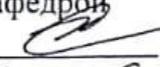


Министерство образования и науки российской федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

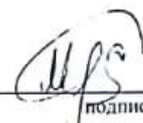
Зав. кафедрой

 Н.В. Савина
« 22 » 06 2018 г.

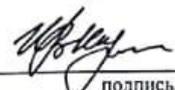
БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование системы электроснабжения отделения Б-10/2 цеха
подготовки розлива углеводородных фракций ООО «СИБУР Тобольск»

Исполнитель
студент группы 442-об4

 22.06.2018 А.О. Масалов
подпись, дата

Руководитель
доктор тех. наук,
профессор

 И.В. Наумов
подпись, дата

Консультант:
по безопасности
жизнедеятельности
доцент, канд. тех. наук

 08.06.2018 А.Б. Булгаков
подпись, дата

Нормоконтроль
доцент

 А.Г. Ротачева
подпись, дата

Благовещенск 2018 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой


" 07 " 05

Н.В. Савина
2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Масалова Александра Олеговича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование системы электроснабжения отделения Б-10/2 цеха подготовки розлива углеводородных фракций ООО «Сибур Тобольск» (утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 25.06.2018 г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: характеристики технологического процесса производства ЦПРУФ, характеристика потребителей отделений ЦПРУФ, однолинейная схема ТП-303, электрические нагрузки и напряжения по ЦПРУФ и контрольный день замеров на 20 декабря 2017 г., ППР 2018.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов)

Проектирование системы электроснабжения с разработкой двух вариантов подключения к сети, технико-экономический анализ двух вариантов системы электроснабжения и выбор оптимального варианта системы электроснабжения, расчет токов КЗ, выбор и проверка низковольтного электрооборудования на ТП-303.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 чертежей (формата А1), 19 таблиц, 6 рисунков.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов)

Булгаков А. Б – консультант по части Безопасность и экологичность.

7. Дата выдачи задания 21.03.2018 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы:

Наумов И. В., доктор тех. наук, профессор

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)



Задание принял к исполнению (дата): 21.03.2018 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 94 с., 6 рисунков, 19 таблиц, 96 формул, 40 использованных источников.

КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАСЧЕТ НАГРУЗОК, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ, НАПРЯЖЕНИЕ, НАГРУЗКА, СЕЧЕНИЕ ПРОВОДА, ТРАНСФОРМАТОР, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ.

В выпускной квалификационной работе (ВКР) разработана система электроснабжения отделения Б-10/2 цеха ПРУФ ООО «Сибур Тобольск». В процессе дипломного проектирования были решены такие задачи как: расчет электрических нагрузок, расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка низковольтного оборудования, разработана рациональная схема внутризаводского электроснабжения, произведен экономический расчет, на основе современных методик произведен выбор проводникового материала.

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

АВР – автоматический ввод резерва

АРМ – автоматизированное рабочее место

КЗ – короткое замыкание

КЛ – кабельная линия электропередачи

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

ЛВС – локальная вычислительная сеть

РП – распределительный пункт

ТН – трансформатор напряжения

ТП – трансформаторная подстанция

ТТ – трансформатор тока

ЭП – электроприемник

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика ООО « Сибур Тобольск»	9
1.1 Краткое описание ООО « Сибур Тобольск»	9
1.1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности	9
1.1.3 Характеристика центров питания	12
1.1.4 Технологический процесс ООО « Сибур Тобольск»	12
1.1.5 Характеристика электроприёмников отделения Б-10/2 цеха ПРУФ	13
2 Расчёт электрических нагрузок	14
2.1 Расчёт низковольтной нагрузки	14
2.2 Расчёт осветительной нагрузки	18
2.3 Выбор питающего кабеля	19
2.4 Выбор двух вариантов низковольтного электроснабжения	20
2.5 Расчет электрических нагрузок для низковольтной сети по второму этапу	22
2.5.1 Расчет электрических нагрузок для варианта выполненного шинпроводами	22
2.5.2 Расчет электрических нагрузок для варианта выполненного с использованием силовых пунктов и кабелей	24
2.5.3 Выбор сечения кабелей	28
2.6 Расчет токов короткого замыкания	31
2.6.1 Расчет трехфазных токов КЗ	31
2.6.2 Расчёт однофазных токов КЗ	39
2.7 Проверка и выбор проводников	44
2.7.1 Выбор и проверка шинпроводов	44
2.8 Выбор аппаратов защиты	45
2.9 Выбор и проверка автоматических выключателей	48

2.10	Выбор распределительных шкафов и силовых пунктов	52
2.11	Конструктивное исполнение низковольтной сети	54
2.12	Устройства автоматики	55
3	Организационно – экономическая часть	57
3.1	Выбор оптимального варианта схемы низковольтного снабжения	57
3.2	Расчет капиталовложений на строительство ТП-303	63
3.3	Расчет амортизационных отчислений	63
3.4	Расчет эксплуатационных затрат	64
4	Безопасность и экологичность	67
4.1	Безопасность	67
4.1.1	Техника безопасности при эксплуатации ТП	72
4.2	Расчет системы искусственного освещения	76
4.3	Экологичность	82
4.4	Чрезвычайные ситуации	83
4.4.1	Сведения о составе противоаварийных сил аварийно-спасательных и других служб используемых для локализации и ликвидации последствий аварий на ОПО ООО «Сибур Тобольск»	83
4.4.2	Первоочередные действия при получении сигнала об аварии на объекте	84
4.4.3	Защита от террористических действий	86
4.4.4	Тушение пожара	87
	Заключение	90
	Библиографический список	91

ВВЕДЕНИЕ

Рациональное электроснабжение промышленных предприятий, отдельных производственных цехов и прочих объектов является важной задачей на этапе ввода их в действие. Основную массу сетей промышленных предприятий составляют сети напряжением до 1 кВ, они обслуживают большинство технологических процессов. Доля этих сетей примерно составляет 60-80 % длины всех электрических сетей. Системы электроснабжения, обеспечивающие электрической энергией промышленные объекты, оказывают существенное влияние на работу электроприводов, осветительных, преобразовательных и электротехнологических установок и, в конечном счете, на производственный процесс в целом. Темп времени требует постоянного повышения надежности внутрицеховых электрических сетей и сетей внутризаводского электроснабжения, внедряя новые технологические решения и электрооборудование. Бесперебойное электроснабжение приемников энергией требуемого качества является важным условием для нормального функционирования промышленных предприятий.

Актуальность темы обусловлена тем, что на предприятии идет постоянное развитие, неизбежно растет нагрузка на систему электроснабжения, характеризующаяся вводом новых мощностей, а так же со временем необходимо модернизировать систему электроснабжения посредством замены старого электрооборудования на новое и более совершенное.

В качестве задания на бакалаврскую работу была взята тема: «Проектирование системы электроснабжения отделения Б – 10/2 цеха подготовки розлива углеводородных фракций ООО «Сибур Тобольск»», в ходе работы будет спроектирована система электроснабжения, отвечающая современным требованиям надежности, экономичности, безопасности и экологичности.

Для выполнения поставленной цели в выпускной квалификационной

работе необходимо решить следующие задачи:

- проектирование системы электроснабжения потребителей с разработкой двух вариантов подключения к существующей сети,
- технико-экономический анализ двух вариантов системы электроснабжения и выбор оптимального варианта системы электроснабжения;
- расчет токов короткого замыкания ;
- выбор и проверка низковольтного электрооборудования на ТП-303;

Для выполнения данных задач используется следующее программное обеспечение: Microsoft Office Word 2010 г., Microsoft Office Excel 2010 г., Microsoft Office Visio 2010 г., MathType 6.0 Equation, Mathcad 15.0.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ООО «СИБУР ТОБОЛЬСК»

1.1 Краткое описание ООО «Сибур Тобольск»

1.1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности

Тобольск — город в Тюменской области России. Расположен на севере Тюменской области, в месте впадения реки Тобол в Иртыш. Тюменская область расположена в самом центре Евразии, протянувшись от границ Республики Казахстан до берегов Северного Ледовитого океана. Ее территория составляет 160,1 тыс. км².

Климат Тобольска среднеконтинентальный, в летнее время формирующийся главным образом под воздействием циклонов, перемещающихся с запада. Однако внедрение арктического воздуха вызывает похолодание и заморозки в начале и конце летнего периода. В зимнее время континентальность климата усиливают антициклоны Центральной Азии, обуславливая относительную суровость зимнего периода .

Климат характеризуется следующими особенностями: суровая холодная зима, короткие весна и осень, непродолжительный безморозный период. Наблюдаются резкие колебания температуры не только по временам года, но и в течение суток, особенно весной.

Беспрепятственное проникновение арктических масс воздуха с севера и сухих с Казахстана, обуславливает резкие изменения погоды и приводит к общей неустойчивости климата.

К благоприятным климатическим факторам следует отнести сравнительно теплое лето, довольно продолжительный световой день и вегетационный период, способствующие хорошему росту и развитию растительности.

В физико-географическом отношении, район является частью обширной Западно - Сибирской равнины и находится в пределах южной тайги, и

подтайги. Территория района представляет собой плоско-волнистую равнину, распространяющуюся к западу и северо-западу от пойм рек Тобола и Иртыша представляет массив государственного лесного фонда. Территория района покрыта густой сетью рек, как больших, являющимися основными магистралями стока, так и мелких их притоков. Самые крупные реки, протекающие в районе, река Иртыш, Тобол у города Тобольска .

По всему району в течение 5 месяцев, начиная с ноября и по март, средние месячные температуры воздуха остаются отрицательными, а с апреля по октябрь - положительными .

Средняя годовая температура воздуха близка к 0°С, но остается положительной и составляет 0,2° С. Годовой ход температур характеризуется минимумом в январе - феврале и максимумом в июле.

Среднесуточная температура самого холодного периода ноябрь - март - 22,0 С. Средняя температура самого жаркого периода - июля +23,60 С.

Зима суровая, морозная и продолжительная. Самые холодные месяцы: январь и февраль с максимальной минимальной температурой -51,80 С.

Лето сравнительно теплое и дождливое. Самый жаркий месяц - июль, его максимальная температура +39,60С.

Годовая амплитуда температуры воздуха достигает 44°. Продолжительность периода со средней суточной температурой выше 0° - 190 дней, выше +5 и +10° - соответственно 157 и 116.

Средние месячные величины относительной влажности в зимние месяцы (декабрь, январь, февраль) составляют 77-81%. Относительная влажность весной в марте, апреле и в мае составляет 62-74%. В летние месяцы средняя месячная величина относительной влажности колеблется в значительных пределах от 66 до 78%. Относительная влажность осенью несколько увеличивается и в сентябре-ноябре составляет 78-83% [1]. Среднегодовая сумма выпадающих осадков насчитывает 400-450 мм/год, из них около 360 мм - в теплый период. Число дней с осадками - 160-170. Устойчивый снежный покров устанавливается в первой декаде ноября и сходит 20 апреля с

отклонением в сторону более ранних и поздних сроков до 15 дней. Среднегодовое количество осадков - 575 мм. Среднегодовое количество солнечных дней - 165 дней. Среднегодовое количество дней с устойчивым снежным покровом составляет 165 дней. Средняя высота снежного покрова - 0,5 м. Среднегодовое количество дней промерзания почвы - 106 дней. Максимальная глубина промерзания грунта - 2,1 м. Преобладающими являются ветры западного направления, в зимний период преобладают ветры юго-западного направления, весной и осенью - ветры юго-восточного направления. Для летних месяцев характерны ветры - северного и северо-западного направлений.

