплового импульса для тока  $K3=22,54$  кА в точке К1 рассчитанного при расчете токов К3

$$B_k = I_k^2 \cdot t_{np} = 22,54^2 \cdot 0,37 = 186,83 \text{кА}^2 \cdot \text{с},$$

где  $B_k$  – тепловой импульс при токе К.З.;

$$t_{np} = t_{p.z.min} + t_{св} + T_a \text{ – приведенное время протекания тока К.З.};$$

$$t_{p.z.min} = 0,31 \text{ сек. – время срабатывания}$$

$$t_{св} = 0,05 \text{ сек. – собственное время отключения выключателя марки ВВУ-35А-40/2000У1};$$

$$T_a = 0,01 \text{ – апериодическая составляющая затухания } I_{кз}.$$

Выбор межсекционных выключателей и выключателей для защиты трансформаторов ТМН-6300/35 с низкой стороны на 10 кВ. Выключатель выбираем по номинальному току.

Выключатель типа ВВЭ-10-20/630 У3

$$I_{max} = \frac{S_{ном.тр.ГПП}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{6300}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 181,87 \text{кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{n/a} = 2 \cdot I_{max} = 2 \cdot 181,87 = 363,73 \text{кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{max} = 181,87 \leq I_n = 630 \text{А};$$

$$I_{n/a} = 363,73 \leq I_n = 630 \text{А};$$

по электродинамической стойкости при токах К2:

$$I_{n.o} = 4,91 \text{кА} \leq I_{max} = 20 \text{кА};$$

$$I_y = 12,507 \text{кА} \leq I_{дин} = 52 \text{кА};$$

по отключающей способности:

Здесь и далее, учитывая, что расчет ведется для шин системы бесконечной мощности и неизменного напряжения, принимаем,  $I_{n.t.} = I_{n.o}$ .

$$I_{n.o} = 4,91 \text{кА} \leq I_{ном.откл} = 20 \text{А};$$

по термической стойкости:

$$B_k = I_{n.o}^2 \cdot (\tau + T_a) = 4,91^2 \cdot (0,36 + 0,01) = 8,93 \text{кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_k \leq I_T^2 t_T, \quad 8,93 \text{кА}^2 \cdot \text{с} \leq 1200 \text{кА}^2 \cdot \text{с};$$

Произведенные проверки показали, что вакуумный выключатель марки ВВЭ-10-20/630У2 подходит для установки на стороне 10 кВ ГПП. Для защиты отходящих линии выбираем такие же выключатели с номинальным током 630А.

Таблица 19 – Параметры выключателей для защиты трансформаторов ГПП и отходящих КЛ

Расчетные данные	Каталожные данные
	Выключатель ВВЭ-10-20/630 У2
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
$I_{р.мах.} = 181,87 \text{ А}$	$I_n = 630 \text{ А}$
$I_{п/а} = 363,73 \text{ А}$	$I_n = 630 \text{ А}$
$I_{оп} = 4,91 \text{ кА}$	$I_{н.откл} = 20 \text{ кА}$
$i_y = 12,507 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$
$B_k = 8,93 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$

1) Выбор трансформаторов тока

Выбираем ТЛШ 10- У3

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ}, I_{ном}^1 = 2000 \text{ А}, I_{ном}^2 = 5 \text{ А}$$

Проверяем трансформатор тока по следующим условиям:

Номинальное напряжение:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ})$$

Номинальный ток:

$$I_{мах} = 181,87 \leq I_n = 2000 \text{ А}$$

Электродинамическая стойкость:

$$I_y = 12,507 \text{ кА} \leq I_{дин} = 52 \text{ А}; \text{ кЗ на линии}$$

Термическая стойкость:

$$B_k = 8,93 \leq I^2_{терм} \cdot t_{терм} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Таблица 20 – Приборы

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, фазы		
		А	В	С
Амперметр показывающий	Э – 365	0,5	-	-
Ваттметр	Д – 335	0,5	-	0,5
Счетчик активной энергии	СА3 – И674	2,5	-	2,5
Счетчик реактивной энергии	СР4 – И676	2,5	-	2,5
Итого		6	-	5,5

Общее сопротивление приборов определяется по выражению:

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

Сопротивление контактов  $r_k = 0,1 \text{ Ом}$  при общем числе приборов более трех;

$$z_{2\text{ном}} = 0,8 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{np} = z_{2\text{ном}} - r_{np\text{риб}} - r_k = 0,8 - 0,24 - 0,1 = 0,46 \text{ Ом}$$

$l = 5 \text{ м}$  – длина соединительных проводов от трансформатора тока до приборов (в один конец)

Определяем сечение проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{np}} = \frac{0,0283 \cdot 5}{0,46} = 0,307 \text{ мм}^2$$

$\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$  – удельное сопротивление материала проводника – алюминий.

По условию прочности принимаем контрольный кабель АКРВГ с сечением жил –  $4 \text{ мм}^2$ .

Проверка производится аналогично трансформатору тока ТФЗМ 35 Б–I ХЛ1

Таблица 21 – Параметры трансформатора тока ТФЗМ 35 Б–I ХЛ1

Условия проверки	Расчетные данные	Каталожные данные
		Трансформатор тока ТФЗМ 35 Б–I ХЛ1
$U_{уст} \leq U_{ном}$ , кВ	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} \leq I_{ном}$ А;	$I_{раб. max} = 116,46 \text{ А}$	$I_{ном} = 150/5 \text{ А}$
$i_{y\partial} \leq i_{дин}$ кА	$i_y = 12,507 \text{ кА}$	$i_{дин} = 31 \text{ кА}$
$В_k \leq I_{терм} t_{терм}$ кА <sup>2</sup> с	$В_k = 186,83$	$7^2 \cdot 3 = 147 \text{ кА}^2 \text{ с}$
$r_2 = z_2$	$r_2 = z_2 = 0,46 \text{ Ом}$	$z_2 = 0,46 \text{ Ом}$

2) Выбор трансформатора напряжения

Выбираем ЗНОЛ.09

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ,}$$

$$U_{ном}^1 = 10000 / \sqrt{3} \text{ В,}$$

$$U_{ном}^{2\text{осн. стор.}} = 100 / \sqrt{3} \text{ В.}$$

Проверяем трансформатор напряжения по следующим условиям:

Номинальное напряжение:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (10кВ = 10кВ)$$

Таблица 22 – Приборы

Прибор		Тип	S одной обмотки ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
								P, Вт	Q, ВАр
Вольтметр (сборные шины)		Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Варметр Счетчик активной энергии Счетчик реактивной энергии	Ввод 10кВ от трансформатора	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
		И-674	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
		И-673	3 Вт	2	0,38	0,935	1	6	14,5
Счетчик активной энергии Счетчик реактивной энергии	Кабельные линии 10 кВ	И-674	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
		И-673	3 Вт	2	0,38	0,935	1	6	14,5
Итого								29	58

$$P = S \cdot n_{обм} \cdot n_{приб} = 3 \cdot 2 \cdot 1 = 6Вт$$

$$Q = P \cdot tg\varphi = 6 \cdot 2,43 = 14,5ВАр$$

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{29^2 + 58^2} = 64,84ВА$$

Аналогично выбираем трансформатор напряжения ЗНОЛ-35 III

$$U_{ном} = 35кВ;$$

$$U_{ном}^1 = 35000/\sqrt{3};$$

$$U_{ном}^{2осн.втор.} = 100/\sqrt{3};$$

### 1) Выбор ОПН на стороне 35 кВ

Для защиты обмоток силовых трансформаторов примем нелинейный ограничитель перенапряжений типа ОПН-35У1 со следующими техническими данными:

Номинальное напряжение – 35 кВ;

Наибольшее рабочее напряжение – 40,5 кВ;

Остающееся напряжение при импульсном токе 1,2/2,5 мс с амплитудой 400 А, не более – 105 кВ;

Остающееся напряжение при импульсном токе 8/20 мкс с амплитудой 5000 А, не более - 120 кВ.

#### **4) Выбор ОПН на стороне 10 кВ**

Для защиты обмоток силовых трансформаторов примем нелинейный ограничитель перенапряжений типа ОПН-10УХЛ1 со следующими техническими данными:

Номинальное напряжение – 10 кВ;

Наибольшее рабочее напряжение – 12кВ;

Остающееся напряжение при импульсном токе 1,2/2,5 мс с амплитудой 300 А, не более – 28 кВ;

Остающееся напряжение при импульсном токе 8/20 мкс с амплитудой 5000 А, не более – 35 кВ.

### **2.11 Электроснабжение механического цеха**

#### **Распределение приёмников по пунктам питания**

Распределение электро приемников осуществляется путем подключения к распределительным пунктам группы электро приемников.

### **2.12 Электрические аппараты и токоведущие части в сети до 1000 В**

Расчет выбора автоматического выключателя для отдельного ЭП Сварочный агрегат, ПВ=40% (№45, ПР 5):

Намечаю к установке автомат серии ВА57-35 с

$$I_{н.ав} = 250 \text{ А};$$

$$I_{н.ав} = 250 \text{ А} \geq I_{дл} = 14,2 \text{ А}$$

$$I_{н.расц} = 16 \text{ А} \geq I_{дл} = 14,2 \text{ А}$$

$$I_{кз} = 5 \cdot 16 = 80 \geq 1,5 \cdot I_{пуск} = 1,5 \cdot 42,6 = 63,9 \text{ А}$$

$$U_{н.ав} = 0,38 = U_{н.ав} = 0,38 \text{ кВ}$$

Окончательно выбираем автомат ВА57-35 с параметрами:

$$I_{н.ав} = 16 \text{ А}, I_{н.расц} = 16 \text{ А}$$

Выбор автоматических выключателей для остальных электроприемников занесена в таблицу в приложении Д.

Таблица 23 - Распределительные пункты цеха

Параметры для выбора ПР		Тип АВ		Распределительный пункт	
№ пункта	$I_p$ , А	ввод	вывод	Тип	Отх. линии, шт
ПР-1	31,48	ВА 75-47	ВА 51-35	3051-21УЗ	8
ПР-2	25,93	ВА 75-47	ВА 51-35	3051-21УЗ	8
ПР-3	57,26	ВА 75-47	ВА 51-35	3051-21УЗ	6
ПР-4	29,62	ВА 75-47	ВА 51-35	3051-21УЗ	7
ПР-5	27,66	ВА 75-47	ВА 51-35	3051-21УЗ	7
ПР-6	47,9	ВА 75-47	ВА 51-35	3051-21УЗ	8
ПР-7	44,9	ВА 75-47	ВА 51-35	3051-21УЗ	7

Выберем автоматические выключатели для защиты линий, питающих распределительные пункты цеха: ВА51-35 с  $I_{ном.расц} = 40 \text{ А}$ .

Выбор автоматического выключателя для ПР-1:

$$I_{тик} = I_{п.м} + (I_{р.пр} - I_{ном.м} \cdot K_u),$$

где  $I_{п.м}$ ,  $I_{ном.м}$ , - соответственно наибольший из пусковых токов двигателей в группе по паспортным данным, его номинальный ток;  $I_p$  - расчетный ток нагрузки всей группы электроприемников.

Получаем:

$$I_{тик} = I_{п.м} + (I_{р.пр} - I_{ном.м} \cdot K_u) = 5 \cdot 31,48 + (39,4 - 31,48 \cdot 0,2) = 220,6 \text{ А}$$

Условия для выбора автоматического

выключателя:

$$I_{н.ав} = 250 \text{ А} \geq I_{олит} = 31,48 \text{ А}$$

$$I_{ном.расц} = 63 \text{ А} \geq I_{олит} = 31,48 \text{ А} \quad I_{кз} = 5 \cdot 63 = 315 \text{ А} \geq 1,25 \cdot 220,6 = 275,75 \text{ А}$$

$$U_{н.ав} = 0,38 = U_{н.ав} = 0,38 \text{ кВ}$$

По каталогу предприятия принимаем автоматический выключатель типа ВА51-35 с  $I_{ном.расц} = 63 \text{ А}$ .

Таблица 24 – Распределительные пункты цеха.

№ пункта	Идл, А	Ипик, А	Ипик*1,25, А	Аппарат защиты	Ин. ап. защ, А	Икз, А
ПР-1	31,48	220,6	275,75	ВА 51-35	63	315
ПР-2	25,93	82,57	103,21	ВА 51-35	31,5	157,5
ПР-3	57,26	284,3	355,38	ВА 51-35	100	500
ПР-4	29,62	155,86	194,83	ВА 51-35	40	200
ПР-5	27,66	128,46	160,58	ВА 51-35	40	200
ПР-6	47,9	199,1	248,88	ВА 51-35	63	315
ПР-7	44,9	145,7	182,13	ВА 51-35	40	250

Таблица 25 – Распределительные пункты цеха.

№ пункта	Тип пункта	Число отходящих линий
ПР-1	ПР8503-21У3	8
ПР-2	ПР8503-21У3	8
ПР-3	ПР8503-21У3	6
ПР-4	ПР8503-21У3	7
ПР-5	ПР8503-21У3	7
ПР-6	ПР8503-21У3	8
ПР-7	ПР8503-21У3	7

Аппараты защиты для силовых распределительных пунктов.

Выбор вводного автомата на подстанции ТП-1:

$$I_{ол} = I_{ном.тр} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 957,2 \text{ А}$$

$$I_{кр} = I_{ник}^{n/cm} = I_{н.м} + (I_{ном.тр} - I_{ном.м} \cdot K_u) = 275,75 + (957,2 - 31,48 \cdot 0,2) = 1226,64 \text{ А}$$

Условия для выбора автоматического выключателя:

$$I_{ном.расц} = 1000 \text{ А} \geq I_{олит} = 957,2 \text{ А}$$

$$I_{кз} = 5000 \text{ А} \geq 1,25 \cdot I_{кр} = 1533,3 \text{ А}$$

По каталогу производителя принимаем автоматический выключатель типа ВА 75-47.

### 2.13 Сечения линий питающей сети цеха

Выбор сечения линий питающей сети цеха производится по условию допустимой нагрузки и потери напряжения.

**Пример расчетов для линии к ПР1:**

$$I_{доп} \geq \frac{I_m}{k_{прокл}} = \frac{31,48}{1} = 31,48A$$

где  $k_{прокл} = 1$  при способе прокладки кабеля – по стенам на скобах.

$$I_{доп} \geq \frac{k_z \cdot I_z}{k_{прокл}} = \frac{1 \cdot 315}{1} = 315A$$

По таблице 1.3.7 [6] выбирается кабель ААШв (4х120):  $I_{доп} = 350A$ .