Скорость ветра в течение года меняется незначительно и составляет в среднем 5-7 м/с. Максимальная из средних скоростей по румбам за январь - 6,3 м/сек. Максимальная из средних скоростей по румбам за июль - 4,1 м/сек.

Основную массу атмосферных осадков на территорию района, приносят ветры северного и северо-западного направления. Общая сумма осадков составляет 466 мм в год. В зимний период регистрируется по 15-24 мм осадков в месяц. Большая часть осадков, таким образом, приходится на летние месяцы года (июнь-август) - 58-72 мм

Таблица 1 – Климатические условия

№ п/п	Климатические условия	Расчетные величины
1	Район по гололеду 25 летней повторяемости	II
2	Нормативная стенка гололеда, мм	25
3	Район по ветру 25 летней повторяемости	I
4	Нормативное ветровое давление, м/сек	25 м/сек
5	Годовое количество осадков, мм	575
6	Низшая температура воздуха, °С	-50
7	Средняя из абсолютных минимумов температура воздуха, °С	-45
8	Расчетная температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С	-45
9	Среднегодовая температура воздуха, °С	0,0
10	Число грозных часов в год	20
11	Высота снежного покрова, макс/средняя, см	60/20
12	Температура гололедообразования, °С	-5
13	Преобладающее направление ветра	СЗ

14	Продолжительность отопительного периода, сутки	270
15	Сейсмичность района, баллы (группа В)	6
16	Среднегодовая скорость ветра, м/с	2,6

1.1.3 Характеристика центров питания

Основным источником электроснабжения потребителей ООО «Сибур Тобольск» является «Тобольская ТЭЦ» электрической мощностью 665, 3 МВт и тепловой мощностью 2223 Гкал/ч (2585, 3 МВт), на сегодняшний день является самым ключевым поставщиком тепла и электричества и единственным производителем технологического пара для ООО «Сибур Тобольск». «Тобольская ТЭЦ» входит в Тобольскую промышленную площадку СИБУРа и является одним из филиалов ПАО «Сибур Холдинг. Основным и резервным топливом является природный газ.

Оборудование:

- 5 паровых турбин
- 9 энергетических котлов,
- 3 пиковых водогрейных котла.

Дымовые трубы достигают высоты 270 метров, и одна из них, подобно трубе Выборгской ТЭЦ, используется в качестве опоры ЛЭП.

По географическим признакам ООО «Сибур Тобольск» ближе всего расположена к «Тобольская ТЭЦ».

1.1.4 Технологический процесс площадки ООО «Сибур Тобольск»

Предприятие ООО «Сибур Тобольск» расположено в промышленной зоне г. Тобольска, Тюменской области, Российской Федерации.

Предприятие ориентировано на комплексную переработку углеводородного сырья – широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ), поступающей с ГПЗ Среднего Приобья, получение индивидуальных фракций и мономеров и другой продукции нефтехимии.

В состав цеха ПРУФ ООО «Сибур Тобольск» входит одиннадцать отделений, в состав которых входит отделение Б-10/2, рассматриваемое в данном дипломном проекте, предназначенное для приема пропилена из

производства дегидрирования пропана, его хранения и подачи в комплекс по производству полипропилена, а так же для налива в вагоны-цистерны пентана, изопентана, БГС, топлива печного бытового, димеров изобутилена, МТБЭ, слива из вагонов-цистерн ацетонитрила, дизельного топлива, масла АМТ-300, метанола.

1.1.5 Характеристика электроприёмников отделения Б-10/2 цеха ПРУФ

К основным потребителям электроэнергии отделения относят: на напряжение до 1000 В (0,4 кВ) переменного тока — электродвигатели производственных механизмов мощностью до 30 кВт (насосы, задвижки, вентиляторы, освещение)

По степени надежности электроснабжения в соответствии с Правилами устройства электроустановок электроприемники ЦПРУФ в основном относятся к категории I и II. Электрические нагрузки электроприемников категории I обычно незначительны. К ним относятся механизмы, перерыв в электроснабжении которых приводит к порче дорогостоящего оборудования, например насосы, вентиустановки, . В процентном соотношении отделение Б- состоит из электроприемников II и III категории – 80% и I категории – 20%.

Правильное построение схем электроснабжения для данного предприятия — главное условие обеспечения надежного питания электроэнергией потребителей.

Таблица 2 – Категории электроприёмников ГОК

№ п/п	Потребитель	Категория
1	Насосы	I,II
2	Вентиустановки	I,II
3	Задвижки	II
4	Осветительная нагрузка	III

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Правильное определение ожидаемых электрических нагрузок при проектировании является основой для рационального решения всего сложного комплекса вопросов электроснабжения современного промышленного предприятия. Завышенные нагрузки вызывают излишние затраты и неиспользование дефицитного электрооборудования и проводникового материала. Заниженные значения электрических нагрузок влекут за собой неиспользование дорогого технологического оборудования и недоотпуск продукции.

Расчет электрических нагрузок необходим для выбора и проверки проводников и трансформаторов по пропускной способности и экономической плотности тока, а также для расчета потерь и отклонений напряжения, колебаний напряжения, выбор защиты и компенсирующих устройств.

На территории цеха ПРУФ расположено семь ТП, одна из которых будет рассмотрена в бакалаврской работе – ТП-303. Все ТП запитаны от РП-301 10 кВ.

2.1 Расчёт низковольтной нагрузки

Определение электрических нагрузок в системе электроснабжения (СЭС) промышленного предприятия выполняют для характерных мест присоединения приёмников электроэнергии. При этом отдельно рассматривают сети напряжением до 1 кВ и выше.

Номинальная (установленная) активная мощность приёмника электроэнергии – это мощность, указанная на заводской табличке или паспорте приёмника электроэнергии, при которой приёмник электроэнергии должен работать.

Для электроприемников (ЭП) работающих в длительном режиме работы – это паспортная мощность.

Для ЭП в повторно-кратковременном режиме (ПКР) – это мощность, приведённая к номинальной длительной мощности.

Для определения расчётной мощности низковольтной нагрузки используем метод коэффициента использования, который определяется по таблицам для соответствующего типа электроприёмника и цеха.

Для ЭП в повторно-кратковременном режиме (ПКР) – это мощность, приведённая к номинальной длительной мощности.

Для электродвигателей:

$$P_{ном} = P_{наст} \cdot \sqrt{ПВ}, \quad (1)$$

где $ПВ$ – паспортная продолжительность включения.

Номинальную мощность (активную $P_{ном}$ и реактивную $Q_{ном}$) группы электроприемников (ЭП) определяют как алгебраическую сумму номинальных мощностей отдельных приёмников, приведённых к продолжительности включения $ПВ = 1$.

Групповая номинальная (установленная) активная мощность:

$$P_{НОМ} = \sum_{i=1}^n P_{НОМ,i}, \quad (2)$$

где n – число электроприемников.

Групповая номинальная реактивная мощность:

$$Q_{НОМ} = \sum_{i=1}^n q_{НОМ,i} = \sum_{i=1}^n P_{НОМ,i} \cdot \operatorname{tg} \phi \quad (3)$$

Средние активные и реактивные мощности характерной группы ЭП:

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{cp} = P_{НОМ} \cdot k_{II}, \end{array} \right. \quad (4)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_{cp} = P_{cp} \cdot \operatorname{tg} \phi \end{array} \right. \quad (5)$$

Результаты расчета нагрузок ЭП не разбитых на категории приведены в таблице 2.

Суммарные значения средней активной и реактивной мощности группы ЭП:

$$\left\{ \begin{array}{l} \Sigma P_{cp} = \sum_1^m P_{НОМ} \cdot k_{II} , \\ \Sigma Q_{cp} = \sum_1^m P_{cp} \cdot tg\phi , \end{array} \right. \quad (6)$$

(7)

где m – число характерных категорий ЭП.

Определяется средневзвешенный коэффициент использования группы ЭП:

$$K_{II} = \Sigma P_{cp} / \Sigma P_{НОМ} . \quad (8)$$

Определяется эффективное число ЭП:

$$n_{\text{Э}} = 2 \cdot \Sigma P_{НОМ} / P_{НОМ.МАХ} , \quad (9)$$

В зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа ЭП по кривым определяется коэффициент расчетной нагрузки K_p ,

По заданной установленной мощности P_i и по коэффициентам использования K_u и мощности $\cos \varphi_i$ для всех характерных групп потребителей определяются расчётные активные P_{pi} и реактивные Q_{pi} мощности нагрузок:

$$P_p = P_{cp} \cdot K_p , \quad (10)$$

Реактивную расчётную мощность определим по формуле:

$$Q_p = P_p \cdot K_p \cdot \operatorname{tg} \varphi_{cp}, \quad (11)$$

где P_i – суммарная установленная мощность всех приемников низкого напряжения, принимаемая по исходным данным для каждого цеха;

K_p – средний коэффициент спроса, принимаемый по справочным данным;

$\operatorname{tg} \varphi$ – соответствует характерному для приемников данного цеха средневзвешенному значению коэффициента мощности $\cos \varphi$.

Пример расчёта приведём для насосов.

$$P_p = P_{cp} \cdot K_p = 206,05 \cdot 0,9 = 187,506 \text{ кВт} \quad (12)$$

$$Q_p = P_p \cdot K_p \cdot \operatorname{tg} \varphi_{cp1} = 206,05 \cdot 0,9 \cdot 0,75 = 140,629 \text{ кВар} \quad (13)$$

Для остальных групп электроприемников отделения Б-10/2 ЦПРУФ расчёт низковольтной нагрузки произведем по указанным формулам. Результаты полученных расчётов представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Расчёт низковольтной нагрузки ТП – 303 (отделения Б-10/2)

№	Категория	$P_{ном\Sigma}$, кВт	$P_{cp\Sigma}$, кВт	$Q_{cp\Sigma}$, кВар	$k_{исп}$	$\operatorname{tg} \varphi$	$n_{ЭП}$	$P_{расч}$, кВт	$Q_{расч}$, квар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	I категория ЭП с $k_{исп} > 0,2$	317	206,05	154,537	0,65	0,75	21	187,506	140,629
2	II категория ЭП с $k_{исп} < 0,2$	122,97	18,445	36,522	0,15	1,98	110	17,062	33,784

3	III категория осветительная нагрузка							14,68 8	12,925
---	--------------------------------------	--	--	--	--	--	--	------------	--------

2.2 Расчёт осветительной нагрузки

На ЦПРУФ в качестве электрических источников света используются люминесцентные лампы.

Активная расчётная нагрузка осветительных приёмников цеха определяется по ширине, длине цеха, удельной нагрузке и коэффициенту спроса осветительной нагрузки:

$$P_{p.o} = A \cdot B \cdot a \cdot k_u, \quad (14)$$

где A, B – ширина и длина цеха;

a – удельный показатель.

Лампы накаливания на предприятиях в основном используются в качестве аварийного освещения, которое служит для временного продолжения работы или для эвакуации людей из помещения при внезапном отключении рабочего освещения. Для ламп накаливания $tg \phi_{лн} = 0$. Разрядные лампы на предприятии используются как основной источник света (составляют примерно 75% от общего освещения), обеспечивающий нормальную работу производства. Для них реактивная мощность вычисляется по формуле:

$$Q_{p.o} = P_{p.o} \cdot tg \phi, \quad (15)$$

где $tg \phi_{pl} = 0,88$ [1].

$$P_{p.o} = A \cdot B \cdot a \cdot k_u = 48 \cdot 30 \cdot 12 \cdot 10^{-3} \cdot 0,85 = 14,688 \text{ кВт} \quad (16)$$

$$Q_{p.o} = P_{p.o} \cdot tg \phi = 14,688 \cdot 0,88 = 12,925 \text{ кВар}. \quad (17)$$

Суммарная нагрузка для цеха определяется как:

$$P_{\Sigma \text{ цеха}} = P_{p\Sigma} + P_{p.o} = 219,256 \text{ кВт}; \quad (18)$$

$$Q_{\Sigma \text{ цеха}} = Q_{p\Sigma} + Q_{p.o} = 187,339 \text{ кВар}. \quad (19)$$

Полная нагрузка цеха и расчётный ток:

$$S_{p. \text{ цеха}} = \sqrt{P_{\Sigma \text{ цеха}}^2 + Q_{\Sigma \text{ цеха}}^2} = \sqrt{219,256^2 + 187,339^2} = 288,391 \text{ кВА}; \quad (20)$$

$$I_{p. \text{ цеха}} = \frac{S_{p. \text{ цеха}}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{288,391}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 416,256 \text{ А}. \quad (21)$$

2.3 Выбор питающего кабеля

Электроснабжение предприятия на напряжение 0,4 кВ проводим кабелями марки ВВГнг. Сечение жил кабелей будем выбирать по нагреву расчетными токами. Для параллельно работающих линий в качестве расчетного тока принимают ток послеаварийного режима, когда одна питающая линия вышла из строя. По справочным данным в зависимости от расчетного тока определяется ближайшее большее стандартное сечение. Ток кабеля в послеаварийном режиме определим по формуле:

$$I_{норм} = \frac{S_{p. \text{ цеха}}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{288,391}{\sqrt{3} \cdot 10} = 16,650 \text{ А}$$

Определим экономическую плотность тока по формуле:

$$q_{\text{Э}} = \frac{I_{\text{норм}}}{J_{\text{Э}}}, \quad (22)$$

где $I_{\text{норм}}$ - номинальный ток, текущий в нормальном режиме;

$J_{\text{Э}}$ - экономическая плотность тока, принимаем 1,4 (по справочным данным).

$$q_{\text{Э}} = \frac{16,650}{1,4} = 11,892 \text{мм}^2$$

Выбираем трехжильный кабель ВВГнг с медными жилами с резиновой и ПВХ изоляцией сечением 2 мм² и длительно допустимым током 22 А.

Кабель принимается к установке, если выполняется условие:

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{дл. доп.}} \quad (23)$$

$$16,650 \leq 22 \text{ А}$$

Условие выполняется.

2.4 Выбор двух вариантов схемы низковольтного электроснабжения

Цеховые сети распределения электроэнергии должны:

- 1) обеспечивать необходимую надежность электроснабжения ЭП в зависимости от их категории;
- 2) быть удобными и безопасными в эксплуатации;
- 3) иметь оптимальные технико-экономические показатели (минимум приведенных затрат);
- 4) иметь конструктивное исполнение, обеспечивающее применение промышленных и скоростных методов монтажа.

Схемы цеховых сетей бывают магистральные и радиальные.

Магистральные схемы обеспечивают высокую надежность электроснабжения, обладают универсальностью и гибкостью (позволяют заменять технологическое оборудование без особых изменений электрической

сети). Поэтому их применение рекомендуется во всех случаях, если этому не препятствуют территориальное расположение нагрузок, условия среды и технико-экономические показатели.

Радиальная схема электроснабжения представляет собой совокупность линий цеховой электрической сети, отходящих от РУ низшего напряжения ТП и предназначенных для питания небольших групп приемников электроэнергии, расположенных в различных местах цеха. Радиальные схемы электроснабжения применяют в тех случаях, когда невозможно применить магистральные схемы. По сути они обеспечивают высокую надежность электроснабжения, но требуют больших затрат на электрооборудование и монтаж, чем магистральные.

В данном проекте предложено два возможных варианта цеховой электрической сети:

1) вариант основан на применение радиальной схемы при помощи установки трех распределительных шинопроводов типа ШРА 73. Данный вариант целесообразен, так как цеховая трансформаторная подстанция имеет РУ НН, приемники электроэнергии расположены упорядоченно вдоль отделения.

В месте присоединения шинопровода к распределительному устройству установлен автоматический выключатель. Непосредственно питание электроприемников осуществляется при помощи кабеля, присоединенного к шинопроводу через предохранитель. Даная схема показана на рисунке 1.

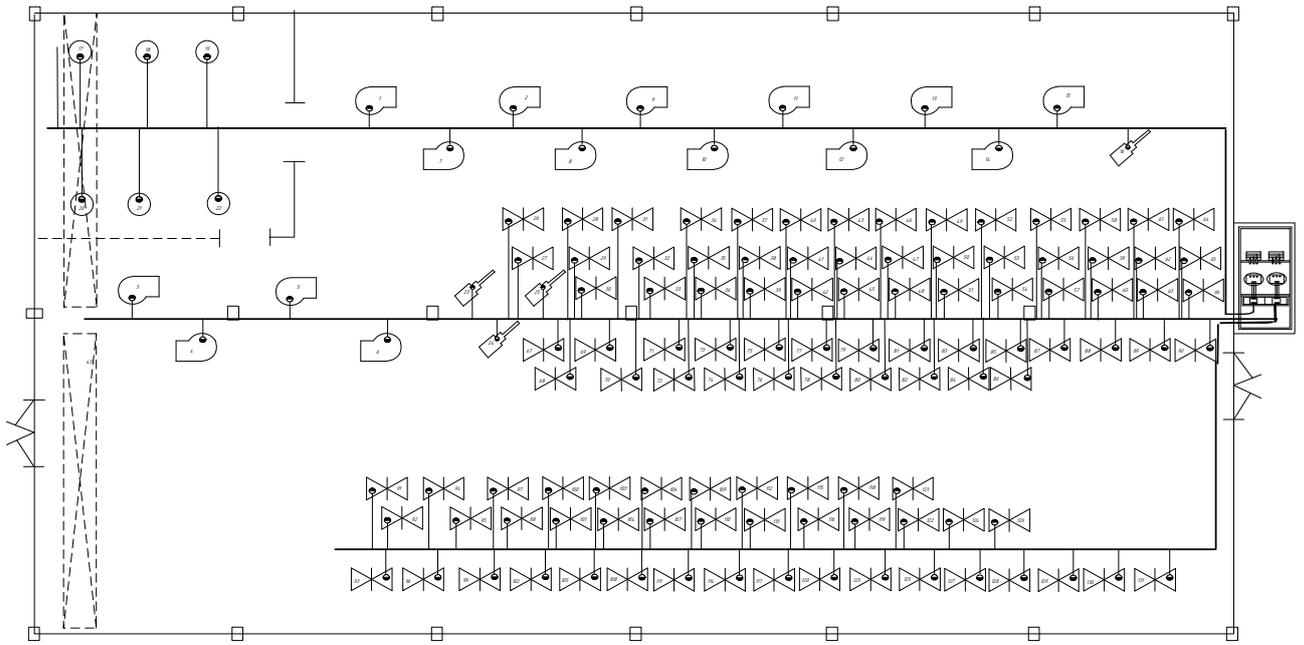


Рисунок 1 – Схема цеха выполненная шинопроводами

2) вариант выполнен с использованием силовых пунктов, в данном случае типа ШРС.

Питание силовых пунктов осуществляется при помощи кабелей, присоединенных к РУ НН через автоматический выключатель. Питание ЭП от СП выполнено кабельными линиями. Для защиты ЭП применены предохранители типа ПН2. Даная схема показана на рисунке 2

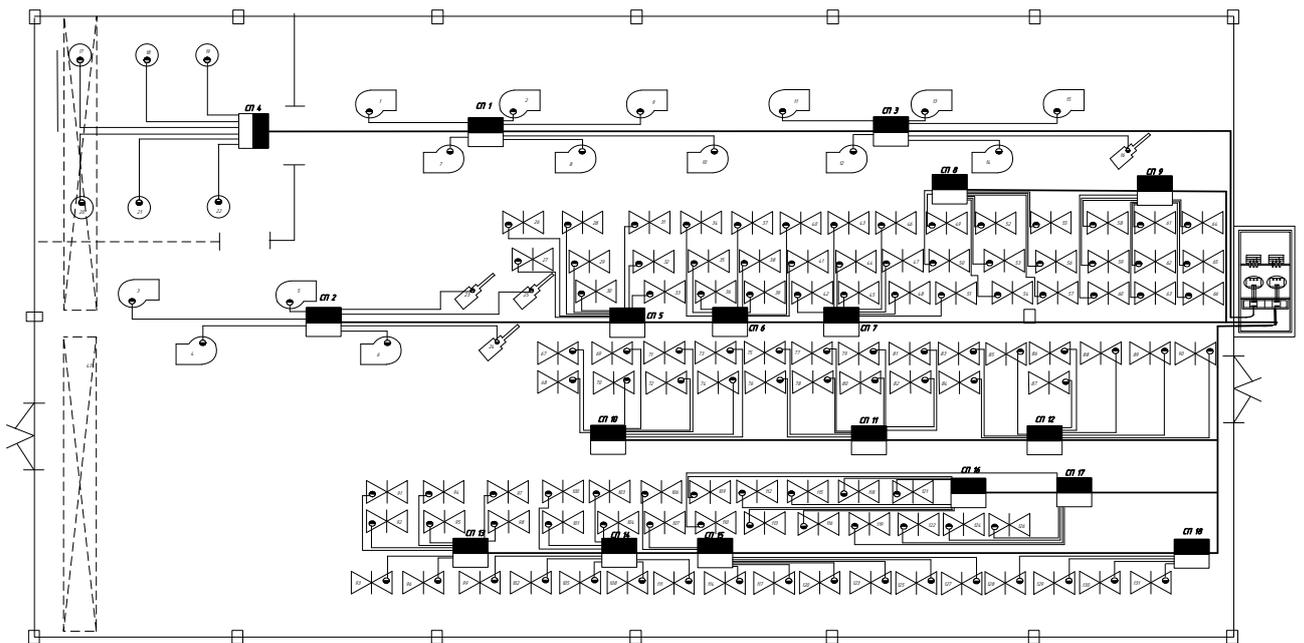


Рисунок 2 – Схема цеха, выполненная с использованием СП

Далее произведем капитальный расчет и выберем наиболее целесообразный вариант схемы цеха, который будет соответствовать всем возможным критериям.