Проверка по потере напряжения:

$$\Delta U_{p\%} = \frac{P \cdot l \cdot r_0 + Q \cdot l \cdot x_0}{10 \cdot 0,4^2} = \frac{18,3 \cdot 0,153 \cdot 0,0745 + 9,73 \cdot 0,472 \cdot 0,346}{10 \cdot 0,4^2} = 0,19\%$$

Из расчета видно, что условие соблюдается. Принимается ААШв (4х120)

Таблица 26 – Выбор сечений линий, питающих сети цеха

Наименование	Im/кпрокл, А	Iз*кз/ кпрокл, А	$\Delta U_p, \%$	Принятое сечение кабеля ААШв	Iдоп
ПР1	31,5	315	0,19	4х120	350
ПР2	25,9	157,6	0,55	4х25	175
ПР3	57,3	400,5	0,69	4х185	450
ПР4	29,6	200,1	0,07	4х50	215
ПР5	27,7	200,3	0,27	4х50	215
ПР6	47,9	315,4	0,51	4х120	350
ПР7	44,9	200,1	0,77	4х50	215

## 2.14 Сечения проводников распределительной сети цеха

Пример расчетов для ответвления к фрезерному станку № 5 (ПР-3):

$$I_{доп} \geq \frac{I_{ном}}{k_{прокл}} = \frac{47,3}{1} = 47,3A$$

$$I_{доп} \geq \frac{k_z \cdot I_z}{k_{прокл}} = \frac{1 \cdot 400}{1} = 400A$$

Выбираем провод марки ААШв (4х185):  $I_{доп} = 450A$

Результаты расчетов представлены в таблице в приложении Д.

## 2.15 Питающая и распределительная сеть с условием допустимой потери напряжения, эпюры отклонений напряжения

Данный расчет и построение эпюры выполняется для участка от шин ГПП до самого мощного ЭП (фрезерный станок №5), а в случае двухтрансформаторной подстанции и послеаварийного режима.

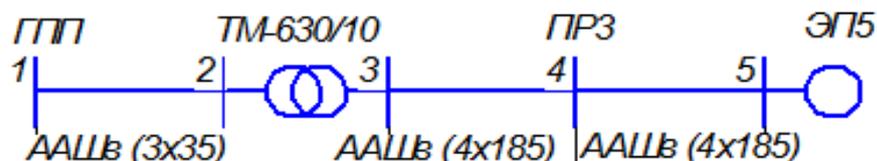


Рисунок 9 – Участок сети для расчета потерь напряжения и построения эпюры отклонений напряжения

### Расчет для максимального режима нагрузок:

Участок 1-2 (ГПП – ТП-4):

$$\Delta U_{\text{ГПП-ТП}\%} = \frac{P \cdot r_0 \cdot l + Q \cdot x_0 \cdot l}{10 \cdot U_n^2} = \frac{336,8 \cdot 0,95 \cdot 0,13 + 354,96 \cdot 0,06 \cdot 0,13}{10 \cdot 10,5^2} = 0,0402\%$$

$$\Delta U_{12} = 0,0402 \cdot \frac{10,5}{100} = 0,0042 \text{ кВм}$$

$$U_{12} = 10,5 - 0,0042 = 10,496 \text{ кВм}$$

Участок 2-3 (ТМ-630/10):

$$\Delta U_m \% = \beta_m (U_a \cdot \cos \varphi_2 + U_p \sin \varphi_2) + \frac{\beta_m^2}{200} (U_a \cdot \sin \varphi_2 - U_p \cdot \cos \varphi_2),$$

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

$$U_p = \sqrt{(U_{\text{к}})^2 - (U_a)^2} = \sqrt{5,5^2 - 1,206^2} = 5,37\%$$

$$\beta_m = \frac{S_{\text{фактнч}}}{S_{\text{н.тр}} \cdot n} = \frac{\sqrt{P_{12}^2 + Q_{12}^2}}{S_{\text{н.тр}} \cdot n} = \frac{\sqrt{336,8^2 + 354,96^2}}{630 \cdot 1} = 0,78$$

$$\cos \varphi = \frac{P_{12}}{\sqrt{P_{12}^2 + Q_{12}^2}} = \frac{336,8}{\sqrt{336,8^2 + 354,96^2}} = 0,69$$

$$\sin \varphi = 0,73$$

Тогда

$$\begin{aligned} \Delta U_m \% &= \beta_m \cdot (U_a \cdot \cos \varphi + U_p \cdot \sin \varphi) + \frac{\beta_m^2}{200} \cdot (U_a \cdot \cos \varphi - U_b \cdot \sin \varphi) = \\ &= 0,78 \cdot (1,206 \cdot 0,69 + 5,37 \cdot 0,73) + \frac{0,78^2}{200} \cdot (1,206 \cdot 0,69 - 5,37 \cdot 0,73) = 3,659\% \\ \Delta U_m &= 3,659 \cdot \frac{10,496}{100} = 0,38 \text{кВм} \\ U'_3 &= 10,496 - 0,38 = 10,112 \text{кВм} \\ U_3 &= 0,38 \cdot \frac{10,112}{10,5} = 0,366 \text{кВм} \end{aligned}$$

Участок 3-4 (ТП1-ПР3):

$$\begin{aligned} \Delta U_{ПР} &= \frac{P \cdot r_0 \cdot l + Q \cdot x_0 \cdot l}{10 \cdot U_H^2} = \frac{33,98 \cdot 0,28 \cdot 0,104 + 16,3 \cdot 0,06 \cdot 0,104}{10 \cdot 0,366^2} = 0,815\% \\ \Delta U_{34} &= 0,815 \cdot \frac{0,366}{100} = 0,003 \text{кВм} \\ U_{34} &= 0,366 - 0,003 = 0,363 \text{кВм} \end{aligned}$$

Участок 4-5 (ПР3 – ЭП5):

$$\begin{aligned} \Delta U_{ЭП} &= \frac{P \cdot r_0 \cdot l + Q \cdot x_0 \cdot l}{10 \cdot U_H^2} = \frac{3,6 \cdot 0,28 \cdot 0,016 + 4,212 \cdot 0,06 \cdot 0,016}{10 \cdot 0,363^2} = 0,015\% \\ \Delta U_{12} &= 0,015 \cdot \frac{0,363}{100} = 0,000056 \text{кВм} \\ U_{12} &= 0,363 - 0,000056 = 0,3629 \text{кВм} \end{aligned}$$

Отклонения напряжения:

$$\begin{aligned} \delta U_1 &= 5\%; \\ \delta U_2 &= \delta U_1 - \Delta U_{12} \% = 5 - 0,0402 = 4,9598\% \\ \delta U_3 &= \delta U_2 - \Delta U_{23} \% = 4,9598 - 3,6591 = 1,3007\% \\ \delta U_4 &= \delta U_3 - \Delta U_{34} \% = 1,3007 - 0,8148 = 0,4859\% \\ \delta U_5 &= \delta U_4 - \Delta U_{45} \% = 0,4859 - 0,0153 = 0,4706\% \end{aligned}$$

**Расчет для минимального режима нагрузки:**

Минимальная активная мощность  $P_{\min} = 0,35 \cdot P_{\max}$ , а минимальная реактивная мощность  $Q_{\min} = 0,35 \cdot Q_{\max}$ .

Таблица 27 – Расчетные данные для построения эпюры отклонений напряжения

Участок	1-2	2-3	3-4	4-5
Марка кабеля	ААШВ		ААШВ	ААШВ
сечение, мм <sup>2</sup>	3x35	ТМ-630/10	4x185	4x185
длина, км	0,13		0,103	0,016
Сопротивления				
активное, Ом	0,95	U <sub>а</sub> =1,125%	0,28	0,28
реактивное, Ом	0,06	U <sub>р</sub> =5,38%	0,06	0,06
Потери				
напряжения, %:				
максимальный	0,057	3,659	0,815	0,015
минимальный	0,0141	1,283	0,272	0,005
аварийный	0,0802	4,467	1,157	0,022
Отклонения				
напряжения $\delta U\%$ :				
максимальный	4,956	1,301	0,486	0,471
минимальный	-4,987	-3,704	-3,433	-3,428
аварийный	4,918	0,452	-0,709	-0,731

По данным таблицы 27 строятся эпюры отклонений напряжения

Аналогичный расчет производится для аварийного режима при

$$P_{n/ав} = 1,4 \cdot P_{max}$$

$$Q_{n/ав} = 1,4 \cdot Q_{max}$$

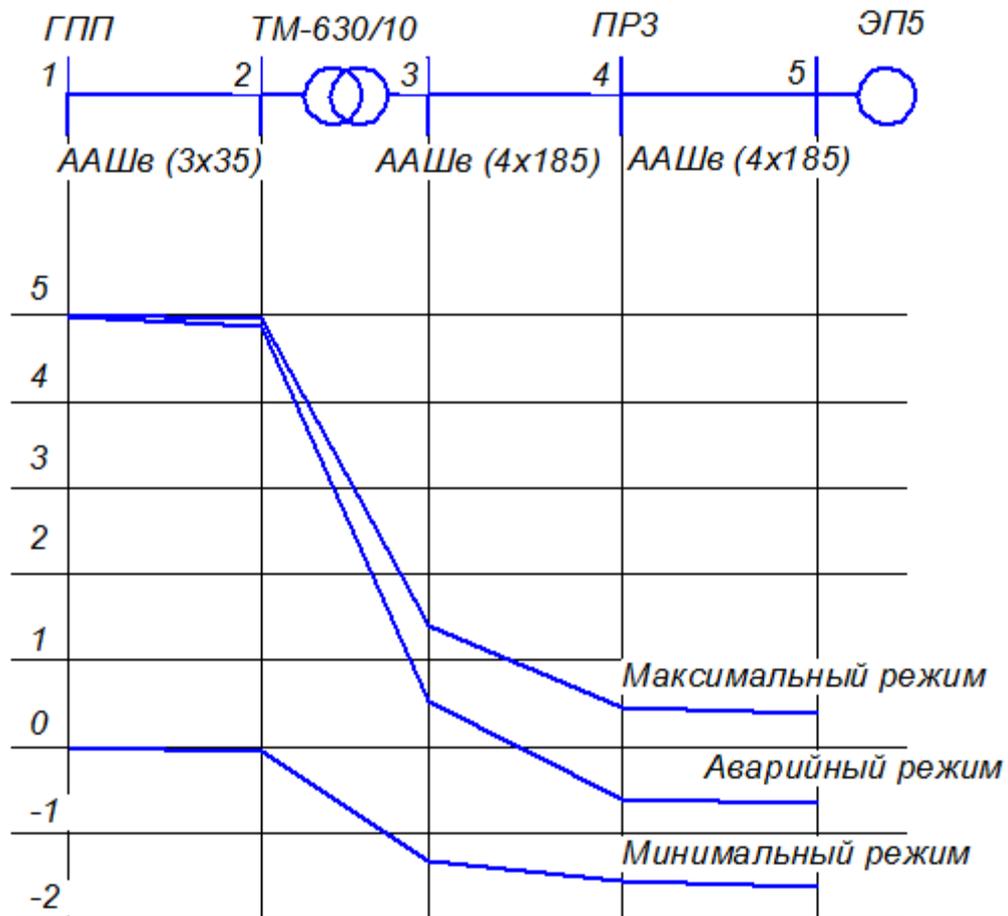


Рисунок 10 – Эпюры отклонений напряжения

## 2.16 Токи КЗ в сети до 1000 В

Расчет токов короткого замыкания выполняется для от Трансформаторного пункта 1 до самого мощного ЭП цеха (ЭП - Фрезерный станок).

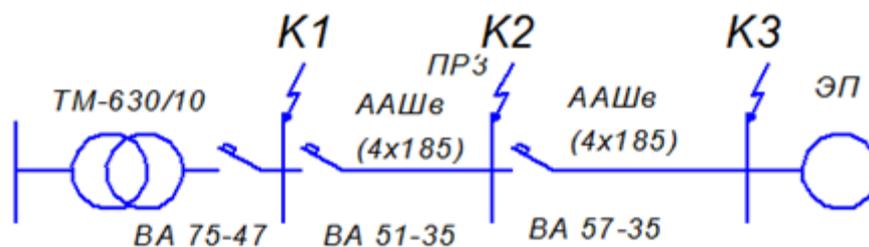


Рисунок 11 - Принципиальная схема расчета токов КЗ до 1 кВ

Расчёт осуществляется следующим образом:

- 1) принимается мощность системы  $S_c = \infty$ , что равно при  $S_c \geq 50S_{н.тр.}$ , т.е. при КЗ в сети до 1000 В напряжение на шинах подстанции считается неизменным;

2) в расчёте используются активные и реактивные сопротивления до точки КЗ всех элементов сети;

3) напряжение принимают на 5% выше напряжения сети. Я приняла  $U_c=400$  В.

*Расчёт токов КЗ для точки К1:*

Активное сопротивление трансформатора определяется из выражения:

$$R_{mp} = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_c^2}{S_{н.тр}^2} = \frac{7,6 \cdot 400^2}{630} = 3,064 \text{ мОм}$$

Реактивное сопротивление трансформатора находится как:

$$X_{mp} = \frac{U_p \% \cdot U_c^2}{100 \cdot S_{н.тр}} = \frac{5,5 \cdot 400^2}{100 \cdot 630} = 13,968 \text{ мОм}$$

Сопротивление катушек максимального тока автомата ВА 75-47 равно:

$$R_{кат} = 0,34 \text{ мОм},$$

$$X_{кат} = 0,42 \text{ мОм}.$$

Переходное сопротивление контактов:

$$R_{конт} = 0,55 \text{ мОм}.$$

Суммарное полное сопротивление до точки КЗ:

$$\begin{aligned} Z_{k1} &= \sqrt{(R_{mp} + R_{кат} + R_{конт})^2 + (X_{mp} + X_{кат})^2} = \\ &= \sqrt{(3,064 + 0,34 + 0,55)^2 + (13,968 + 0,42)^2} = 14,92 \text{ мОм} \end{aligned}$$

Действующее значение тока короткого замыкания:

$$I_{k1} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 14,92} = 15,48 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_y^{k1} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1} = 1,2 \cdot \sqrt{2} \cdot 15,48 = 26,27 \text{ кА}$$

где  $k_y$  – ударный коэффициент.