2.5 Расчет электрических нагрузок для низковольтной сети по второму этапу

2.5.1 Расчёт электрических нагрузок для варианта, выполненного шинопроводами

Алгоритм расчёта:

1) При разбиении ЭП на характерные категории учитывается схема низковольтной сети. В данном случае ЭП подключённые к одному ШРА, является одной характерной категорией. Результаты расчета приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Выбор шинопроводов для первого варианта сети

№ гр.	Наименование ЭО	$P_{ном\Sigma},$ кВт	$P_{ср\Sigma},$ кВт	$Q_{ср\Sigma}$ кВар	$k_{и.срв}$	$tg\varphi_{срв}$	$n_{эф}$	k_p	$P_p, кВт /$ $Q_p, кВар$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ШРА 1	1, 3-10	218,5	139,2 75	105,4 71	0,637	0,757	14	1,1 2	155,988 105,471
ШРА 2	1-3, 10-23	196,61	81,49 2	78,20 5	0,414	0,96	11	1,9 6	159,723 78,205
ШРА 3	23-28	18,97	2,846	5,634	0,15	1,98	25	1,5 5	4,411 5,634

ШОС	-	-	14,68 8	12,29 5	-	-	-	1	14,688 12,295
-----	---	---	------------	------------	---	---	---	---	------------------

Рассчитаем токовую нагрузку и выберем по ней марку нужного шинпровода по формулам

Для первой характерной категории:

$$S_p = \sqrt{155,988^2 + 105,471^2} = 188,299 \text{ кВА.} \quad (24)$$

Токовая расчетная нагрузка для выбора ШРА1:

$$I_{p1} = \frac{188,299}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 271,786 \text{ А.} \quad (25)$$

Выбираем ШРА 73У3-400 на номинальный ток 400 А.

Для второй характерной категории:

$$S_{p2} = \sqrt{159,723^2 + 78,205^2} = 177,841 \text{ кВА.}$$

Токовая расчетная нагрузка для выбора ШРА2:

$$I_{p2} = \frac{177,841}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 256,692 \text{ А.}$$

Выбираем ШРА 73У3-400 на номинальный ток 400 А.

Для третьей характерной категории:

$$S_{p3} = \sqrt{4,411^2 + 5,634^2} = 7,155 \text{ кВА.}$$

Токовая расчетная нагрузка для выбора ШРА2:

$$I_{p3} = \frac{7,155}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 10,328 \text{ А.}$$

Выбираем ШРА 73У3-250 на номинальный ток 250 А.

Для осветительной категории:

$$S_{po} = \sqrt{14,688^2 + 12,925^2} = 19,565 \text{ кВА.}$$

Токовая расчетная нагрузка для выбора ШРА:

$$I_{p0} = \frac{19,565}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 28,239 \text{ А.}$$

Выбираем ШОС-67-УЗ -63 на номинальный ток 63 А.

2.5.2 Расчёт электрических нагрузок для варианта, выполненного с использованием силовых пунктов и кабелей

Алгоритм расчёта:

Для примера рассмотрим группу СП1.

1) Определяем среднюю мощность для каждого типа ЭП и по характерной группе в целом по формулам (26 - 33):

Определяем суммарную среднюю активную и реактивную мощности ЭП, подключенных к СП2:

$$P_{СП2} = P_1 \cdot n_1 \cdot k_{u1} + P_2 \cdot n_2 \cdot k_{u2} + P_n \cdot n_n \cdot k_{un} = 73,975 \text{ кВт}; \quad (26)$$

$$Q_{СП2} = P_1 \cdot n_1 \cdot k_{u1} \cdot \operatorname{tg} \varphi_1 + P_2 \cdot n_2 \cdot k_{u2} \cdot \operatorname{tg} \varphi_2 + P_n \cdot n_n \cdot k_{un} \cdot \operatorname{tg} \varphi_n = 63,323 \text{ кВар.} \quad (27)$$

2) Определяем средневзвешенные значения $\operatorname{tg} \varphi$ и k_u по формулам:

$$k_{u.cpv2} = \frac{73,975}{146,5} = 0,505; \quad (28)$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{cpv2} = \frac{63,323}{73,975} = 0,856. \quad (29)$$

3) Определяем эффективное число ЭП:

$$n_{эф2} = \frac{(P_1 \cdot n_1 + P_n \cdot n_n)^2}{P_1^2 \cdot n_1 + P_n^2 \cdot n_n} = 7 \text{ шт.} \quad (30)$$

4) Определяем коэффициент расчётной нагрузки:

$$k_{p2} = 1,23.$$

5) Определяем расчётные нагрузки по формулам:

$$P_{p2} = 1,23 \cdot 73,975 = 90,989 \text{ кВт}; \quad (31)$$

$$Q_{p2} = Q_{cp,\Sigma 2} = 69,655 \text{ кВар.} \quad (32)$$

6) Определяем расчетный ток

$$I_{p2} = \frac{\sqrt{P_{p2}^2 + Q_{p2}^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = \frac{\sqrt{90,989^2 + 69,655^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 165,396 \text{ кА.} \quad (33)$$

Весь расчет произведем вручную. Для остальных групп значения расчёта покажем в таблице 5.

Таблица 5 – Характерные группы ЭП

№ групп ы	Наименование ЭО	$P_{ном\Sigma,}$	$P_{cp.\Sigma}$, кВт	$Q_{cp.\Sigma}$	$k_{u.cpe} / tg\varphi_{cpe}$	$n_{эф}$	k_p	$P_p, кВт / Q_p, кВар$	$I_p, кА$
--------------	-----------------	------------------	-----------------------	-----------------	-------------------------------	----------	-------	------------------------	-----------

		кВт		кВар					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
СП1	1-2, 4,7-9	133	86,45	64,84	0,65/ 0,75	6	1,23	106,334/ 71,321	184,806
СП2	3-6,22-24	146,5	73,97	63,32	0,505/ 0,856	7	1,23	90,989/ 69,655	165,396
СП3	10-15	61,7	37,35	29,03	0,605/ 0,777	4	1,29	48,188/ 31,934	83,44
СП4	16-21	23,8	15,47	11,6	0,65/ 0,75	5	1,29	19,956/ 12,763	34,191
СП5	27-32	17	2,55	5,049	0,15/ 1,98	7	3,04	7,752/ 5,554	13,764

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
СП6	33-40	9,03	1,354	2,682	0,15/ 1,98	4	3,43	4,646/ 2,95	7,944
СП7	41-47,50	2,96	0,444	0,879	0,15/ 1,98	8	2,72	1,208/ 0,967	2,233
СП8	48-49, 51-56	2,96	0,444	0,879	0,15/ 1,98	8	2,72	1,208/ 0,967	2,233
СП9	57-65	4,41	0,662	1,31	0,65/ 0,75	9	2,72	1,799/ 1,441	3,327
СП10	66-73	4,4	0,66	1,307	0,505/ 0,75	8	2,72	1,795/ 0,967	3,319

					0,856			1,437	
СП11	74-81	4,4	0,66	1,307	0,605/ 0,777	8	2,72	1,795/ 1,437	3,319
СП12	82-89	4,4	0,66	1,307	0,65/ 0,75	8	2,72	1,795/ 1,437	3,319
СП13	90-97	4,4	0,66	1,307	0,65/ 0,75	8	2,72	1,795/ 1,437	3,319
СП14	98-104, 107	4,05	0,608	1,203	0,505/ 0,856	9	2,42	1,47/ 1,323	2,855
СП15	105-106, 110,113, 116,119, 122,124, 126	1,795	0,269	0,533	0,605/ 0,777	6	3,04	0,819/ 0,586	1,453

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
СП16	108-109, 111-112, 114-115, 117-118, 120-121	2,265	0,34	0,673	0,65/ 0,75	7	3,43	1,165/ 0,74	1,992
СП17	109,118, 121,123, 125	1,01	0,151	0,3	0,605/ 0,777	4	3,43	0,52/ 0,33	0,888
СП18	128-131	6	0,9	1,782	0,65/ 0,75	4	3,43	3,087/ 1,96	5,278

Далее следует полная проверка обоих вариантов и выбор сечения проводников.

2.5.3 Выбор сечения кабелей

Выбранный тип провода или кабеля должен соответствовать его назначению, характеру среды, способу прокладки.

Сечения проводов и жил кабелей цеховой сети на напряжение до 1 кВ выбирают по нагреву расчетным током по формуле:

$$I_P \leq k_{cp} \cdot k_{np} \cdot I_{доп}, \quad (34)$$

где I_P - расчетный ток линии, питающей группу приемников (для линии, питающей единичный приемник, вместо I_P принимают номинальный ток приемника $I_{доп}$);

k_{CP} - поправочный коэффициент, учитывающий отличие температуры в цехе от температуры, при которой заданы $I_{доп}$ в ПУЭ;

k_{np} - поправочный коэффициент, учитывающий снижение допустимой токовой нагрузки для проводов и кабелей при их многослойной прокладке в коробах.

Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_P = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (35)$$

Номинальный ток ЭП определяется по формуле:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi}; \quad (36)$$

Выбранный кабель марки ВВГнг имеет следующее конструктивное исполнение:

1) Токопроводящая жила:

- у проводов марки ВВГнг - медная, 1 проволочная или многопроволочная, класса 1 для сечений от 2,5 до 16 мм² включительно, класса 2 для сечений от 25 до 120 мм² включительно по ГОСТ 22483;

2) Изоляция - из ПВХ пластиката, различных цветов. Расцветка выполняется в виде двух продольных полос на изоляции натурального цвета расположенных диаметрально. Для проводов, используемых только для целей заземления, изоляция имеет зелено-желтую расцветку.

Выбор сечения кабелей к силовым пунктам (СП) производится аналогично, результаты сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Выбор сечений жил кабелей к СП

№ СП	ТИП СП	Марка кабеля	I _p , А	F, мм ²	I _{доп} , А
1	2	3	4	5	6
СП-1	СП62-8/1	ВВГнг	184,806	95	255
СП-2	СП62-8/1	ВВГнг	165,396	70	210
СП-3	СП62-8/1	ВВГнг	83,44	25	100
СП-4	СП62-8/1	ВВГнг	34,191	6	42
СП-5	СП62-8/1	ВВГнг	13,764	1,5	17

СП-6	СП62-8/1	ВВГ _{нг}	7,944	1	15
СП-7	СП62-8/1	ВВГ _{нг}	2,233	1	15
СП-8	СП62-8/1	ВВГ _{нг}	2,233	1	15
СП-9	СП62-8/1	ВВГ _{нг}	3,327	1	15
СП-10	СП62-8/1	ВВГ _{нг}	3,319	1	15
СП-11	СП62-8/1	ВВГ _{нг}	3,319	1	15
СП-12	СП62-8/1	ВВГ _{нг}	3,319	1	15
СП-13	СП62-8/1	ВВГ _{нг}	3,319	1	15
СП-14	СП62-8/1	ВВГ _{нг}	2,855	1	15
СП-15	СП62-8/1	ВВГ _{нг}	1,453	1	15
СП-16	СП62-8/1	ВВГ _{нг}	1,992	1	15
СП-17	СП62-8/1	ВВГ _{нг}	0,888	1	15

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6
СП-18	СП62-8/1	ВВГ _{нг}	5,278	1	15

2.6 Расчет токов короткого замыкания

2.6.1 Расчет трехфазных токов КЗ

Сети промышленных предприятий напряжением до 1 кВ характеризуются большой протяженностью и наличием большого количества коммутационно-защитной аппаратуры. При напряжении до 1 кВ даже небольшое сопротивление оказывает существенное влияние на ток КЗ. Поэтому в расчетах учитывают все сопротивления короткозамкнутой цепи, как индуктивные, так и активные.

Кроме того, учитывают активные сопротивления всех переходных контактов в этой цепи.

Сопротивление системы определяется по следующей формуле:

$$x_C = x_1 = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot I_{Kc}^{(3)}} \left(\frac{U_{Б.СТ}}{U_C} \right)^2 \cdot 10^3, \quad (37)$$

где U_C - напряжение системы, в данном случае равно 10,5 кВ;

$U_{Б.СТ}$ - напряжение базисной ступени, в данном случае равно 0,4 кВ;

$I_{Kc}^{(3)}$ - трехфазный ток короткого замыкания системы, т.к. не задан принимаем равным 10000 А.

$$x_C = x_1 = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 10000} \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 \cdot 10^3 = 0,87 \text{ мОм} \quad (38)$$

Сопротивления цехового трансформатора определяются по формулам:

$$r_{ЦТ} = \frac{\Delta P_K}{S_{НОМ}} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}}, \quad (39)$$

$$x_{ЦТ} = \sqrt{\left(\frac{U_{K,\%}}{100} \right)^2 - \left(\frac{\Delta P_K}{S_{НОМ}} \right)^2} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} \cdot 10^6 \quad (40)$$

Для трансформатора ТМ-250/10: кВт, $\Delta P_K = 3,7$ кВт и $u_{к,\%} = 4,5$ %.

$$r_{ЦТ} = \frac{3,7}{250} \cdot \frac{0,4^2}{250} = 9,5 \text{ мОм};$$

$$x_{ЦТ} = \sqrt{\left(\frac{4,5}{100} \right)^2 - \left(\frac{3,7}{250} \right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{250} \cdot 10^6 = 27,61 \text{ мОм}$$

Сопротивления шинопроводов и кабелей определяются по формуле:

$$\begin{cases} r = r_0 \cdot l ; \\ x = x_0 \cdot l , \end{cases} \quad (41)$$

где r_0 и x_0 - удельные сопротивления линий, мОм/м;

l - длина линии, м.

Сопротивления трансформатора тока, автоматических выключателей и контактов берется из справочных данных.

Ток трехфазного КЗ определяется по формуле:

$$I_K = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma}^2 + r_{\Sigma}^2}} \quad (43)$$

Расчет производится для 2-х вариантов схем низковольтного электроснабжения.

Составляем схемы замещения для обоих вариантов.

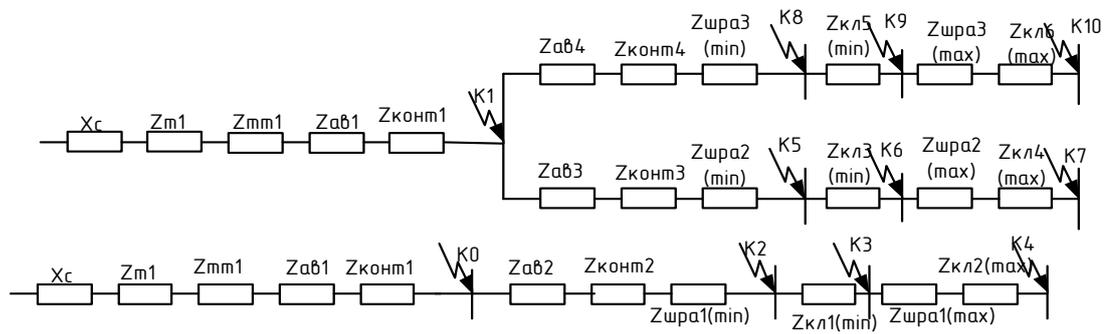


Рисунок 3 - Схема замещения для варианта с шинпроводами

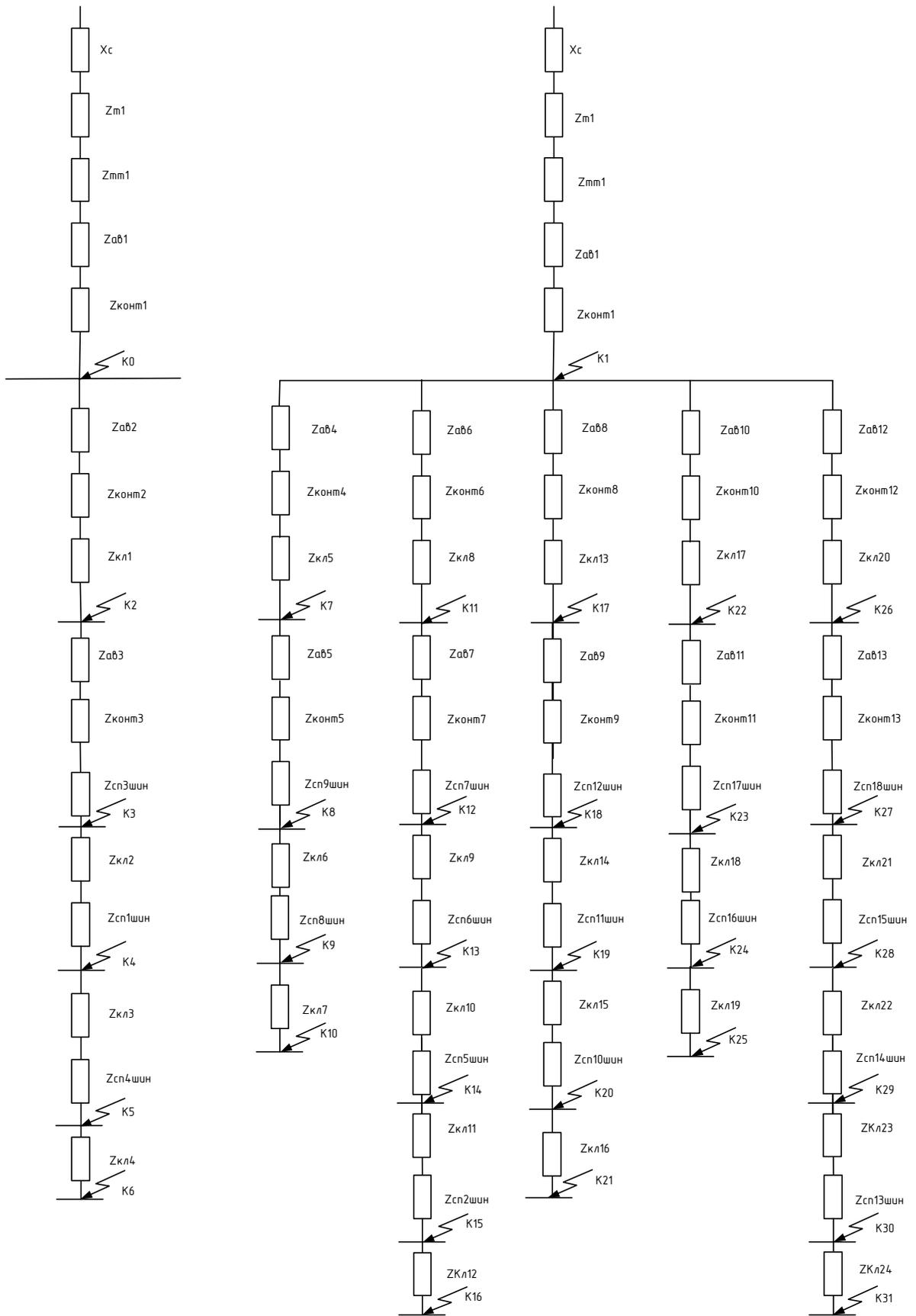


Рисунок 4 – Схема замещения для варианта с СП

Произведем расчет тока трехфазного КЗ для точки К1 (К0), который для обоих вариантов совпадает.

$$r_{\Sigma K1} = r_T + r_{TT} + r_{ав1} + r_{конм1} = 9,5 + 0,42 + 0,41 + 0,25 = 10,58 \text{ мОм}; \quad (44)$$

$$x_{\Sigma K1} = x_C + x_T + x_{TT} + x_{ав1} = 0,87 + 27,65 + 0,67 + 0,13 = 29,32 \text{ мОм}; \quad (45)$$

$$z_{\Sigma K1} = \sqrt{r_{\Sigma K1}^2 + x_{\Sigma K1}^2} = \sqrt{6,58^2 + 18,82^2} = 31,17 \text{ мОм}; \quad (46)$$

$$I_{по1} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 31,17} = 7,40 \text{ кА} \quad (47)$$

С учетом переходного сопротивления дуги:

$$r_{перех} = 15 \text{ мОм};$$

$$r_{\Sigma K1\delta} = r_{\Sigma K1} + r_{перех} = 10,58 + 15 = 25,58 \text{ мОм}; \quad (48)$$

$$z_{\Sigma K1\delta} = \sqrt{r_{\Sigma K1\delta}^2 + x_{\Sigma K1}^2} = \sqrt{25,58^2 + 29,32^2} = 38,91 \text{ мОм}; \quad (49)$$

$$I_{по1\delta} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 38,91} = 5,93 \text{ кА} \quad (50)$$

Аналогично рассчитываем токи для остальных точек, результаты сведены в таблицы 7 и 8.

Таблица 7 – Расчет трехфазных токов КЗ для первого варианта

Точка КЗ	z_{Σ} , мОм	$I_{но}$, кА	$I_{y\delta}$, кА	$r_{перех}$, мОм	$z_{\Pi\Sigma}$, мОм	$I_{но}$ с учетом $r_{перех}$, кА	$I_{y\delta}$ с учетом $r_{перех}$, кА
1	2	3	4	5	6	7	8
К-0	31,17	7,40	10,46	15	38,91	5,93	8,38

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8
K-1	31,17	7,40	10,46	15	38,91	5,93	8,38
K-2	21,93	10,53	19,36	20	32,46	7,11	10,46
K-3	41,1	5,62	8,19	25	49,05	4,71	6,66
K-4	127,1	1,82	2,57	30	166,2	1,39	1,96
K-5	21,04	10,975	20,64	20	30,12	7,67	11,06
K-6	21,22	10,88	20	25	22,87	10,1	16,85
K-7	39,44	5,85	8,36	30	69,81	3,31	4,68
K-8	23,13	9,98	18,63	20	32,21	7,17	11,76
K-9	47,87	4,82	6,89	25	62,26	3,71	5,246
K-10	45,24	4,166	7,94	30	76,45	3,02	4,27