*Расчёт токов КЗ для точки К2:*

$$R_{кл} = r_0 \cdot L = 0,28 \cdot 104 = 29,12 \text{ мОм}$$

$$X_{кл} = x_0 \cdot L = 0,06 \cdot 104 = 6,24 \text{ мОм}$$

Сопротивление катушек максимального тока автомата ВА 51-35:

$$R_{кат} = 0,34 \text{ мОм}$$

$$X_{кат} = 0,42 \text{ мОм}$$

Переходное сопротивление контактов:

$$R_{конт} = 0,55 \text{ мОм}$$

Суммарное полное сопротивление до точки КЗ:

$$\begin{aligned} Z_{k2} &= \sqrt{(R_{кл} + R_{кат} + R_{конт})^2 + (X_{кл} + X_{кат})^2} + Z_{k1} = \\ &= \sqrt{(29,12 + 0,34 + 0,55)^2 + (6,24 + 0,42)^2} + 14,92 = 45,66 \text{ мОм} \end{aligned}$$

Действующее значение тока короткого замыкания:

$$I_{k2} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot Z_{k2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 45,66} = 5,06 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_y^{k2} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k2} = 1,2 \cdot \sqrt{2} \cdot 5,06 = 8,58 \text{ кА}$$

*Расчёт токов короткого замыкания для точки КЗ:*

$$R_{кл} = r_0 \cdot L = 0,28 \cdot 16 = 4,48 \text{ мОм}$$

$$X_{кл} = x_0 \cdot L = 0,06 \cdot 16 = 0,96 \text{ мОм};$$

Сопротивление катушек макс. тока автомата ВА 57-35.

$$R_{кат} = 2,03 \text{ мОм}$$

$$X_{кат} = 1,73 \text{ мОм}$$

Переходное сопротивление контактов:

$$R_{конт} = 0,92 \text{ мОм}$$

Суммарное полное сопротивление до точки короткого замыкания:

$$\begin{aligned} Z_{k3} &= \sqrt{(R_{кл} + R_{кат} + R_{конт})^2 + (X_{кл} + X_{кат})^2} + Z_{k2} = \\ &= \sqrt{(4,48 + 0,92 + 2,03)^2 + (0,96 + 1,73)^2} + 45,66 = 53,56 \text{ мОм} \end{aligned}$$

Действующее значение тока короткого замыкания:

$$I_{k3} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot Z_{k3}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 53,56} = 4,31 \text{ кА};$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_y^{k3} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k3} = 1,2 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,31 = 7,32 \text{ кА}$$

## 2.17 Карта селективности действия аппаратов защиты для участка цеховой сети

Карта селективности строится для участка ТП-4 до наиболее мощного электроприемника (ЭП5).

Таблица 28 – Данные для построения карты селективности действия аппаратов защиты

	ЭП5	ПР3	ТП4	I <sub>к3</sub> в соотв. точках, кА		
				1	2	3
I <sub>р</sub> , А	-	57,26	957,19	15,48	5,06	4,31
I <sub>пик</sub> , А	-	284,3	1301,11			
I <sub>ном</sub> , А	47,3	-				
I <sub>пуск</sub> , А	105,1	-				

Таблица 29 – Данные для построения карты селективности действия аппаратов защиты.

Наименование аппарата защиты	Номинальный ток расцепителя, А	Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ, А
ВА75-47 (ТП4)	1000	2000
ВА51-35 (ПР3)	100	500
ВА57-35 (ЭП5)	80	200

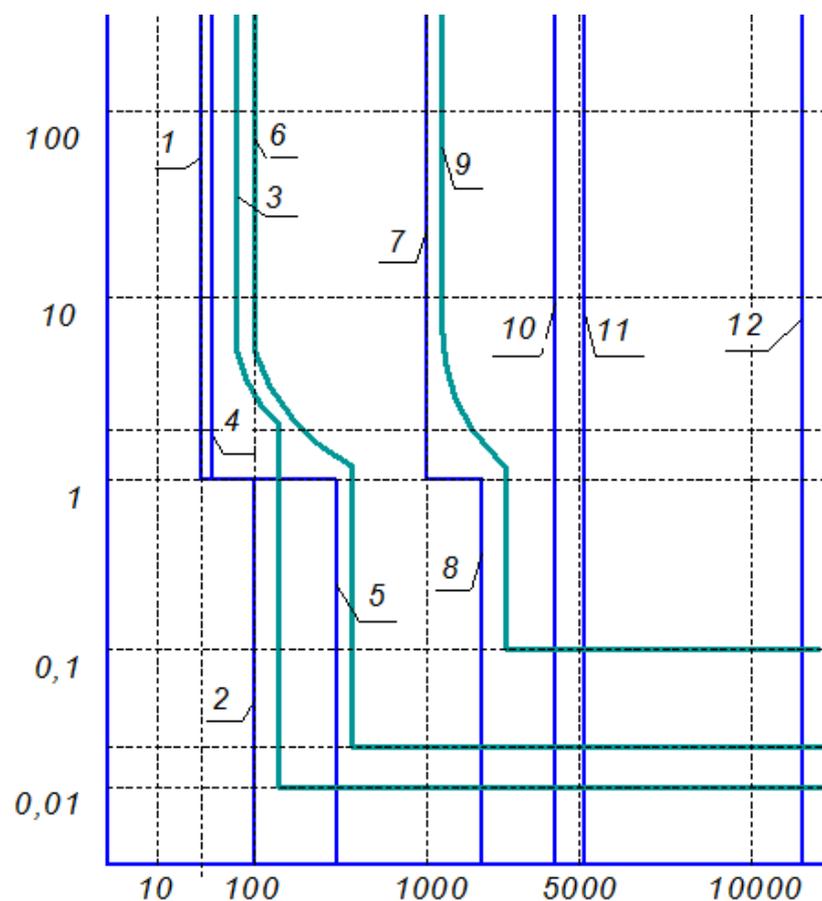


Рисунок 12 – Карта селективности действия защиты в установках до 1000

В

На рис. 12 приняты следующие обозначения:

- 1 – Номинальный ток ЭП-5;
- 2 – Пусковой ток ЭП-5;
- 3 – Защитная характеристика АВ ВА75-47 для защиты ЭП-5;
- 4 - Расчетный ток ПРЗ;
- 5 – Пиковый ток ПРЗ;
- 6 – Защитная характеристика АВ ВА51-35 для защиты ПРЗ;
- 7 – Расчетный ток ТП-4;
- 8 - Пиковый ток ТП-4;
- 9 – Защитная характеристика АВ ВА57-35 для защиты ТП-4;
- 10 – Ток КЗ в точке К3;
- 11 – Ток КЗ в точке К2;
- 12 – Ток КЗ в точке К1

## 2.18 Реконструкция схемы электроснабжения предприятия

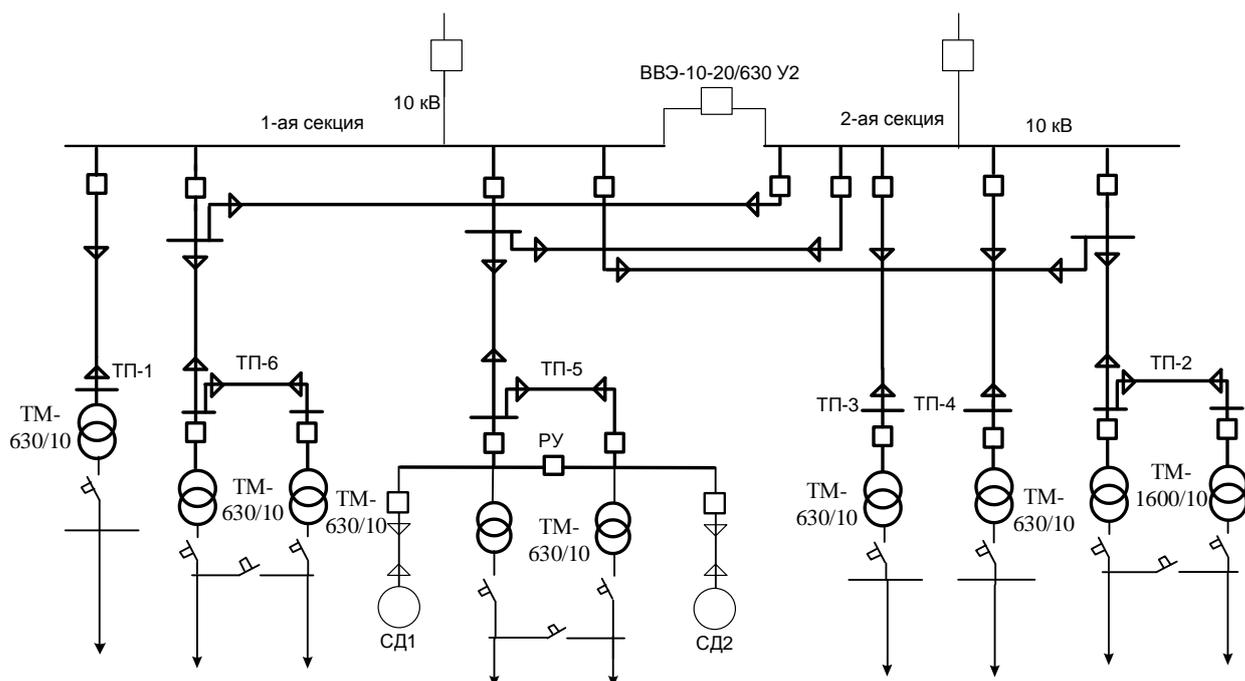


Рисунок 13 – Реконструированная схема электроснабжения предприятия.

В связи с вышеупомянутыми преимуществами кабелей с изоляцией из СПЭ производим реконструкцию схемы с заменой питающих кабелей. Результат реконструкции приведен на рисунке 13.

Для данной схемы необходимо воспроизвести выбор электрических аппаратов и токоведущих частей.

## 2.19 Схема внутривозовского электроснабжения 10кВ для реконструированной схемы

Кабели с бумажно-пропитанной изоляцией заменяем на кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Выбор кабеля для линии Л1 (ГПП – ТП-1):

Кабельные линии проверяются по нагреву максимальным расчетным током:

$$I_{p.l1} = \frac{n_{тр} \cdot S_{тр.ном} + n_{тр} \cdot \Delta S_{тр}}{n_{лин} \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1 \cdot 630 + 1 \cdot 40,954}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 38,74 \text{ А}$$

Сечение жилы:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{р.л1}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{38,74}{1,7} = 22,79 \text{ мм}^2$$

где:  $j_{\text{эк}}$  – экономическая плотность тока, для высоковольтных кабелей с алюминиевыми жилами с резиновой и пластмассовой изоляцией принимаем  $1,7 \text{ кА/мм}^2$ .

Ближайшее стандартное значение:  $S = 35 \text{ мм}^2$ ,  $I_{\text{доп}} = 110 \text{ А}$ .

Проверка выбранного сечения на допустимый нагрев в нормальном режиме:

$$I_{\text{доп}} = 110 \text{ А} \geq I_{\text{р.л1}} = 38,74 \text{ А}$$

Проверка выбранного сечения на допустимый нагрев в нормальном режиме и в послеаварийном режиме:

$$k_{\text{пер}} \cdot I_{\text{доп}} = 1,3 \cdot 110 = 143 \text{ А} \geq I_{\text{р.л1}} / 0,93 = 41,66 \text{ А}$$

Данное сечение прошло проверку.

Проверка кабеля по потере напряжения:

$$\Delta U = 10^{-3} \cdot \sqrt{3} \cdot I \cdot l \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi),$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 10^{-3} \cdot 38,74 \cdot 0,345 \cdot (0,751 \cdot 0,109 + 0,66 \cdot 0,868) = 15,16 \text{ В}$$

Потери в процентах к номинальному напряжению:

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U \cdot 100\%}{U_{\text{ном}}} = \frac{15,16 \cdot 100\%}{10000} = 0,15 \%$$

Сечение проходит проверку по потерям напряжения.

Выбран кабель марки АПвВ - 1(3х35), с номинальным сечением 35 мм, номинальное напряжение 10 кВ.

Выбор кабелей для остальных линий выполняется аналогично.

Результаты расчетов сведены в таблицу 30

Таблица 30 – Кабельные линии

Л	Участок линии	Кол-во линий	$I_{рл}, A$	$F_{эк}, мм^2$	Выбранная марка сечения кабеля	Потеря напряжения $\Delta U_{кл}, \%$
Л 1	ГПП - ТП1	1	38,74	22,79	АПВВ (3х35)	15,16
Л 2	ГПП - ТП2	1	199,53	117,37	АПВВ (3х120)	20,08
Л 3	ГПП - ТП3	1	38,74	22,79	АПВВ (3х35)	13,86
Л 4	ГПП - ТП4	1	38,74	22,79	АПВВ (3х35)	8,02
Л 5	ГПП - ТП5	1	79,58	46,81	АПВВ (3х50)	14,06
Л 6	ГПП – ТП6	1	79,58	46,81	АПВВ (3х50)	19,07

## 2.20 Высоковольтные аппараты

Выключатель типа ВБЭ-10-31,5/630 УХЛ2

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном.тр.ГПП}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{6300}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 181,87 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{n/a} = 2 \cdot I_{\max} = 2 \cdot 181,87 = 363,73 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{\max} = 181,87 \leq I_n = 630 \text{ А};$$

$$I_{n/a} = 363,73 \leq I_n = 630 \text{ А};$$

по электродинамической стойкости при токах К2:

$$I_{n.o} = 4,91 \text{ кА} \leq I_{\max} = 20 \text{ кА};$$

$$I_y = 12,507 \text{ кА} \leq I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА};$$

по отключающей способности:

Напряжение принимается,  $I_{n.t.} = I_{n.o}$ .

$$I_{n.o} = 4,91 \text{ кА} \leq I_{\text{ном.откл}} = 31,5 \text{ А};$$

по термической стойкости:

$$B_k = I_{n.o}^2 \cdot (\tau + T_a) = 4,91^2 \cdot (0,36 + 0,01) = 8,93 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_k \leq I_T^2 t_T, \quad 8,93 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Проверка показала, что выключатель ВБЭ-10-20/630У2 подходит для установки на стороне 10 кВ ГПП. Для защиты отходящих линий выбираются те же выключатели.

Таблица 31 – Параметры выключателей для защиты трансформаторов  
ГПП и отходящих КЛ

Расчетные данные	Каталожные данные
	Выключатель ВБЭ-10-31,5/630 УХЛ2
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
$I_{р.мах.} = 181,87 \text{ А}$	$I_n = 630 \text{ А}$
$I_{п/а} = 363,73 \text{ А}$	$I_n = 630 \text{ А}$
$I_{0п} = 4,91 \text{ кА}$	$I_{н.откл} = 31,5 \text{ кА}$
$i_y = 12,507 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 8,93 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$

### **3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

Растущее влияние экономических вложений на решение целесообразности проекта в последние годы заставляет современный бизнес и производство адаптироваться к новым условиям - условиям жесткой экономии.