Таблица 8 – Расчет трехфазных токов КЗ для второго варианта

Точка КЗ	z_{Σ} , мОм	I_{no} , кА	I_{y0} , кА	$r_{перех}$, мОм	$z_{II\Sigma}$, мОм	I_{no} с учетом $r_{перех}$, кА	I_{y0} с учетом $r_{перех}$, кА
1	2	3	4	5	6	7	8
К-0	31,17	7,40	10,46	15	38,91	5,93	8,38
К-1	31,17	7,40	10,46	15	38,91	5,93	8,38
К-2	39,6	5,83	8,34	20	52,42	4,4	6,23
К-3	41,2	5,6	7,93	25	59,3	3,89	5,51
К-4	50,56	4,6	6,46	30	78,5	2,94	4,16
К-5	59,65	3,87	5,47	25	83,22	2,77	3,924
К-6	57,45	4,02	5,68	15	72,58	3,18	4,5
К-7	61,55	3,75	5,307	20	80,43	2,87	4,06
К-8	33,806	6,83	9,95	25	58,964	3,92	5,34
К-9	48,3	4,78	6,76	30	85,18	2,71	3,83
К-10	142	1,627	2,3	35	171,62	1,346	1,903
К-11	151,13	1,528	2,16	20	190,74	1,21	1,712
К-12	25,31	9,123	14,322	25	32,44	7,12	11,276
К-13	26,86	8,6	13,37	30	38,144	6,05	8,65
К-14	30,23	7,64	11,13	40	42,28	5,46	7,725
К-15	30,24	7,638	10,8	50	42,45	5,44	7,69
К-16	31,35	7,366	10,4	55	48,18	4,79	6,78

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8
K-17	43,27	5,33	7,55	20	66,182	3,49	4,935
K-18	47,8	4,83	6,83	25	75,77	3,05	4,31
K-19	33,6	6,87	10,01	30	4,46	4,98	7,04
K-20	35,206	6,56	9,37	40	57,1	4,04	5,72
K-21	44,35	5,207	7,36	45	71,67	3,22	4,56
K-22	51,36	4,5	6,36	20	88,8	2,6	3,68
K-23	70,31	3,285	4,64	25	108,8	2,12	3,002
K-24	33,45	3,87	5,47	30	60, 23	2,7	3,81
K-25	45,5	5,767	8,155	35	71,56	2,95	4,17
K-26	50,45	4,23	5,98	20	86,54	2,4	3,39
K-27	68,98	2,97	4,20	25	105,3	1,9	2,68
K-28	43,67	4,70	6,64	30	65,156	3,37	4,76
K-29	35,740	6,358	8,991	40	56,567	4,65	6,57
K-30	38,7	5,23	7,39	50	49,98	4,2	5,93
K-31	73,25	5,12	7,24	55	112,7	1,8	2,54

2.6.2 Расчет однофазных токов КЗ

В качестве несимметричного короткого замыкания рассчитаем однофазное КЗ. Принцип расчёта остаётся тот же, однако при несимметричных коротких замыканиях появляется обратная и нулевая последовательность, а также изменяется сопротивление некоторых элементов схемы. В приближённых расчётах сопротивление обратной последовательности можно принять равным сопротивлению прямой последовательности.

Ток однофазного КЗ определяется по формуле:

$$I_R^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}{\sqrt{(r_{1\Sigma} + r_{2\Sigma} + r_{0\Sigma})^2 + (x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}}, \quad (51)$$

где $r_{1\Sigma}$, $r_{2\Sigma}$, $r_{0\Sigma}$ - суммарные активные сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности соответственно;

$x_{1\Sigma}$, $x_{2\Sigma}$, $x_{0\Sigma}$ - суммарные реактивные сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности соответственно.

Для трансформаторов с обмоткой соединения Д/У-11 активные и реактивные сопротивления обратной и нулевой последовательности равны сопротивлениям прямой последовательности ($r_{1T} = r_{2T} = r_{0T}$ и $x_{1T} = x_{2T} = x_{0T}$).

Для шинопроводов: $r_1 = r_2 = r_0$ и $x_1 = x_2$, $x_0 = 2 \cdot x_1$.

Для трехжильных кабелей: $r_1 = r_2 = r_0$ и $x_1 = x_2$, $x_0 = 4 \cdot x_1$.

Сопротивление системы: $x_{C1} = x_{C2}$

$$x_C = x_0 = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}{I_{кз}^{(1)}} - 2 \cdot x_{C1}, \quad (52)$$

где $I_{кз}^{(1)}$ - однофазный ток короткого замыкания системы, т.к. не задан принимаем равным 8300 А.

$$x_C = x_0 = \frac{\sqrt{3} \cdot 10,5}{8300} - 2 \cdot 0,87 = 0,079 \text{ мОм}$$

Произведем расчет тока однофазного КЗ для точки К1 (К0), который для обоих вариантов совпадает.

$$r_{\Sigma K1} = r_T + r_{ae1} + r_{k1} = 6,16 \text{ мОм}; \quad (53)$$

$$x_{\Sigma K1} = x_{C0} + x_T + x_{ae1} = 17,348 \text{ мОм}; \quad (54)$$

$$I_{K0} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{58,3} = 11,9 \text{ кА}$$

С учетом переходного сопротивления:

$$r_{перех} = 15 \text{ мОм};$$

$$r_{ПК0\Sigma} = r_{\Sigma K1} + r_{перех} = 21,16 \text{ мОм}; \quad (55)$$

$$I_{ПК0} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{62,3} = 11,12 \text{ кА}$$

Аналогично рассчитываем токи для остальных точек и результаты сведены в таблицы 9 и 10.

Таблица 9 – Расчет однофазных токов КЗ для первого варианта

Точка КЗ	z_{Σ} , мОм	I_{no} , кА	$I_{y\delta}$, кА	$r_{перех}$, мОм	$z_{II\Sigma}$, мОм	I_{no} с учетом $r_{перех}$, кА	$I_{y\delta}$ с учетом $r_{перех}$, кА
1	2	3	4	5	6	7	8
К-0	58,21	11,9	17,04	15	62,24	11,12	16,21

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8
K-1	58,21	11,9	17,04	15	62,24	11,12	16,21
K-2	64,2	10,79	19,84	20	67,91	10,2	15,3
K-3	123,24	5,62	7,95	25	135,63	5,108	7,22
K-4	384	1,8	2,55	30	422	1,64	2,32
K-5	61,53	11,26	21,34	20	68,7	10,09	14,55
K-6	62,35	11,11	19,33	25	64,3	10,78	17,84
K-7	121	5,73	8,51	30	148,6	4,66	6,6
K-8	67,21	10,21	18,6	20	74,62	9,28	13,26
K-9	143,61	4,82	7,16	25	157,1	4,41	6,24
K-10	167,91	4,126	6,07	30	185,38	3,74	5,285

Таблица 10 – Расчет однофазных токов КЗ для второго варианта

Точка КЗ	z_{Σ} , МОм	I_{no} , кА	$I_{y\delta}$, кА	$r_{перех}$, МОм	$z_{II\Sigma}$, МОм	I_{no} с учетом $r_{перех}$, кА	$I_{y\delta}$ с учетом $r_{перех}$, кА
1	2	3	4	5	6	7	8
К-0	58,3	11,89	21,04	15	62,24	11,13	16,21
К-1	58,3	11,89	21,04	15	62,24	11,13	16,21
К-2	119,02	5,82	8,31	20	131,2	5,28	7,47
К-3	123,8	5,6	7,914	25	131,6	5,26	7,44
К-4	151,87	4,56	6,45	30	169,9	4,08	5,77
К-5	177,55	3,34	5,46	25	207,33	3,34	4,72
К-6	172,53	4,016	5,68	15	187,46	3,7	5,23
К-7	184,82	3,75	5,3	20	243,23	3,406	4,816
К-8	103,25	6,71	10,06	25	126	5,5	7,786
К-9	146,85	4,72	6,67	30	182	3,81	5,385
К-10	426,13	1,626	2,3	35	455,71	1,52	2,15
К-11	453,8	1,527	2,16	20	493,3	1,405	1,935
К-12	75,2	9,21	14,46	25	81,74	8,47	13,42
К-13	79,85	7,69	13,5	30	90,08	7,69	10,986
К-14	90,34	7,67	11,17	40	101,59	6,82	9,64

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7	8
K-15	90,92	7,62	11,53	50	102,313	6,77	9,576
K-16	94,25	7,35	10,81	55	109,91	6,3	8,914
K-17	130,37	5,31	7,515	20	152,47	4,54	6,426
K-18	144,14	4,81	6,8	25	171,23	4,046	5,72
K-19	100,84	6,87	9,81	30	113,02	6,13	8,67
K-20	105,65	6,56	9,27	40	126,13	5,48	7,56
K-21	133,48	5,19	7,34	45	159,7	4,34	6,136
K-22	154,78	4,47	6,33	20	190,96	3,63	5,13
K-23	211,54	3,275	4,63	25	249,37	2,78	3,93
K-24	156,24	4,235	5,98	30	195,24	3,15	4,45
K-25	109,65	6,12	8,65	35	132,57	4,97	7,02
K-26	106,91	6,35	8,98	20	128,45	5,12	7,24
K-27	186,33	3,12	4,41	25	248,574	3,15	4,45
K-28	146,85	4,72	6,67	30	182	3,81	5,385
K-29	144,14	4,81	6,8	40	171,23	4,046	5,72
K-30	94,25	7,35	10,81	50	109,91	6,3	8,914
K-31	211,54	3,275	4,63	55	249,37	2,78	3,93

2.7 Проверка и выбор проводников

2.7.1 Выбор и проверка шинопроводов

Применение распределительных шинопроводов дает возможность быстрого и безопасного присоединения новых и отсоединения убираемых электроприемников без снятия напряжения с шинопровода (без перерыва в работе остальных электроприемников). Крепление шинопроводов типа ШРА выполняем на стойках на высоте 1,5 м над полом, на тросах к фермам здания.

Шинопроводы выбирают по расчетному току I_p из условия:

$$I_p \leq I_{НОМ}, \quad (56)$$

где $I_{НОМ}$ – номинальный ток шинопровода.

Потери напряжения в шинопроводе определяют по формуле:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot 100}{U_{НОМ}} \cdot (r_{y\partial} \cdot \cos \varphi + x_{y\partial} \cdot \sin \varphi), \quad (57)$$

где l – длина шинопровода, м;

$r_{y\partial}, x_{y\partial}$ – соответственно удельные активное и индуктивное сопротивления шинопровода, Ом/м.

Результаты расчета по формулам сведены в таблицы 11.

Таблица 11 – Выбор шинопроводов для первого варианта схемы

Наименование	I_p, A	$I_{ном}, A$	Марка шинопровода	$l, м$	$\Delta U, \%$
1	2	3	4	5	6
ШРА-1	271,79	400	ШРА 73У3-400	57	1,41
ШРА-2	256,69	400	ШРА 73У3-400	48	1,13
ШРА-3	10,328	250	ШРА 73У3-250	51	0,053
ШОС	28,24	63	ШОС – 73У3-63	48	0,137

Т.к. отклонения напряжения не превышают допустимого в пределах $\pm 5\%$ номинального, следовательно, шинопроводы выбраны верно.

2.8 Выбор аппаратов защиты

Согласно ПУЭ от перегрузок необходимо защищать силовые и осветительные сети, выполненные внутри помещений, в том числе и силовые сети, когда по условиям технологического процесса или режима их работы могут возникнуть длительные перегрузки.

В сетях напряжением до 1 кВ защиту элементов системы электроснабжения осуществляют плавкими вставками предохранителей и расцепителями автоматических выключателей.