Количество линий было уменьшено благодаря реконструкции. Несмотря на все вышеупомянутые технические характеристики кабелей, окончательное решение по проекту всегда принимается в соответствии с экономической целесообразностью.

Экономические расчеты выполняются с целью определения:

- 1) Наиболее рациональной схемы электроснабжения механического цеха и всего предприятия в целом,
- 2) Сечения проводов кабелей в зависимости от ряда технических и экономических факторов.

Основной целью технико-экономического сравнения является определение оптимального варианта схемы, параметров сети и ее элементов.

Экономическая часть включает рассмотрение двух возможных вариантов схем электроснабжения:

Производство продолжает функционировать с использованием традиционных кабелей;

Проводится реконструкция на заводе, старые кабели заменяются новыми.

В данной работе было принято, что в обоих вариантах проводится установка кабелей.

В первом варианте эксплуатационный срок старых кабелей пришел к концу и производится замена кабелей того же типа. В случае реконструкции происходит переход на новый тип кабелей из сшитого полиэтилена. Я приняла 2017 год в качестве первого года работы для всех кабелей.

В проекте я не учитывала доходов предприятия. В учет принимались затраты на обслуживание, установку и инвестиционные расходы. ЧДД в обоих

случаях отрицательный. Вариант с большим ЧДД будет более выгодным. Также, я произвела анализ чувствительности.

### **3.1 Система электроснабжения с кабелями с бумажно-масляной изоляцией ААШВ Капиталовложение**

Инвестиции кабелей являются переменной частью этого проекта. Чтобы получить их, мне пришлось рассчитать длину кабелей в соответствии со шкалой на рисунке 6 и умножить ее на цену за метр. Таким образом, сумма всех затрат на кабель даст мне инвестиционные затраты.

Полученные результаты приведены в таблице ниже:

Таблица 32 – Инвестиционные затраты на кабели

	<i>Длина кабеля, м</i>	<i>Цена за метр</i>	<i>Число линий</i>	<i>Инвестиционные затраты, руб</i>
ТП 1	349,65	263,45	1	92 115
ТП 2	306,36	393,13	2	240 879
ТП 3	233,1	263,45	1	61 410
ТП 4	349,65	263,45	1	92 115
ТП 5	592,74	263,45	2	312 315
ТП 6	233,1	263,45	2	122 820
			<b>Итого</b>	<b>921 655</b>

Согласно источнику [28]:

Таблица 33 - Укрупненные показатели инвестиционных расходов

Коэффициенты	Процент от инвестиций
$K_{смп}$	1,5 %
$K_{др}$	1,15 %

Чтобы получить общие затраты на инвестиции, я должна учесть затраты на строительные-монтажные работы ( $K_{смп}$ ) и другие затраты ( $K_{др}$ ):

$$K_{смп} = 1,5\% \cdot 921\ 655 = 13\ 825 \text{ Руб}$$

$$K_{др} = 1,15\% \cdot 921\ 655 = 10\ 599 \text{ Руб}$$

Полные капитальные вложения получаются путем сложения инвестиций и затрат на установку:

$$K = K_{смп} + K_{др} + K_{об} = 13\ 825 + 10\ 599 + 921\ 655 = 946\ 079 \text{ Руб}$$

## Эксплуатационные расходы

Для расчета затрат на обслуживание и ремонт я использовала укрупненные показатели для всех видов оборудования, необходимого для поставки завода из [28].

Годовые эксплуатационные расходы в схемах электроснабжения состоят из следующих расходов:

- 1) Потери электрической энергии в кабельных линиях
- 2) Затраты на обслуживание и ремонт
- 3) Амортизация

Соответственно сравнительная годовая эксплуатационная стоимость сравниваемых вариантов определяется уравнением:

$$C_{\text{э}} = C_{\text{пот}} + C_{\text{р}} + C_{\text{а}}$$

Амортизация составляет 5% от инвестиционных расходов, для выключателей, трансформаторов - 6,7%. Эксплуатационные затраты на ремонт и техническое обслуживание - 2,3% от капитальных вложений для кабельных линий и 5,9% - для выключателей и трансформаторов. [28]

Таблица 34 - Коэффициенты обслуживания и ремонта кабелей.

Коэффициенты	Процент от инвестиций
Коэффициент обслуживания	2 %
Коэффициент ремонта	0,3 %
Итого	2,3 %

Таблица 35- Коэффициенты амортизации

Оборудование	Коэффициент амортизации
Трансформаторы, выключатели	6,7%
Кабели	5%

Потери в кабельных линиях рассчитываются по следующей формуле:

$$C_{\text{пот}} = n \cdot L \cdot \Delta P \cdot k_{\text{загр}}^2 \cdot \tau_{\text{макс}} \cdot \Delta C_{\text{э}}$$

где  $n$  – количество линий;  $\Delta P$  – удельные потери в линиях с номинальной нагрузкой;  $\tau_{\text{макс}}$  – время максимальных потерь;  $\Delta C_{\text{э}}$  – цена за 1 кВтч электрической энергии, руб/кВтч (1,12 руб/кВтч [31]),  $L$  – длина линии, м;

Потери в линии с сечением 3x35, ТП1:

$$C_{\text{пот}} = 1 \cdot 0,35 \cdot 13,01 \cdot 0,34 \cdot 3283,11 \cdot 1,12 = 5\ 635 \text{ Руб}$$

Время максимальных потерь:

$$\begin{aligned} \tau_{\text{макс}} &= \left(0,2 \cdot \frac{T_M}{8760} + 0,8 \cdot \left(\frac{T_M}{8760}\right)^2\right) \cdot 8760 = \\ &= \left(0,2 \cdot \frac{5000}{8760} + 0,8 \cdot \left(\frac{5000}{8760}\right)^2\right) \cdot 8760 = 3\ 283,11 \text{ часов} \end{aligned}$$

где  $T_M$  – время максимальных нагрузок,  $T_M=5000$  часов для предприятий, работающих в 3 смены. [6]

Удельные потери в линиях с номинальной нагрузкой:

$$\Delta P = 3 \cdot I_{\text{рас}}^2 \cdot R = 3 \cdot 38,74^2 \cdot 0,0029 = 13,01 \text{ кВт}$$

где  $I_{\text{рас}}$  – расчетный ток, А; R- сопротивление в линии данного типа кабелей, принятого в расчете, Ом.

Сопротивление в линии:

$$R = \frac{R_0 \cdot L}{S} = \frac{0,868 \cdot 0,35}{3 \cdot 35} = 0,0029 \text{ Ом}$$

где  $R_0$  – сопротивление для определенного сечения кабелей, Ом/км; L – длина, км; S – сечение кабеля, мм<sup>2</sup>.

Коэффициент загрузки:

$$k_{\text{загр}}^2 = \left(\frac{I_{\text{рас}}}{I_{\text{доп}}}\right)^2 = \left(\frac{38,74}{110}\right)^2 = 0,34$$

Результаты расчетов для всех линий занесены в таблицу.

Таблица 36 – Стоимость потерь.

<i>Сечение ААШВ</i>	<i>n, число линий</i>	<i>L, км</i>	<i>ΔP, кВт</i>	<i>C<sub>пот</sub>, Руб</i>
3x35	1	0,34965	13,01	5 635
3x95	2	0,30636	10,27	22 523
3x35	1	0,2331	8,67	2 505
3x35	1	0,34965	13,01	5 635
3x35	2	0,59274	23,27	70 205
3x35	2	0,2331	9,15	10 857
			<b>Итого</b>	<b>117 360</b>

Затраты на ремонт за один год:

$$C_p = 2,3\% \cdot 921\ 655 = 21\ 198 \text{ Руб}$$

Затраты на амортизацию за один год:

$$C_a = 5\% \cdot 921\ 655 = 46\ 083 \text{ Руб}$$

Получив все слагаемые, я могу посчитать ежегодные эксплуатационные расходы на кабели:

$$\begin{aligned} C_{\text{э}} &= C_{\text{пот}} + C_{\text{р}} + C_{\text{а}} = \\ &= 117\,360 + 21\,198 + 46\,083 = 184\,641 \text{ Rub} \end{aligned}$$

Эксплуатационные расходы эскалируются на величину процента инфляции 4% [32] каждый год.

### Кредит

Я рассматривала проект с кредитом. Кредит для предприятия в целях реконструкции может предоставить Сбербанк. Согласно [33], срок выплаты кредита - 14 лет. Процентная ставка составляет 10,72%. По условиям банка собственные средства должны составлять не менее 20% от всех инвестиций. Выплата кредита рассчитывается по следующей формуле:

$$PMT = \frac{PV \cdot R}{1 - (1 + R)^{-n}}$$

где  $PV$  – приведенная стоимость суммы кредита,  $R$  – процентная ставка по кредиту,  $n$  – период выплаты кредита. [34]

Выплата выполняется раз в год в конце года.

$$PMT = \frac{756\,863 \cdot 0,1072}{1 - (1 + 0,1072)^{-14}} = 106\,806 \text{ Rub}$$

где  $PV = K \cdot 80\% = 94\,6079 \cdot 80\% = 756\,863 \text{ Rub}$

Проценты по невыплаченной доле кредита и основная доля рассчитываются по-другому. Я использовала систему оплаты аннуитета. Годовой платеж фиксируемый. Он состоит из уменьшающейся суммы процента по кредиту и увеличивающейся суммы основной доли.

Для первого года сумма процента и основной доли рассчитываются следующим образом:

$$\text{Процентная доля} = I_1 = PV \cdot r = 756\,863 \cdot 0,1072 = 81\,136 \text{ Rub}$$

$$\text{Основная доля} = P_1 = PMT - I = 106\,806 - 81\,136 = 25\,670 \text{ Rub}$$

$$\text{Остаток по балансу} = RB_1 = PV - P = 756\,863 - 25\,670 = 731\,193 \text{ Rub}$$

Для второго года:

$$\text{Процентная доля} = I_2 = RB_1 \cdot r = 731\,193 \cdot 0,1072 = 78\,384 \text{ Rub}$$

$$\text{Основная доля} = P2 = \text{PMT} - I2 = 106\,806 - 78\,384 = 28\,422 \text{ Руб}$$

$$\text{Остаток по балансу} = \text{RB2} = \text{RB1} - P2 = 731\,193 - 28\,422 = 702\,771 \text{ Руб}$$

Согласно этому принципу рассчитываются остальные выплаты по кредиту. Результаты расчетов в следующей таблице:

Таблица 37 – Таблица выплат процентной и основной долей.

Период выплаты	Начальный баланс, Руб	Процентная доля, Руб	Основная доля, Руб	Остаточный баланс, Руб
1	756 863	81 136	25 670	731 193
2	731 193	78 384	28 422	702 771
3	702 771	75 337	31 469	671 302
4	671 302	71 964	34 843	636 459
5	636 459	68 228	38 578	597 882
6	597 882	64 093	42 713	555 169
7	555 169	59 514	47 292	507 877
8	507 877	54 444	52 362	455 515
9	455 515	48 831	57 975	397 540
10	397 540	42 616	64 190	333 351
11	333 351	35 735	71 071	262 280
12	262 280	28 116	78 690	183 590
13	183 590	19 681	87 125	96 465
14	96 465	10 341	96 465	0

Только процентная доля налогооблагаема. Основная доля вычитается из денежного потока и она не облагается налогом.

### Ставка дисконтирования

Согласно годовому отчету из [35], балансовый отчет предприятия представлен в таблице ниже:

Таблица 38 – Балансовый отчет предприятия.

<b>Активы</b>		<b>Капитал</b>	
Оборотные активы	171 817	Капитал	212 587
Внеоборотные активы	682 968	<b>Обязательства</b>	
		Долгосрочный обязательства	68 600
		Краткосрочные обязательства	573 598
<b>ИТОГО</b>	<b>854 785</b>	<b>ИТОГО</b>	<b>854 785</b>

Из отчета видно, что Капитал (E) = 212 587, Обязательства (L) = 642 198  
Капитал + Обязательства = 854 785.

Эти числа я использовала для расчета ставки дисконтирования.

Ставка дисконтирования находится через средневзвешенную стоимость капитала WACC:

$$WACC = \frac{E}{V} \cdot R_e + \frac{D}{V} \cdot R_d \cdot (1 - T) =$$

$$= \frac{212\,587}{854\,785} \cdot 0,1156 + \frac{642\,198}{854\,785} \cdot 0,1072 \cdot (1 - 0,2) = 0,086$$

где E – рыночная стоимость капитала компании, D - рыночная стоимость заемных средств компании, V – полная рыночная стоимость компании (E + D), Re – стоимость капитала, Rd – стоимость заемных средств (процент по кредиту), T – ставка налога на прибыль. [29], [30]

Стоимость капитала Re рассчитана через модель оценки финансовых активов CAPM:

$$r_a = r_{rf} + \beta_L \cdot (r_m - r_{rf}) = 0,93 + 2,6 \cdot (0,1017 - 0,093) = 0,1156$$

где  $r_a$  – ожидаемая ставка доходности,  $r_{rf}$  – безрисковая ставка доходности [35],  $r_m$  – ожидаемая ставка доходности рынка [36],  $\beta$  – коэффициент чувствительности активов к изменениям рынка,  $r_m - r_{rf}$  – премия за риск вложения в акции.

Бета-коэффициент с заёмными средствами:

$$\beta_L = \beta_U \cdot \left( \frac{D}{E} \cdot (1 - T) + 1 \right) = 0,76 \cdot \left( \frac{642198}{212587} \cdot (1 - 0,2) + 1 \right) = 2,6$$

$\beta_U$  – бета-коэффициент без заёмных средств.

### **Денежные потоки**

В нулевой год производятся инвестиционные вложения. Инвестиции включают в себя стоимость кабелей и затраты на установку и другие расходы. Также берутся в денежные потоки собственные фонды.

$$CF_0 = - \text{Собственные фонды} = -189\,216 \text{ Руб}$$

Остальная часть инвестиций покрывается кредитом.

С первого года эксплуатации кабели подвергаются изнашиванию, также производится выплата по кредиту и берутся в расчет эксплуатационные расходы.

Продолжительность проекта принята 30 лет, так как этот период является сроком службы для обоих типов кабелей. Денежный поток всегда отрицателен, так как я не учитываю доходов предприятия.

$$CF_1 = - \text{Основная доля кредита} - \text{Процентная доля кредита} - \\ \text{Эксплуатационные расходы} + \text{Налоговый щит}_1 = - 25\,610 - 81\,136 - \\ - 184\,641 + 56\,917 = - 234\,530 \text{ Руб}$$

$$\text{Налоговый щит}_1 = \text{Налог} \cdot (\text{Затраты по износу} + \text{Эксплуатационные} \\ \text{расходы} + \text{Процентная доля кредита}) = \\ = 0,2 \cdot (18\,809 + 81\,136 + 184\,641) = 56\,917 \text{ Руб}$$

$$DCF_1 = CF \cdot (1 + \text{Ставка дисконтирования})^{-t} = -234\,530 \cdot (1 + 0,086)^{-1} = \\ -215\,899 \text{ Руб}$$

$$CDCF_1 = CDCF_0 + DCF_1 = -189\,216 - 215\,899 = -405\,114 \text{ Руб}$$

Где DCF - дисконтированный денежный поток, CDCF - накопленный дисконтированный денежный поток.

На 14 год выплата по кредиту заканчивается и с 15 года больше не учитывается в CF. Выплаты по износу на 25 год заканчиваются.

Аналогичные расчеты производятся для остальных лет. Результаты расчетов сведены в таблице ниже.

Таким образом, ЧДД = - 3 197 767 Руб.

Денежные потоки представлены в таблице в приложении Е.

### 3.2 Система электроснабжения с кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена АПВВ Капиталовложение

Капиталовложения приведены в таблице ниже:

Таблица 39 – Инвестиционные затраты на кабели

	<i>Длина кабеля, м</i>	<i>Цена за метр</i>	<i>Число линий</i>	<i>Инвестиционные затраты, руб</i>
ТП 1	349,65	405	1	141 608
ТП 2	306,36	732	1	224 256
ТП 3	233,1	405	1	94 406
ТП 4	349,65	405	1	141 608
ТП 5	592,74	489	1	289 850
ТП 6	233,1	489	1	113 986
			<b>Итого</b>	<b>1 005 713</b>

Общие затраты на инвестиции:

$$K_{\text{смп}} = 1,5\% \cdot 1\,005\,713 = 15\,086 \text{ Руб}$$

$$K_{др} = 1,15\% \cdot 1\,005\,713 = 11\,566 \text{ Руб}$$

Полные капитальные вложения:

$$K = K_{смп} + K_{др} + K_{об} = 15\,086 + 11\,566 + 1\,005\,713 = 798\,831 \text{ Руб}$$

### Эксплуатационные расходы

Потери в кабельных линиях для сечения 3x120, ТП2 рассчитаны ниже:

$$\begin{aligned} C_{пот} &= n \cdot L \cdot \Delta P \cdot k_{загр}^2 \cdot \tau_{макс} \cdot \Delta C_э = \\ &= 1 \cdot 0,306 \cdot 25,71 \cdot 0,68 \cdot 3283,12 \cdot 1,12 = 19\,593 \text{ Руб} \end{aligned}$$

Коэффициент загрузки:

$$k_{загр}^2 = \left( \frac{I_{рас}}{I_{доп}} \right)^2 = \left( \frac{199,53}{295} \right)^2 = 0,68$$

Удельные потери в линиях с номинальной нагрузкой:

$$\Delta P = 3 \cdot I_{рас}^2 \cdot R = 3 \cdot 199,53^2 \cdot 0,00022 = 25,71 \text{ кВт}$$

Результаты расчетов для всех линий занесены в таблицу.

Таблица 40 – Стоимость потерь.

<i>Сечение АПВВ</i>	<i>n, число линий</i>	<i>L, км</i>	<i>ΔP, кВт</i>	<i>C<sub>пот</sub>, Руб</i>
3x35	1	0,34965	13,01	6 822
3x120	1	0,30636	25,71	19 593
3x35	1	0,2331	8,67	3 032
3x35	1	0,34965	13,01	6 822
3x50	1	0,59274	46,63	46 214
3x50	1	0,2331	18,93	7 377
			<b>Итого</b>	<b>89 859</b>

Затраты на ремонт за одни год:

$$C_p = 2,3\% \cdot 1\,005\,713 = 23\,131 \text{ Руб}$$

Затраты на амортизацию за одни год:

$$C_a = 5\% \cdot 1\,005\,713 = 50\,286 \text{ Руб}$$

Ежегодные эксплуатационные расходы на кабели:

$$\begin{aligned} C_э &= C_{пот} + C_p + C_a = \\ &= 89\,859 + 23\,131 + 50\,286 = 163\,276 \text{ Rub} \end{aligned}$$

### Кредит

$$PMT = \frac{PV \cdot R}{1 - (1 + R)^{-n}} = \frac{825\,892 \cdot 0,1072}{1 - (1 + 0,1072)^{-14}} = 116\,547 \text{ Руб}$$

где  $PV = K \cdot 80\% = 1\,005\,713 \cdot 80\% = 825\,892 \text{ Руб}$

### Денежные потоки

Денежные потоки рассчитываются как и в первом варианте.

Таблица денежных потоков приведена ниже.

Таким образом, ЧДД = -3 007 974 Руб.

Денежные потоки представлены в таблице в приложении Ж.

### 3.3 Сравнительный анализ

Все полученные результаты я привела в таблице ниже.

Таблица 41 – Параметры для сравнения экономической эффективности

	БПИ	СПЭ
Ставка дисконтирования		8,63%
Процентная ставка по кредиту		10,72%
Продолжительность проекта		30 лет
Срок службы кабелей		30 лет
ЧДД	-3 197 767	-3 007 974
Капиталовложения	946 079	1 032 365
Годовые эксплуатационные расходы	184 641	163 276
Сумма займа	756 863	825 892
Собственные фонды	189 216	206 473

Из результатов видно, что в случае применения кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена стоимость инвестиций выше, но стоимость обслуживания ниже. Увеличенная стоимость обслуживания вызвана потерями в кабелях. После реконструкции 9 линий, идущих к трансформаторным подстанциям, заменяются на 6 линий, поэтому поперечное сечение увеличивается, что уменьшает сопротивление. Это позволяет получить результативное значение (ЧДД) выше, чем в первом случае.

Срок службы обоих кабелей равен.

С экономической точки зрения второй случай более выгоден.

### 3.4 Анализ чувствительности

Для полной картины необходимо провести анализ чувствительности. Анализ чувствительности показывает какова цена ошибки или изменений на рынке.

Анализ чувствительности производится на основе зависимости ЧДД от следующих экономических параметров:

- 1) Ставка дисконтирования
- 2) Процентная ставка по кредиту
- 3) Процент роста инфляции
- 4) Процент расходов на обслуживания
- 5) Доля займа

#### 1. ЧДД и ставка дисконтирования

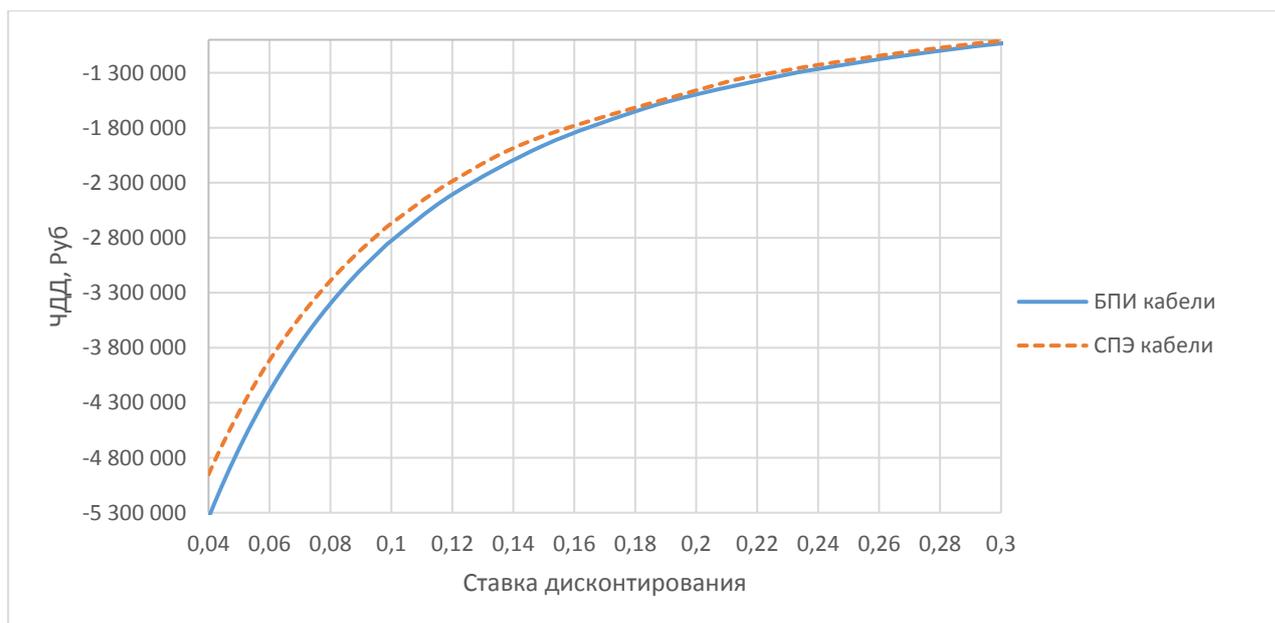


Рисунок 14 - Зависимость ЧДД от ставки дисконтирования

Чувствительность ЧДД к изменению ставки дисконтирования отражена на графике. Можно видеть, что проект чувствителен к изменению ставки дисконтирования и сильно влияет на его итоговую стоимость. Графики не пересекаются друг с другом, это означает, что проект с СПЭ кабелями будет более выгодным при всех возможных значениях ставки.

## 2. ЧДД и процентная ставка

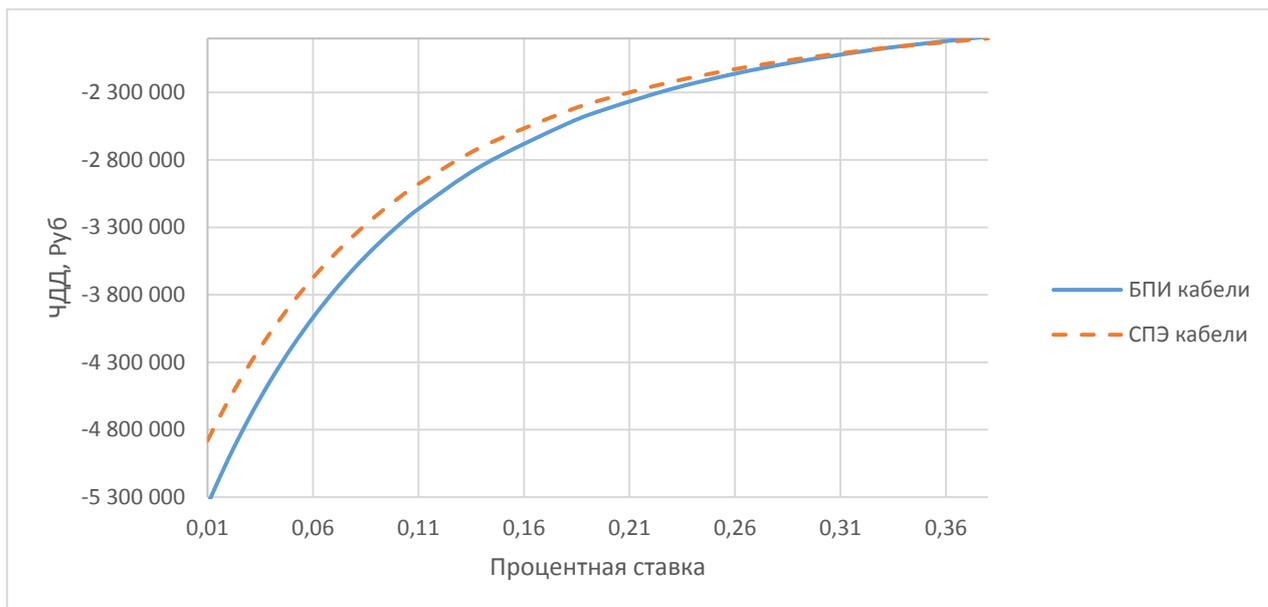


Рисунок 15 - Зависимость ЧДД от процентной ставки

В точке, где процентная ставка = 34%, значения ЧДД равны (ЧДД = -1 954 750 руб.). После этого пересечения проект с кабелями СПЭ неэффективен.

Доля кредита составляет 80% от инвестиций, поэтому проект очень зависит от процентной ставки. Существующая процентная ставка составляет 10,72%.

Процентная ставка 34% является теоретической, на практике такая ставка вряд ли возможна, поэтому реконструкция будет более экономически целесообразной с фактически возможной процентной ставкой.

### 3. ЧДД и процент инфляции

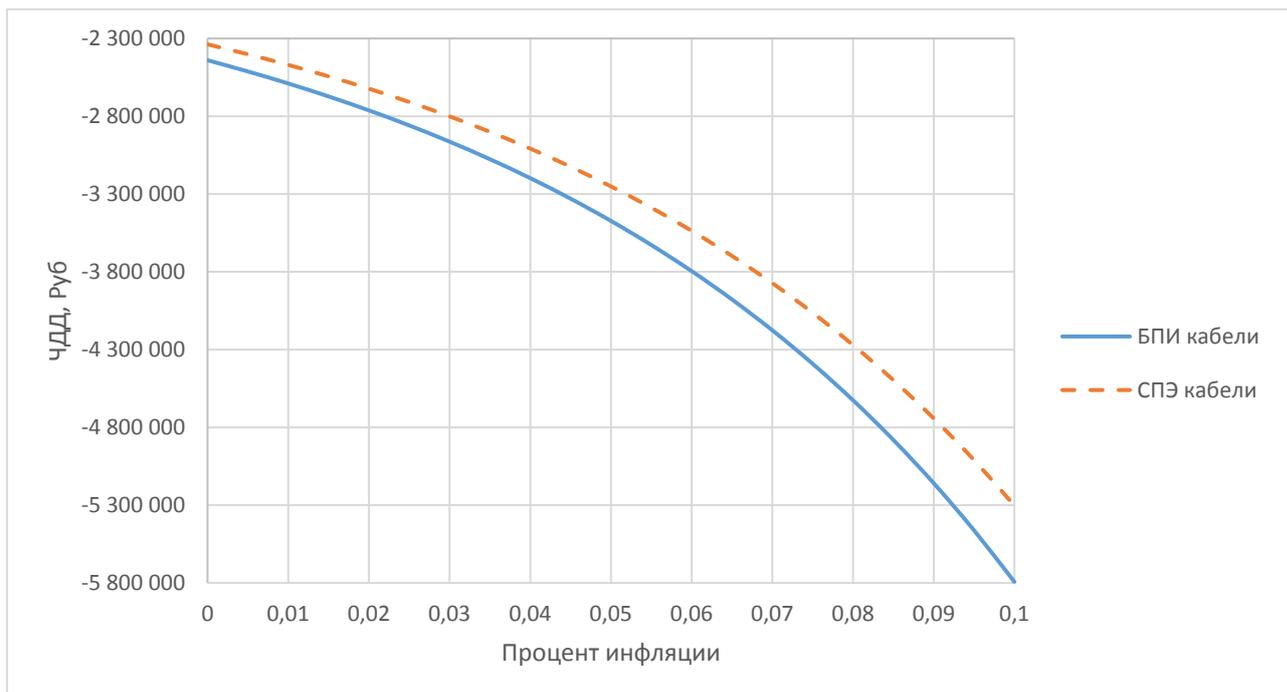


Рисунок 16 - Зависимость ЧДД и процента инфляции

На этом графике показана зависимость ЧДД от изменения инфляции. С ростом уровня инфляции увеличивается рентабельность реконструкции. Это объясняется разницей в стоимости обслуживания. Так как ежегодные расходы на обслуживание БПИ кабелей выше, а с ростом инфляции они становятся еще более высокими, а разница в расходах на обслуживание быстро растет. Чем меньше уровень инфляции, тем меньше расходы на обслуживание. Средний уровень инфляции в России составляет 4%.