Выбор аппаратов защиты производится с учетом следующих основных требований:

1. Номинальный ток и напряжение аппарата защиты должны соответствовать расчетному длительному току и напряжению электрической цепи. Номинальные токи расцепителей автоматических выключателей и плавких вставок предохранителей нужно выбирать по возможности меньшими по расчетным токам защищаемых участков сети или по номинальным токам отдельных ЭП в зависимости от места установки аппарата защиты.

2. Время действия аппаратов защиты должно быть по возможности меньшим и должна быть обеспечена селективность действия защиты соответствующим подбором аппаратов защиты и его защитной характеристики.

3. Аппараты защиты не должны отключать установку при перегрузках, возникающих в условиях нормальной эксплуатации, например при рабочих пиках технологических нагрузок, и т.п.

4. Аппараты защиты должны обеспечивать надежное отключение в конце защищаемого участка двух и трехфазных КЗ при всех видах режима работы нейтрали сети, а также однофазных КЗ в сетях с глухозаземленной нейтралью.

В курсовом проекте защита шинпроводов и КЛ, питающих СП, выполняется автоматическими выключателями, защита электроприемников осуществляется плавкими вставками предохранителей.

2.7.1 Выбор плавких предохранителей

Условия выбора плавкого предохранителя:

1) Номинальное напряжение предохранителя должно быть равно или больше номинального напряжения электрической сети:

$$U_{ном.п} \geq U_{сети}; \quad (58)$$

2) Номинальный ток плавкой вставки выбирают по расчётному току защищаемой цепи и отстраивают от токов кратковременной перегрузки:

$$I_{ном.вст} \geq I_{ном.ЭП}; \quad (59)$$

$$I_{н.вст} \geq \frac{I_n}{2,5}, \quad (60)$$

где $I_{ном.вст}$ – номинальный ток плавкой вставки, А ;

$I_{ном.ЭП}$ – номинальный ток отдельного ЭП, А;

I_n – пиковый ток ЭП, А.

$$I_{II} = K_{II} \cdot I_{ном. ЭП}, \quad (61)$$

где K_{II} – кратность пуска.

Для примера выберем плавкую вставку для первой категории электроприемников.

$$I_{н.вст} = \frac{I_{p1} \cdot 5}{2,5} = \frac{338,301 \cdot 5}{2,5} = 676,602 \text{ А}, \quad (62)$$

где I_{p1} – расчетный ток данной категории электроприемников.

$$I_{НОМ ВСТ} \geq I_{НОМ Э.П} \Rightarrow 750 \geq 676,602 \text{ А}$$

Выбираем плавкую вставку по кривым [12] на ток $I_{ном.п.вст} = 800 \text{ А}$ и предохранитель ПН2-1000.

Данные предохранителей ЭП представлены в таблице 12

Таблица 12 – Расчёт пусковых токов для выбора предохранителей

№	Группа	I_p , А	$I_{п.вст}$, А/ $I_{н.п.вст}$, А	Маркировка пред.
1	2	3	4	5
1	I категория ЭП с $k_{учн} > 0,2$	338,301	676,602/ 800	ПН2-1000
2	II категория ЭП с $k_{учн} < 0,2$	54,627	108,602/ 150	ПН2-250
3	III категория осветительная нагрузка	28,239	56,318/ 80	ПН2-100

2.9 Выбор и проверка автоматических выключателей

Автоматические выключатели предназначены для проведения тока в нормальном режиме и отключения тока при коротких замыканиях, перегрузках или недопустимых снижениях напряжения, а также для нечастых оперативных включений и отключений электрических цепей.

Выбор типа автоматических выключателей определяется: электрическими характеристиками электроустановки, условиями эксплуатации, нагрузками и необходимостью дистанционного управления, вместе с типом предусматриваемой в будущем телекоммуникационной системы.

1) Номинальное напряжение автомата это напряжение, на которое рассчитан сам автомат. Не зависимо от места установки напряжение автомата АВ $U_{ном.в}$ должно быть равным или большим номинальному напряжению сети $U_{ном.с}$:

$$U_{ном.в} \geq U_{ном.с}; \quad (63)$$

2) Соответствие номинального тока выключателя расчётному току цепи:

$$I_{ном.в(н.расц)} \geq I_p; \quad (64)$$

3) Определяем ток электромагнитного расцепителя:

$$I_{ср.эм} = (7 \div 12) \cdot I_{н.расц}; \quad (65)$$

4) Определяем пиковый ток:

$$I_{пик} = k_n \cdot I_p \text{ — для одного ЭП}; \quad (66)$$

$$I_{пик} = I_{нук} + (I_p - I_p \cdot k_u) \text{ — для группы ЭП}, \quad (67)$$

где k_n – кратность пуска ЭД;

$I_{сум.гр}$ – суммарный ток группы ЭП;

$I_{р.мах}$ – максимальный ток ЭП из данной группы.

5) Ток срабатывания электромагнитного расцепителя должен соответствовать данному условию:

$$I_{ср.эм} \geq 1,25 \cdot I_{тик}; \quad (68)$$

6) Проверка по согласованию с тепловым расцепителем:

$$I_{н.расц} \leq 1,5 \cdot I_{дл.дон}. \quad (69)$$

Выбор АВ рассмотрим на примере для варианта 1. Определяем автоматический выключатель QF1 и QF2- для защиты трансформатора.

Автоматический выключатель расположен на КТП и защищает силовой трансформатор и энергосистему, поэтому должен отличаться высокой надёжностью работы. Как правило, это селективные выключатели, которые выбираются по номинальному току расцепителя:

$$I_{н.расц} = 1000 \text{ А}$$

Выбираем автоматический выключатель Masterpact NT 1000 «Schneider Electric» :

$$I_N = 1000 \text{ А};$$

$$I_{пред.откл.} = 40 \text{ кА};$$

$$t_{откл.} = 0,03 \text{ с}$$

Проверим выбранный выключатель по условию:

$$I_{\text{ном.р}} \geq I_{\Sigma \text{ном.потр.}}$$

1000 ≥ 760 А - условие выполняется.

По ударному току КЗ:

$$I_{\text{ном.р}} \leq I_{\text{пред.откл.}}$$

11,6 А < 40 кА.

Выключатель QF1 выбран правильно.

Результаты выбора занесены в таблицы 13.

Таблица 13 – Выбор АВ для первого варианта:

Название элемента	Расчетный ток, А	Пиковый ток, А	Ток расцепителя	Тип АВ	Место установки
1	2	3	4	5	6
QF1	1000	5000	1000	NT 1000	КТП1
QF 2	1000	5000	1000	NT 1000	КТП2
QF 3	271,784	445,384	400	Compact NSX630	ШПА1
QF 4	256,69	417,03	400	Compact NSX630	ШПА2
QF 5	10,328	440,668	100	Compact NSX100	ШПА3
QF 5	28,24	163,858	100	Compact NSX100	ШОС

Далее произвели выбор и проверку автоматических выключателей на вводах КЛ в силовой пункт для 2 варианта, результаты расчета представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Выбор АВ для второго варианта:

Номер элемента	Расчетный ток, А	Пиковый ток, А	Ток расцепителя	Тип АВ	Место установки
1	2	3	4	5	6
QF 1	1000	5000	1000	NT 1000	КТП1
QF 2	1000	5000	1000	NT 1000	КТП2
QF 3	184,806	358,412	250	Compact NSX250	СП1
QF 5	165,396	339,002	250	Compact NSX250	СП2
QF 6	83,44	357,046	100	Compact NSX100	СП3
QF 7	34,191	220,797	100	Compact NSX100	СП4
QF 8	13,764	156,371	400	Compact NSX100	СП5
QF 9	7,944	138,284	40	Compact NSX100	СП6
QF 10	2,233	83,547	40	Compact NSX100	СП7
QF 11	2,233	83,547	40	Compact NSX100	СП8
QF 12	3,327	98,675	40	Compact NSX100	СП9
QF 13	3,319	93,456	40	Compact NSX100	СП10

1	2	3	4	5	6
QF 14	3,319	93,456	40	Compact NSX100	СП11
QF 15	3,319	93,456	40	Compact NSX100	СП12
QF 16	3,319	93,456	40	Compact NSX100	СП13
QF 17	2,855	85, 587	40	Compact NSX100	СП14
QF 18	1,453	75, 453	40	Compact NSX100	СП15
QF 19	1,992	78, 475	40	Compact NSX100	СП16
QF 20	0,888	51,347	40	Compact NSX100	СП17
QF 21	5,278	115,374	40	Compact NSX100	СП18

Таким образом, были выбраны предохранители для ЭП и автоматические выключатели для питающих их линий.

2.10 Выбор распределительных шкафов и силовых пунктов

Комплектные распределительные устройства напряжением до 1000 В предназначены для приема и распределения электроэнергии, управления и защиты электроустановок от перегрузок и коротких замыканий. Они состоят из полностью или частично закрытых шкафов или блоков со встроенными в них коммутационными и защитными аппаратами, устройствами автоматики, измерительными приборами и вспомогательными устройствами.

Для распределения электроэнергии в цехах промышленных предприятий применяются силовые распределительные шкафы и пункты.

СП - это законченное комплектное устройство заводского изготовления для приёма и распределения электроэнергии, управления и защиты ЭП от перегрузок и короткого замыкания содержащими рубильники, предохранители, выключатели, счётчики.

СП следует размещать на грузок для экономии проводникового материала.

В пункте силовые пункты были выбраны предварительно для 2 варианта, исходя из количества отходящих от них линий. Уточненно для цеха принимаем силовые распределительные шкафы с автоматическими выключателями на вводе и с предохранителями на отходящих линиях.

СП выбирается по номинальному току и марки автоматических выключателей.

На данном промышленном предприятии используем распределительные трехфазные шкафы серии ПР85-03 для СП1-СП4 (питающего вентиустановки и насосы) и ПР88-04 для остальных СП (питающих задвижки).

Выбранные шкафы обеспечивают следующее:

- Ввод трехфазной электрической сети напряжением 380/220В частотой 50 Гц и/или однофазной сети напряжением 220В, 50 Гц;
- Распределение электроэнергии по трехфазным и/или однофазным цепям;
- Защиту всех цепей от перегрузок и токов короткого замыкания;
- Учет электроэнергии в трехфазной и однофазной цепях потребления.

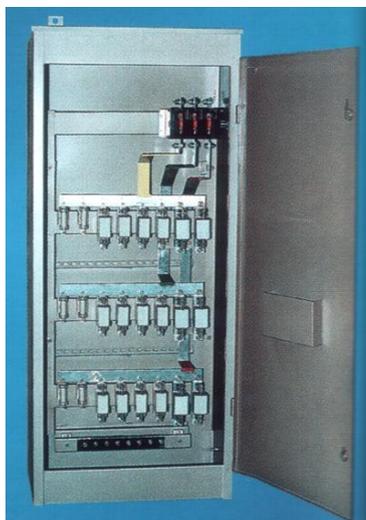


Рисунок 5 - Силовой шкаф серии ПР 85-03

Шкафы могут использоваться во всех типах электрических сетей в части заземления при различных вариантах расположения нулевого рабочего и нулевого защитного проводников.