#### 4. ЧДД и процент расходов на обслуживания

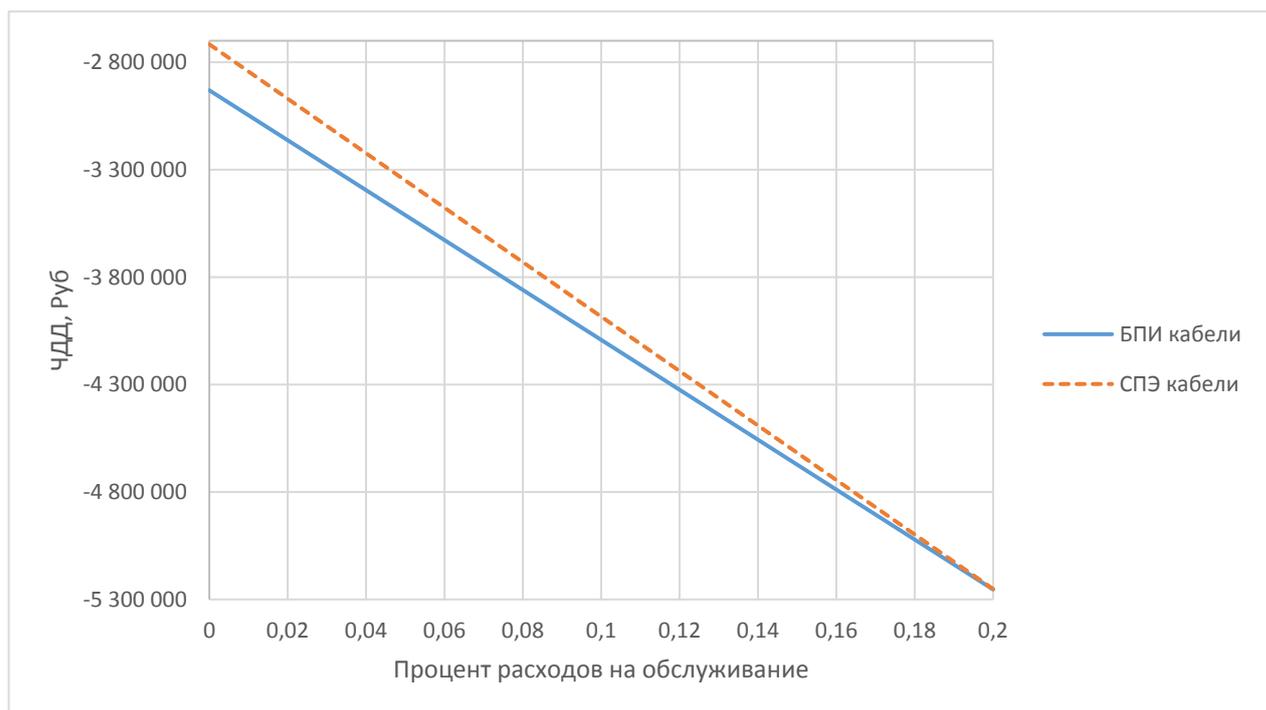


Рисунок 17 - Зависимость ЧДД от процента расходов на эксплуатацию

Чувствительность значения ЧДД измеряется при изменении процента расходов на обслуживание до 20%. Это значение слишком велико, эскалирование произведено до этого значения, чтобы лучше отобразить зависимость. На графике видно, что пересечение происходит в конце. Это можно объяснить тем, что установка кабелей с изоляцией из СПЭ является прибыльной, поскольку данный вид кабелей требует меньших затрат на эксплуатацию, поскольку инвестиции выше. Точка пересечения показывает максимально возможный процент расходов на обслуживание, при котором реконструкция является выгодной.

Фактическое значение составляет 2,3%. 20% - очень большой процент и не является возможным на практике. Постоянное развитие технологий приводит к снижению эксплуатационных расходов. Таким образом, расходы на обслуживание не будут увеличиваться. Следовательно, применение кабелей с СПЭ изоляцией является более выгодным вариантом схемы с возможным процентом затрат на обслуживание.

## 5. ЧДД и доля кредита

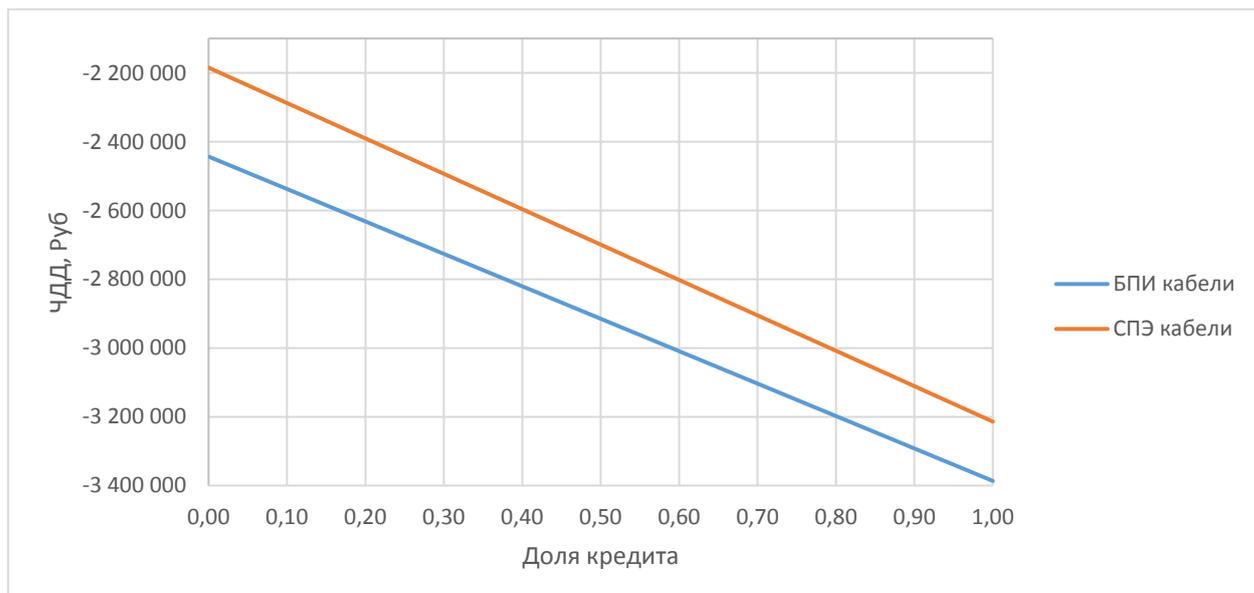


Рисунок 18 - Зависимость ЧДД и доли кредита

На графике видно, что чем больше доля займа, тем дороже становятся проекты. Таким образом, если есть свободные средства, в долгосрочной перспективе выгоднее инвестировать их.

В случае, если собственные средства составляют 100% от всех инвестиций, оба варианта являются более выгодными. Также на графике можно увидеть, что вариант с реконструкцией является немного менее чувствителен к доле займа.

Я приняла долю кредита 80%, соответственно собственные средства составляют 20%.

## Заключение

В своей диссертации я произвела расчет сети электроснабжения механического цеха предприятия «Сибэлектромотор».

В результате расчетов были определены следующие пункты:

- общая нагрузка механического цеха;
- общая мощность предприятия.

Основываясь на результатах расчета, была построена картограмма нагрузок для потребителей на 10 кВ, был определен центр нагрузок, установлена ГПП, определено количество ( $N = 9$ ) и мощность ( $S = 1600$  кВА,  $S = 630$  кВА) цеховых трансформаторов, а их распределение осуществлено по всем цехам завода.

Электропитание станции осуществляется от подстанции энергосистемы, расположенной на расстоянии 2,2 км от предприятия. Электроснабжение предприятия осуществляется через воздушную линию с напряжением 35 кВ. Для обеспечения надежности питания на ГПП были установлены два трансформатора ТМН-6300/35. Питание трансформаторной подстанции осуществляется по кабельным линиям с изоляцией из пропитанной бумаги на напряжение 10 кВ. Эта часть системы находилась на рассмотрении по вопросу реконструкции на кабели с СПЭ изоляцией.

Если сравнивать только стоимость инвестиций, то преимущества СПЭ кабелей по сравнению с кабелями с бумажной изоляцией не преобладают. Но если рассматривать технические характеристики этих кабелей, то они несомненно являются более предпочтительными. Они позволяют не только снизить эксплуатационные расходы и упростить схему, что повышает эффективность использования кабелей со сшитым полиэтиленом.

Что касается годовых эксплуатационных расходов, то в дополнение к расходам на потери электроэнергии и стоимости обслуживания и ремонта они должны включать возможные материальные потери в случае аварий в кабельных линиях. Данные для расчета потерь могут быть получены только через практическую эксплуатацию. Таких данных нет в открытом доступе,

поэтому я не учитывал этот параметр в своей работе. Но, если бы у меня был доступ к таким данным, реконструкция была бы еще более целесообразной, поскольку, согласно теоретическим источникам, вероятность отказа БПИ кабелей выше.

Потери мощности в новой предложенной схеме ниже, чем в традиционной, из-за меньшего поперечного сечения кабельных линий.

Полученное значение ЧДД показывает, что реконструкция экономически выгодна. Хотя, разница невелика. Но следует учитывать чувствительность проекта к ставке дисконтирования, инфляции и коэффициенту обслуживания.

Доля кредита также влияет на проект. Что касается его чувствительности к процентной ставке, если имеются собственные средства, разумнее будет использовать их в качестве инвестиций.

Расчеты выполнены на срок службы кабелей. В соответствии с их техническими характеристиками срок службы обоих кабелей равен 30 годам.

Следует также упомянуть, что коэффициент обслуживания для всех кабелей одинаковый, согласно источникам для проектирования электроснабжения. Это процент от инвестиционных затрат. Фактическая коэффициент может быть получена путем практического использования.

Из всего сказанного я могу заключить, что кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена отвечают самым высоким требованиям к электрическим, механическим и тепловым характеристикам. Высокая пропускная способность и низкий уровень повреждаемости кабелей позволяют применять их для питания объектов с повышенными требованиями к надежности. Минимальные эксплуатационные расходы, возможность передачи большой мощности и высокая надежность кабелей из сшитого полиэтилена позволяют мне говорить не только о технической возможности их использования, но и об их экономической эффективности.

## Список используемой литературы

### Книги

- [1] Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей. Москва – Энас, 2012.  
Доступно на: <http://padaread.com/?book=44864&pg=1>
- [2] Леонов, В.М., И.Б. Пешков, И.Б. Рязанов. Основы кабельной техники. Москва - Академия, 2006.
- [3] Planning of Electric Power Distribution - technical principles. Erlangen, Siemens AG, 2016.  
Доступно на: [https://w3.siemens.com/powerdistribution/global/en/consultant-support/download-center/tabcardpages/documents/planning-manuals/planning\\_of\\_electric\\_power\\_distribution\\_technical\\_principles.pdf](https://w3.siemens.com/powerdistribution/global/en/consultant-support/download-center/tabcardpages/documents/planning-manuals/planning_of_electric_power_distribution_technical_principles.pdf)
- [4] Александров, Д.С., Щербаков Е.Ф. Надежность и качество электроснабжения предприятия. Ульяновск - 2010.
- [5] Волков, Н.Г., Надежность. Томск – 2003
- [6] Сумарокова, Л.П., В.И. Толубинский, Энергоснабжение промышленных предприятий. Томск: Томский Политехнический Университет - 2012.  
Доступно на:  
[http://portal.tpu.ru/departments/kafedra/espp/literatura/Tab2/ENIN\\_Sumarokova%20L.P\\_.pdf](http://portal.tpu.ru/departments/kafedra/espp/literatura/Tab2/ENIN_Sumarokova%20L.P_.pdf)
- [8] Аникеенко, В.М., Основы кабельной техники, учебное пособие, часть 1. Томск: Томский Политехнический Университет - 2002.
- [13] Холянов, В.С., О.М. Холянова, Основы электроэнергетики. ДВГТУ, 2007  
Доступно на: [https://books.google.cz/books?id=CxWXCgAAQBAJ&pg=RA1-PA28&dq=%D1%85%D0%BE%D0%BB%D1%8F%D0%BD%D0%BE%D0%B2&hl=ru&sa=X&ved=0ahUKEwicy5Xxlt3QAhVI\\_SwKHbEpBtYQ6AEIHzAB#v=onepage&q=%D1%85%D0%BE%D0%BB%D1%8F%D0%BD%D0%BE%D0%B2&f=false](https://books.google.cz/books?id=CxWXCgAAQBAJ&pg=RA1-PA28&dq=%D1%85%D0%BE%D0%BB%D1%8F%D0%BD%D0%BE%D0%B2&hl=ru&sa=X&ved=0ahUKEwicy5Xxlt3QAhVI_SwKHbEpBtYQ6AEIHzAB#v=onepage&q=%D1%85%D0%BE%D0%BB%D1%8F%D0%BD%D0%BE%D0%B2&f=false)
- [15] Богородицкий, Н.П., В.В. Пасынков, Б.М. Тареев, Электротехнические материалы. Ленинград - 1985.  
Доступно на: [https://vk.com/doc-104968949\\_427785694?hash=17b067717f70ea3741&dl=b2b11a9a396f076e83](https://vk.com/doc-104968949_427785694?hash=17b067717f70ea3741&dl=b2b11a9a396f076e83)
- [16] Ларина, Е.Т., Силовые кабели и кабельные линии. – М.: Энергомиздат - 1984.
- [19] Субботин, Е.В., Силовые кабельные линии и муфты: лекция; Пермь: Пермский Государственный Технический Университет - 2006.  
Доступно на: <http://www.studfiles.ru/preview/5862360/>
- [20] Золотарев, В.М., Новые отечественные разработки в области силовых кабелей. Харьковский Политехнический Университет - 2006.
- [21] Калимгулов, А.Р., Эксплуатация и ремонт электропривода, электротехнических сетей и электрооборудования объектов газораспределительных сетей: лекция. Уфа, Уфимский Государственный Нефтяной Технический Университет – 2014.  
Доступно на: <http://www.studfiles.ru/preview/2180948/>
- [23] Михеев Г.М., Л.Г. Ефремов, С.Н. Баталыгин, А.Н. Пулин., Эффективность применения кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена взамен токопровода из алюминиевых шин. Чебоксары, Чувашский Государственный Университет - 2010.
- [24] Ларина, Е.Т., Силовые кабели и высоковольтные кабельные линии - 1996
- [28] Климова, Г.Н., А.В. Кабышев, Элементы электроснабжения в электроснабжении промышленных предприятий. Томск: Томский Политехнический Университет - 2008.

### Статьи

- [14] <http://multimedia.3m.com/mws/media/12279540/part-22.pdf>

[22] Булатова, В.М., Сравнительный анализ эксплуатационных характеристик современных высоковольтных кабелей. Нижнекамск: Нижнекамский Институт Информационных Технологий ФГБОУ КНИТУ им. А.Н. Туполева - 2012.

Available at <http://cyberleninka.ru/article/n/sravnitelnyy-analiz-ekspluatatsionnyh-harakteristik-sovremennyh-vysokovolnyh-kabeley>

#### **Другие источники**

[9] Кабели и изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10, 20, 35 кВ. ТУ 16.

#### **Ссылки**

[10] <http://forca.ru/stati/kabeli/primenenie-spe-kabeley-s-izolyaciey-iz-sshitogo-polietilena.html>

[11] <https://kabel-s.ru/producer/190/cat/7>

[12] <http://www.mpck.ru/cable/aashv/>

[17] [http://www.yug-cable.ru/?page\\_id=4500](http://www.yug-cable.ru/?page_id=4500)

[18] <http://www.elcable.ru/product/catalog/mark.html?mark=141>

[24] <http://www.mpck.ru/cable/aashv/>

[25] <http://www.optcable.ru/kabel-no-provodnikovaya-produkciya/kabel-silovoj-s-izolyaciej-iz-sshitogo-polietilena/apvv-3h35-16/>

[27] <http://fotocam.net/voprosotvet/raschet-poter-v-kabele>

[29] <http://www.forentrepreneurs.com/discount-rate-for-dcf/>

[30] <http://www.investinganswers.com/financial-dictionary/financial-statement-analysis/weighted-average-cost-capital-wacc-2905>

[31] <http://newtariffs.ru/tariff/rek-tomskoi-oblasti-tarify-na-elektroenergiyu>

[32] [http://www.cbr.ru/dkp/standart\\_system/Infl\\_exp\\_17-02.pdf](http://www.cbr.ru/dkp/standart_system/Infl_exp_17-02.pdf)

[33] <http://www.sberbank.ru/ru/legal/credits/financeip>

[34] [http://www.financeformulas.net/Loan\\_Payment\\_Formula.html](http://www.financeformulas.net/Loan_Payment_Formula.html)

[35] [http://www.sibelectromotor.ru/docs/report\\_final\\_2011.pdf](http://www.sibelectromotor.ru/docs/report_final_2011.pdf)

[36] <https://moluch.ru/archive/131/36642/>

## Приложение А

Таблица 51 – Электрическая нагрузка механического цеха

№	Наименование	Руст, кВт	Кисп	Сos φ	tgφ	η	Кпуск	Ином, А	Ипуск, А
1	Вертикально-фрезерный станок	8,0	0,20	0,65	1,17	0,89	5	21,0	105,1
2	Вертикально-фрезерный станок	8,0	0,20	0,65	1,17	0,89	5	21,0	105,1
3	Вертикально-фрезерный станок	8,0	0,20	0,65	1,17	0,89	5	21,0	105,1
4	Фрезерный станок	18,0	0,20	0,65	1,17	0,89	5	47,3	236,4
5	Фрезерный станок	18,0	0,20	0,65	1,17	0,89	5	47,3	236,4
6	Универсально-фрезерный станок	12,0	0,20	0,65	1,17	0,89	5	31,5	157,6
7	Универсально-фрезерный станок	12,0	0,20	0,65	1,17	0,89	5	31,5	157,6
8	Токарно-фрезерный станок	6,0	0,20	0,65	1,17	0,89	5	15,8	78,8
9	Токарно-фрезерный станок	6,0	0,20	0,65	1,17	0,89	5	15,8	78,8
10	Токарно-фрезерный станок	6,0	0,20	0,65	1,17	0,89	5	15,8	78,8
	Токарно-фрезерный станок	6,0	0,20	0,65	1,17	0,89	5	15,8	78,8
12	Токарно-фрезерный станок	12,0	0,20	0,65	1,17	0,89	5	31,5	157,6
13	Токарно-фрезерный станок	12,0	0,20	0,65	1,17	0,89	5	31,5	157,6
14	Настольно-сверлильный станок	4,5	0,20	0,65	1,17	0,89	5	11,8	59,1
15	Настольно-сверлильный станок	4,5	0,20	0,65	1,17	0,89	5	11,8	59,1
16	Настольно-сверлильный станок	4,5	0,20	0,65	1,17	0,89	5	11,8	59,1
17	Настольно-сверлильный станок	4,5	0,20	0,65	1,17	0,89	5	11,8	59,1
18	Настольно-сверлильный станок	4,5	0,20	0,65	1,17	0,89	5	11,8	59,1
19	Настольно-сверлильный станок	4,5	0,20	0,65	1,17	0,89	5	11,8	59,1
20	Настольно-сверлильный станок	4,5	0,20	0,65	1,17	0,89	5	11,8	59,1
21	Настольно-сверлильный станок	4,5	0,20	0,65	1,17	0,89	5	11,8	59,1
22	Резьбонарезной полуавтомат	6,0	0,20	0,65	1,17	0,89	5	15,8	78,8
23	Резьбонарезной полуавтомат	6,0	0,20	0,65	1,17	0,89	5	15,8	78,8
24	Резьбонарезной полуавтомат	6,0	0,20	0,65	1,17	0,89	5	15,8	78,8
25	Заточный станок	4,4	0,20	0,65	1,17	0,89	5	11,6	57,8
26	Заточный станок	4,4	0,20	0,65	1,17	0,89	5	11,6	57,8
27	Листозагибочная машина	15,0	0,20	0,65	1,17	0,89	5	39,4	197,0

28	Точильно-шлифовальный станок	3,0	0,20	0,65	1,17	0,89	5	7,9	39,4
29	Точильно-шлифовальный станок	3,0	0,20	0,65	1,17	0,89	5	7,9	39,4
30	Точильно-шлифовальный станок	3,0	0,20	0,65	1,17	0,89	5	7,9	39,4
31	Точильно-шлифовальный станок	3,0	0,20	0,65	1,17	0,89	5	7,9	39,4
32	Вертикально-сверлильный станок	2,0	0,20	0,65	1,17	0,89	5	5,3	26,3
33	Вертикально-сверлильный станок	4,0	0,20	0,65	1,17	0,89	5	10,5	52,5
34	Вертикально-сверлильный станок	4,0	0,20	0,65	1,17	0,89	5	10,5	52,5
35	Радиально-сверлильный станок	8,0	0,20	0,65	1,17	0,89	5	21,0	105,1
36	Радиально-сверлильный станок	8,0	0,20	0,65	1,17	0,89	5	21,0	105,1
37	Универсально-заточный станок	5,0	0,20	0,65	1,17	0,89	5	13,1	65,7
38	Универсально-заточный станок	5,0	0,20	0,65	1,17	0,89	5	13,1	65,7
39	Плоскошлифовальный станок	10,0	0,20	0,65	1,17	0,89	5	26,3	131,3
40	Полировальный станок	8,0	0,20	0,65	1,17	0,89	5	21,0	105,1
41	Полировальный станок	8,0	0,20	0,65	1,17	0,89	5	21,0	105,1
42	Сварочная машина	5,0	0,30	0,45	1,98	0,95	3	17,8	53,3
43	Сварочный агрегат ПВ=40%	4,0	0,30	0,45	1,98	0,95	3	14,2	42,6
44	Сварочный агрегат ПВ=40%	4,0	0,30	0,45	1,98	0,95	3	14,2	42,6
45	Сварочный агрегат ПВ=40%	4,0	0,30	0,45	1,98	0,95	3	14,2	42,6
46	Сварочный агрегат ПВ=40%	4,0	0,30	0,45	1,98	0,95	3	14,2	42,6
47	Сварочный агрегат ПВ=40%	4,0	0,30	0,45	1,98	0,95	3	14,2	42,6
48	Печь закалочная	12,0	0,75	0,95	0,33	0,98	-	19,6	-
49	Вентилятор	8,0	0,70	0,80	0,75	0,89	5	17,1	85,4
50	Вентилятор	10,0	0,70	0,80	0,75	0,89	5	21,3	106,7
51	Кран-балка ПВ=25%	10,0	0,06	0,45	1,98	0,89	5	37,9	189,7

## Приложение Б

Таблица 52 - Определение расчетных нагрузок механического цеха

№ п/п	Наименование узлов питания и групп ЭП	Количество ЭП $n$	Установленная мощность, приведенная к ПВ=100 %		$m=P_{н. макс}/P_{н. мин}$	Коэффициент использования $K_{и}$	$\cos\varphi/tg\varphi$	Средняя нагрузка за максимально загруженную смену		Эффективное число ЭП $n_{э}$	Коэффициент максимума $K_m$	Максимальная нагрузка			Расчеты токи, $I_m/I_n$
			Одного ЭП (наименьшего, наибольшего) $P_{н}$ , кВт	Общая $P_{н}$ , кВт				$P_{см}=K_{и} \cdot P_{см}$ , см	$Q_{см}=P_{см} \cdot tg\varphi$ , кВАр			$P_M=K_m \cdot P_{см}$ , кВт	$Q_M=Q_{см}$ при $n_{э}>10$ $Q_M=1,1 \cdot Q_{см}$ при $n_{э} \leq 10$ , кВА	$S_M=\sqrt{P_M^2 + Q_M^2}$ , кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Механический цех															
ПР1															
Приемники группы А															
1	Заточный станок	2	4,4	8,8		0,2	0,65/ 1,17	1,76	2,06						
2	Листозагибочная машина	1	15	15		0,2	0,65/ 1,17	3	3,51						
3	Точильно-шлифовальный станок	4	3	12		0,2	0,65/ 1,17	2,4	2,8						
4	Вертикально-сверлильный станок	1	2	2		0,2	0,65/ 1,17	0,4	0,47						
	<b>Итого по ПР1</b>	<b>9</b>	<b>2-15</b>	<b>37,8</b>	<b>&gt;3</b>			<b>7,56</b>	<b>8,85</b>	<b>5</b>	<b>2,42</b>	<b>18,3</b>	<b>9,73</b>	<b>20,72</b>	<b>31,48</b>
ПР2															
Приемники группы А															

1	Настольно-сверлильный станок	8	4,5	36		0,2	0,65/ 1,17	7,2	8,42						
	<b>Итого по ПР2</b>	<b>8</b>	<b>4.5</b>	<b>36</b>	<b>&lt;3</b>			<b>7,2</b>	<b>8,42</b>	<b>8</b>	<b>1,99</b>	<b>14,33</b>	<b>9,27</b>	<b>17,06</b>	<b>25,93</b>
ПР3															
Приемники группы А															
1	Фрезерный станок	2	18	36		0,2	0,65/ 1,17	7,2	8,42						
2	Универсально-фрезерный станок	2	12	24		0,2	0,65/ 1,17	4,8	5,62						
3	Кран-балка ПВ=25%	1	2,5	2,5		0,06	0,45/ 1,98	7	5,25						
	<b>Итого по группе А</b>		<b>2,5-18</b>	<b>62,5</b>	<b>&gt;3</b>			<b>19</b>	<b>19,29</b>	<b>4,2</b>	<b>2,14</b>	<b>33,98</b>	<b>16,3</b>		
Приемники группы Б															
1	Вентилятор	1	10	10		0,7	0,8/ 0,75	0,15	0,3						
	<b>Итого по группе Б</b>		<b>10</b>	<b>10</b>				<b>0,15</b>	<b>0,3</b>			<b>4,38</b>	<b>5,25</b>		
	<b>Итого по ПР3</b>		<b>2,5-18</b>	<b>72,5</b>				<b>19,15</b>	<b>19,59</b>	<b>5</b>	<b>2</b>	<b>38,3</b>	<b>21,55</b>	<b>43,94</b>	<b>66,77</b>
ПР4															
Приемники группы А															
1	Радиально-сверлильный станок	1	8	8		0,2	0,65/ 1,17	1,6	1,87						
2	Универсально-заточный станок	2	5	10		0,2	0,65/ 1,17	2	2,34						

3	Плоскошлифовальный станок	1	10	10		0,2	0,65/ 1,17	2	2,34						
4	Сварочный агрегат ПВ=40%	2	2,53	5,06		0,3	0,45/ 1,98	1,52	3						
	<b>Итого по группе А</b>		<b>2,53-10</b>		<b>&gt;3</b>			<b>7,12</b>	<b>8,31</b>	<b>5</b>	<b>2,42</b>	<b>17,23</b>	<b>8,3</b>		
Приемники группы Б															
1	Печь закалочная	1	12	12		0,75	0,95/ 0,33	9	2,97						
	<b>Итого по группе Б</b>	<b>1</b>	<b>12</b>	<b>12</b>				<b>9</b>	<b>2,97</b>			<b>9,53</b>	<b>4,1</b>		
	<b>Итого по ПР4</b>		<b>2,53-12</b>	<b>45,06</b>				<b>16,12</b>	<b>11,28</b>	<b>6</b>	<b>1,66</b>	<b>26,76</b>	<b>12,4</b>	<b>29,49</b>	<b>44,81</b>
ПР5															
Приемники группы А															
1	Вертикально-сверлильный станок	2	4	8		0,2	0,65/ 1,17	1,6	1,88						
2	Радиально-сверлильный станок	1	8	8		0,2	0,65/ 1,17	3,2	1,87						
3	Сварочная машина	1	0,4	0,4		0,3	0,45/ 1,98	3	2,97						
4	Сварочный агрегат ПВ=40%	3	1,6	4,8		0,3	0,45/ 1,98	0,96	2,94						
	<b>Итого по ПР5</b>	<b>9</b>	<b>0,4-8</b>	<b>25,8</b>	<b>&gt;3</b>			<b>6,14</b>	<b>9,57</b>	<b>5,17</b>	<b>2,42</b>	<b>14,86</b>	<b>10,52</b>	<b>18,21</b>	<b>27,66</b>
ПР6															
Приемники группы А															

1	Токарно-фрезерный станок	4	6	24		0,2	0,65/ 1,17	4,8	5,6						
2	Токарно-фрезерный станок	2	12	24		0,2	0,65/ 1,17	4,8	4,2						
3	Поливальный станок	2	8	16		0,2	0,65/ 1,17	3,2	3,74						
	<b>Итого по ПР6</b>	<b>9</b>	<b>6-12</b>	<b>64</b>	<b>&lt;3</b>			<b>12,8</b>	<b>14,98</b>	<b>7</b>	<b>2,1</b>	<b>26,88</b>	<b>16,47</b>	<b>31,53</b>	<b>47,9</b>
ПР7															
Приемники группы А															
1	Вертикально-фрезерный станок	3	8	24		0,2	0,65/ 1,17	4,8	5,61						
2	Резьбонарезный полуавтомат	3	6	18		0,2	0,65/ 1,17	3,6	4,2						
3	Вентилятор	1	8	8		0,2	0,8/ 0,75	5,6	4,2						
	<b>Итого по ПР7</b>	<b>9</b>	<b>6-8</b>	<b>50</b>	<b>&lt;3</b>			<b>14</b>	<b>14,03</b>	<b>7</b>	<b>1,8</b>	<b>25,2</b>	<b>15,43</b>	<b>29,55</b>	<b>44,9</b>
	Итого силовая нагрузка по цеху	51	2-18	331.16				82,97	86,72			164,6	95,37	190,5	
	Электрическое освещение			46		0,85		39,11				39,11			
	<b>Итого по цеху</b>	<b>51</b>		<b>377,16</b>				<b>122,1</b>	<b>86,72</b>			<b>203,7</b>	<b>95,37</b>	<b>224,9</b>	

## Приложение В

Таблица 53 - Расчетные нагрузки 0,38 и 10 кВ по цехам завода по установленной мощности и коэффициенту спроса

№ по ген. плану	Наименование потребителей	Силовая нагрузка				
		P <sub>н</sub> , кВт	K <sub>с</sub>	cosφ/tgφ	P <sub>р</sub> , кВт	Q <sub>р</sub> , кВар
1	2	3	4	5	6	7
<b>Потребители электроэнергии 0,38 кВ:</b>						
1	Административный корпус	680	0,4	0,8/0,75	272	204
2	Инструментальный цех	1250	0,35	0,7/1,02	437,5	446,3
3	Главный корпус	4500	0,4	0,75/0,88	1800	1587,5
4	Станция очистки воды	640	0,6	0,8/0,75	384	288
5	ДК "Мотор"	550	0,4	0,7/1,02	220	224,4
6	Административное здание	350	0,4	0,8/0,75	140	105
7	Корпус вспомогательных служб	300	0,3	0,7/1,02	90	91,8
8	Складской корпус	185	0,3	0,8/0,75	55,5	41,6
9	Механический корпус	331	0,3	0,8/0,75	99,3	74,5
10	Гаражный комплекс	210	0,2	0,7/1,02	42	42,9
11	Обрубной корпус	250	0,4	0,75/0,88	100	88,2
12	Компрессорная 0,38 кВ	180	0,4	0,75/0,88	72	63,5
13	Склад №1	172	0,3	0,8/0,75	51,6	38,7
14	Водонасосная	450	0,6	0,8/0,75	270	202,5
15	Чугунолитейный цех	2980	0,4	0,75/0,88	1192	1051,3
16	Склад №2	115	0,3	0,8/0,75	34,5	25,9
	<b>Итого по 0,38 кВ</b>	<b>13143</b>			<b>5260,4</b>	<b>4576</b>
<b>Потребители электроэнергии 10 кВ:</b>						
12	Компрессорная 10 кВ СД 2x630 кВт	1260	0,4	0,75/0,88	504	444,5
	<b>Итого по 10 кВ</b>	<b>1260</b>			<b>504</b>	<b>444,5</b>

Таблица 54 - Расчетные осветительные нагрузки по цехам завода

№ по ген. плану	Наименование потребителей	F, м <sup>2</sup>	Руд.о, Вт/ м <sup>2</sup>	Рн.о, кВт	Кс.о	Рро, кВт	Рр+Рро, кВт	Qр, кВт	Sp, кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Потребители электроэнергии 0,38 кВ:</b>									
1	Административный корпус	2133	20	42,66	0,9	38,39	310,39	204	389,92
2	Инструментальный цех	1058	15	15,87	0,85	13,49	450,99	446,3	646,01
3	Главный корпус	4640	20	92,8	0,85	78,88	1878,88	1587,5	2513,31
4	Станция очистки воды	84,5	18	1,521	1	1,52	385,52	288	481,9
5	ДК "Мотор"	650	20	13	0,9	11,7	231,7	224,4	331,9484
6	Административное здание	706	20	14,12	0,9	12,71	152,71	105	191,52
7	Корпус вспомогательных служб	2450	18	45,72	0,85	38,86	128,86	91,8	189,15
8	Складской корпус	1411	17	23,99	0,6	14,39	69,89	41,6	91,86
9	Механический корпус	3834	12	46,01	0,85	39,11	138,41	74,5	176,16
10	Гаражный комплекс	1610	17	27,37	0,6	16,422	58,42	42,9	91,77
11	Обрубной корпус	160	16	2,56	1	2,56	102,56	88,2	136,75
12	Компрессорная 0,38 кВ	429	15	6,44	1	6,44	78,44	63,5	104,58
13	Склад №1	730	18	13,14	0,6	7,88	59,48	38,7	76,79
14	Водонасосная	6116	18	110,09	0,85	93,57	363,58	202,5	462,01
15	Чугунолитейный цех	2592	19	49,25	0,85	41,86	1233,86	1051,3	1649,46
16	Склад №2	204	18	3,67	0,6	2,2	36,7	25,9	46,55
	<b>Итого по 0,38 кВ</b>	<b>28897,5</b>		<b>508,12</b>		<b>419,99</b>	<b>5680,39</b>	<b>4576</b>	<b>7579,69</b>
<b>Потребители электроэнергии 10 кВ:</b>									
12	Компрессорная 10 кВ СД 2х630 кВт		15	-	-	-	504	444,5	672
	<b>Итого по 10 кВ</b>		<b>-</b>	<b>6,44</b>	<b>-</b>	<b>6,44</b>	<b>504</b>	<b>444,5</b>	<b>672</b>

## Приложение Г

Таблица 54 – Выбор компенсирующих устройств 0,4 кВ

Тр	$\Sigma Q$ по цехам, кВар	Расчетная нагрузка $Q_{\max}$ тр-в кВар	Расчетная мощность $Q_{\text{бкн1}}$ , кВар	Марка БК	Кол-во и факт. мощ. БК, кВар	Факт. Мощ. БК,кВар	$Q_p$ после комп., кВар
ТП1	240,37	473,7	233,34	УКМ 58-04-100-33,3У3 УКМ 58-04-30-10У3	2x100 1x30	100 30	470,37
ТП2	1985,2	1958,43	0	-	-	-	1958,43
ТП3	240,37	600,99	360,66	УКМ 58-04-100-33,3У3 УКМ 58-04-67-33,3У3	3x100 1x67	100 67	607,37
ТП4	240,37	354,96	114,59	УКМ 58-04-100-33,3У3 УКМ 58-04-20-10У3	1x100 1x20	100 20	360,37
ТП5	717,09	521,87	0	-	-	-	717,09
ТП6	717,09	1094,68	377,59	УКМ 58-04-100-33,3У3 УКМ 58-04-180-30 У3	2x100 1x180	100 180	1097,09
Итого	4140,47	5004,64	890,93			1097	5210,7

## Приложение Д

Таблица 55 – Выбор автоматических выключателей и токоведущих частей для электроприемников.

№	Наименование	Идл, А	Икр, А	Икр*1, 5, А	Аппарат защиты	Ин. защ, А	Икз, А	Идоп, А	Марка кабеля
1	Вертикально-фрезерный станок	21,0	105,1	157,65	ВА57-35	40	200	200	4х70
2	Вертикально-фрезерный станок	21,0	105,1	157,65	ВА57-35	40	200	200	4х70
3	Вертикально-фрезерный станок	21,0	105,1	157,65	ВА57-35	40	200	200	4х70
4	Фрезерный станок	47,3	236,4	354,6	ВА57-35	80	400	450	4х185
5	Фрезерный станок	47,3	236,4	354,6	ВА57-35	80	400	450	4х185
6	Универсально-фрезерный станок	31,5	157,6	236,4	ВА57-35	50	250	270	4х120
7	Универсально-фрезерный станок	31,5	157,6	236,4	ВА57-35	50	250	270	4х120
8	Токарно-фрезерный станок	15,8	78,8	118,2	ВА57-35	25	125	135	4х35
9	Токарно-фрезерный станок	15,8	78,8	118,2	ВА57-35	25	125	135	4х35
10	Токарно-фрезерный станок	15,8	78,8	118,2	ВА57-35	25	125	135	4х35
11	Токарно-фрезерный станок	15,8	78,8	118,2	ВА57-35	25	125	135	4х35
12	Токарно-фрезерный станок	31,5	157,6	236,4	ВА57-35	50	250	270	4х120
13	Токарно-фрезерный станок	31,5	157,6	236,4	ВА57-35	50	250	270	4х120
14	Настольно-сверлильный станок	11,8	59,1	88,65	ВА57-35	20	100	115	4х25
15	Настольно-сверлильный станок	11,8	59,1	88,65	ВА57-35	20	100	115	4х25
16	Настольно-сверлильный станок	11,8	59,1	88,65	ВА57-35	20	100	115	4х25
17	Настольно-сверлильный станок	11,8	59,1	88,65	ВА57-35	20	100	115	4х25
18	Настольно-сверлильный станок	11,8	59,1	88,65	ВА57-35	20	100	115	4х25
19	Настольно-сверлильный станок	11,8	59,1	88,65	ВА57-35	20	100	115	4х25
20	Настольно-сверлильный станок	11,8	59,1	88,65	ВА57-35	20	100	115	4х25
21	Настольно-сверлильный станок	11,8	59,1	88,65	ВА57-35	20	100	115	4х25
22	Резьбонарезной полуавтомат	15,8	78,8	118,2	ВА57-35	25	125	135	4х35
23	Резьбонарезной полуавтомат	15,8	78,8	118,2	ВА57-35	25	125	135	4х35
24	Резьбонарезной полуавтомат	15,8	78,8	118,2	ВА57-35	25	125	135	4х35
25	Заточный станок	11,6	57,8	86,7	ВА57-35	20	100	115	4х25



## Приложение Е

Таблица 56 – Денежные потоки (CF) варианта схемы с кабелями с БПИ

<b>Год</b>	<b>CF, Руб</b>	<b>DCF, Руб</b>	<b>CDCF, Руб</b>
0	-189 216	-189 216	-189 216
1	-234 530	-215 899	-405 114
2	-237 227	-201 033	-606 147
3	-243 981	-190 332	-796 479
4	-251 046	-180 285	-976 764
5	-258 440	-170 851	-1 147 615
6	-266 179	-161 988	-1 309 603
7	-274 283	-153 660	-1 463 263
8	-282 773	-145 832	-1 609 095
9	-291 671	-138 471	-1 747 566
10	-301 000	-131 548	-1 879 113
11	-310 786	-125 034	-2 004 148
12	-321 056	-118 905	-2 123 053
13	-331 839	-113 135	-2 236 188
14	-343 167	-107 703	-2 343 891
15	-248 267	-71 729	-2 415 620
16	-258 499	-68 752	-2 484 372
17	-269 140	-65 895	-2 550 267
18	-280 206	-63 155	-2 613 422
19	-291 715	-60 526	-2 673 948
20	-303 685	-58 004	-2 731 952
21	-316 133	-55 585	-2 787 536
22	-329 080	-53 264	-2 840 801
23	-342 544	-51 039	-2 891 840
24	-356 546	-48 905	-2 940 745
25	-371 109	-46 859	-2 987 604
26	-393 778	-45 771	-3 033 375
27	-409 529	-43 821	-3 077 196
28	-425 910	-41 953	-3 119 149
29	-442 947	-40 165	-3 159 314
30	-460 665	-38 453	-3 197 767

## Приложение Ж

Таблица 57 – Денежные потоки (CF) варианта схемы с кабелями с СПЭ изоляцией

<b>Год</b>	<b>CF, Руб</b>	<b>DCF, Руб</b>	<b>CDCF, Руб</b>
0	-206 473	-206 473	-206 473
1	-225 356	-207 453	-413 926
2	-227 076	-192 431	-606 357
3	-233 175	-181 902	-788 259
4	-239 563	-172 038	-960 298
5	-246 255	-162 796	-1 123 094
6	-253 270	-154 132	-1 277 226
7	-260 626	-146 009	-1 423 235
8	-268 343	-138 390	-1 561 624
9	-276 444	-131 242	-1 692 866
10	-284 951	-124 534	-1 817 400
11	-293 889	-118 236	-1 935 636
12	-303 286	-112 324	-2 047 960
13	-313 170	-106 771	-2 154 730
14	-323 574	-101 554	-2 256 284
15	-217 983	-62 979	-2 319 263
16	-227 031	-60 383	-2 379 646
17	-236 441	-57 889	-2 437 535
18	-246 227	-55 496	-2 493 032
19	-256 404	-53 199	-2 546 231
20	-266 989	-50 995	-2 597 226
21	-277 997	-48 879	-2 646 105
22	-289 445	-46 849	-2 692 954
23	-301 351	-44 901	-2 737 855
24	-313 734	-43 033	-2 780 888
25	-326 611	-41 240	-2 822 129
26	-348 214	-40 475	-2 862 604
27	-362 143	-38 750	-2 901 354
28	-376 628	-37 099	-2 938 453
29	-391 693	-35 518	-2 973 970
30	-407 361	-34 004	-3 007 974