2.11 Конструктивное исполнение низковольтной сети

Схема электроснабжения цеха выполнена с помощью распределительных шинопроводов и кабелей, запитывающих ЭП. Данное конструктивное исполнение является наиболее выгодным вариантом выполнения схемы, т.к является удобной и гибкой в эксплуатации, надёжной, недорогой. Шинопроводы представляют собой жесткий, составленный из комплектных секций, токопровод.

Для выполнения прямых участков служат прямые секции, для поворотов – угловые, для разветвлений – тройниковые и крестовые, для ответвлений – ответвительные, для присоединений – присоединительные, для компенсации изменения длины при температурных удлинениях – компенсационные и для подгонки – подгоночные. Соединение секций на месте их монтажа выполняют сваркой, болтовыми и штепсельными креплениями.

Отдельные приемники подключаются к ШРА через ответвительные коробки проводом, проложенным вдоль конструкций, и по стенам. В месте подключения к электроприемникам провод проложен в гибких гофрированных металлорукавах, во избежание механических повреждений. На каждой секции ШРА длиной 3 метра имеется восемь ответвительных коробок (по четыре с каждой стороны) с предохранителями марки ПН2. Распределительные шинопроводы выполнены на номинальный ток 250 и 400 А марки ШРА 73.

Присоединение ШРА осуществляется напрямую от КТП. Вводная коробка ШРА установлена в середине шинопровода, что обеспечивает удобство реализации схемы, и наименьшее падение напряжения. Распределительный

шинопровод расположен на специальных стойках на высоте 3 м от уровня пола. Провод, питающий отдельные ЭП от силовых пунктов, проложен в каналах, в полу помещения, в местах подключения к ЭП он проложен в гибких металлорукавах.

Освещение цеха выполнено с помощью осветительного шинопровода марки ШОС 73, на номинальный ток 63 А. Освещение расположено равномерно по площади цеха. Шинопровод обеспечивает возможность штепсельного присоединения (без снятия напряжения с линии) однофазных приемников электрической энергии на номинальный ток 10А в точках сети, отстоящих друг от друга на 0,5 или 1 метр. Шинопровод состоит из типовых элементов: секций (прямых, вводных, гибких); торцовых заглушек; штепселей и конструкций для крепления. Соединение секций разъемно-разборное. Один конец секции снабжен штепсельной розеткой с затягивающими винтами, а на другом конце выступающие провода образуют штепсельную вилку. К осветительному шинопроводу можно подключить мелкую однофазную нагрузку, номинальным током до 10 А. Цеховая подстанция выполнена двухтрансформаторной, с компенсирующими устройствами суммарной мощностью 250 квар. Батареи установлены в начале шинопровода. В цеху имеется автоматический ввод резерва 0.4 кВ от соседнего цеха, в случае аварийных ситуаций.

2.12 Устройства автоматики

Автоматическое включение резервного оборудования (трансформаторов, линий, секции шин, электродвигателей и т.п.) применяется для повышения надежности работы энергосистемы, бесперебойного снабжения потребителей электроэнергией и уменьшения народнохозяйственного ущерба, вызываемого недоотпуском электроэнергии. Несмотря на различие схем АВР, все они выполняются по одной структурной схеме: отключается выключатель основного источника питания и включается выключатель резервного источника питания. Схемы АВР могут выполняться как на переменном, так и на постоянном оперативном токе.

К схемам АВР предъявляются следующие требования.

1. Срабатывать при исчезновении напряжения на шинах потребителей по любой причине.
2. Обеспечивать однократность действия
3. Иметь блокировку, разрешающую включение резервного выключателя лишь при отключенном основном выключателе.
4. Иметь минимальное время действия.
5. Иметь устройства для ввода и вывода из работы.
6. Не срабатывать при перегорании предохранителей в одной из фаз трансформатора напряжения.
7. Иметь пусковой орган, контролирующий отсутствие напряжения.

В зависимости от схемы выполнения к устройствам АВР могут предъявляться и другие требования, обусловленные конкретными условиями работы. В качестве пусковых органов в схемах АВР чаще всего применяются минимальные реле напряжения. Возможно использование минимального реле напряжения и минимального реле тока, а также реле понижения частоты.

3 ОРГАНИЗАЦИОННО – ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

В настоящее время, прежде чем приступить к реализации какого-либо инвестиционного проекта необходимо первоначально оценить его эффективность. Это обуславливается рядом факторов, к которым можно отнести финансовую устойчивость предприятия (его финансовые возможности), а также длительность времени окупаемости после которого появляется прибыль от реализуемого проекта. В виду наличия этих факторов появляется необходимость планирования инвестиционных решений и оценки экономической эффективности в результате разработки инвестиционного проекта.

Целью данной главы дипломного проекта является расчет эффективности инвестиций.

Для расчёта экономической эффективности инвестиций, т.е. для достижения поставленной цели в дипломном проекте необходимо рассчитать себестоимость передачи электроэнергии по проектируемой сети, рассчитать полезный отпуск электроэнергии, выполнить анализ методов определения экономической эффективности инвестиций, рассчитать срок окупаемости, выполнить бизнес планирование проекта.

Для этого мы рассчитали затраты на реализацию проекта. Также были определены источники инвестиций и жизненный цикл объекта. В результате был произведен расчёт экономической эффективности инвестиций, с помощью которого сделаны выводы об экономической целесообразности инвестиционного проекта.

3.1 Выбор оптимального варианта схемы низковольтного электроснабжения

Выбор оптимального варианта осуществляется по минимуму среднегодовых или приведенных затрат. При экономическом анализе воспользуемся методом расчета приведенных затрат.

Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I ; \quad (70)$$

где E – норматив дисконтирования (данная величина зависит от ставки рефинансирования $E=8,25\%$).

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

I – издержки.

Капиталовложения включают в себя капиталовложения на покупку шинпровода, кабеля, СП, АВ, плавких предохранителей.

Расчёт затрат для каждого из вариантов произведём по следующим формулам:

$$Z_1 = E \cdot (K_{шра} + K_{кл} + K_{ав} + K_{пр}) + A \cdot (K_{шра} + K_{кл} + K_{ав} + K_{пр}) + C_0 \cdot (\Delta W_{шра} + \Delta W_{кл}) ; \quad (71)$$

$$Z_2 = E \cdot (K_{кл} + K_{ав} + K_{СП} + K_{пр}) + A \cdot (K_{кл} + K_{ав} + K_{СП} + K_{пр}) + C_0 \cdot \Delta W_{кл}, \quad (154)$$

где Z_1 - затраты для варианта 1;

Z_2 - затраты для варианта 2;

C_0 - удельная стоимость потерь электроэнергии 0,796 руб/кВт·ч [9];

A - суммарные ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание;

$\Delta W_{шра}$, $\Delta W_{кл}$ - потери электроэнергии в кабелях и шинпроводах.

Исходные данные для расчета капитальных затрат по 2-м вариантам приведены в таблицах 15 и 16.

Таблица 15 – Исходные данные для расчета капитальных затрат для варианта 1

Наименование элемента схемы	Марка	Кол-во, шт	Способ прокладки	Длина, м	Удельная стоимость, руб/м
1	2	3	4	5	6
ШРА-1	ШРА 73У3 - 400	1	на стойках	57	4022-50
ШРА-2	ШРА 73У3 - 400	1	на стойках	48	4022-50
ШРА-3	ШРА 73У3 - 250	1	на стойках	51	3296-25
ШОС	ШРА 73У3 - 63	1	на стойках	48	1128-75
Кабель к ЭП:					
1-9	ВВГнг (4×16)	21	в трубах	26,5	10,38
10-16	ВВГнг (4×8)	16	в трубах	18	7,2
17-22	ВВГнг (4×6)	23	в трубах	38,5	4,25
23-28	ВВГнг (4×8)	71	в трубах	75	7,2
Автоматы:	NT 1000	2	-	-	80 930
	Compact NSX 630	4	-	-	93 411
Предохранител и:	ПН2-100	2	-	-	50
	ПН2-250	110	-	-	75

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6
	ПН2-1000	21			455

Суммарные капитальные затраты на все элементы схемы:

- шинопроводов 644,654 тыс.руб;
- кабелей и проводов 1,9 тыс.руб;
- Автоматических выключателей 535,504 тыс.руб;
- Предохранителей 17,905 тыс.руб.

Суммарные капитальные затраты первого варианта без учета цен на КТП и ТТ: 1 199 963 млн.руб.

Стоимость проводов к ЭП будет равна для обоих вариантов, поэтому в таблице 16 указываем ее суммарное значение.

Таблица 16 – Исходные данные для расчета капитальных затрат для варианта 2

Наименование элемента схемы	Марка	Кол-во, шт	Способ прокладки	Стоимость одного элемента,	Суммарная стоимость, руб
1	2	3	4	5	6
Кабели к СП	ВВГнг	18	в лотках	-	32236
Кабели к ЭП:	ВВГнг	131	в трубах	-	4537
Автоматы:	NT 1000	2	-	80930	161860
	Compact NSX 250	2	-	37162	74324
	Compact NSX 100	16	-	15822	253152
Предохр-ли	ПН2-100	2	-	50	100
	ПН2-250	110	-	75	8250
	ПН2-1000	21		455	9555

1	2	3	4	5	6
Силовые пункты:	ПР85-03	4	-	26 412,33	105649
	ПР88-04	14	-	9 790	137060
Общая стоимость оборудования:					786723

Потери электроэнергии в кабелях и шинопроводах определяются по следующей формуле:

$$\Delta W_{\text{ура}} = 3 \cdot I_p^2 \cdot r \cdot l \cdot T_p, \quad (72)$$

$$\Delta W_{\text{кл}} = 3 \cdot (k_u \cdot I_p)^2 \cdot r \cdot l \cdot T_p \quad (73)$$

где T_p - время работы цеха, $T_p = 5000$ ч/год.

Результаты расчета заносим в таблицу 17.

Таблица 17 – Результаты среднегодовых затрат

Схема	K , руб	ΔW , кВт · час	Z , тыс.руб
1	2	3	4
Рисунок 3	518900	20770	165300
Рисунок 4	247900	26600	211800

Для дальнейшего расчёта, не смотря на значительные капиталовложения, принимается схема варианта 1. Так как этот вариант является технически выгодным, исходя из наименьших потерь на его эксплуатацию.

3.2 Расчет капиталовложений на строительство ТП-303

Капиталовложения в двухтрансформаторные ТП рассчитываются по выражению:

$$K_{ТП-303} = K_{ТП} \cdot K_{район}, \text{ тыс. руб.} \quad (74)$$

где: $K_{ТП}$ – стоимость ТП с учетом строительно-монтажных работ, тыс.руб,
 $K_{район}$ – коэффициент района (зональный) ($K_{район} = 1,2$);

Расчет капиталовложений в двухтрансформаторную ТП-303:

$$K_{ТП-303} = 1074 \cdot 1,2 = 2577,6 \text{ тыс. руб.}$$

3.3 Расчет амортизационных отчислений

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукты или работу (услуги). Цель амортизации – накопление финансовых средств для возмещения изношенных основных фондов.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции; для i -го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле:

$$I_{ам} = \sum K_i \cdot \alpha_{ам,i} \quad (75)$$

где: $\alpha_{ам,i}$ – ежегодные нормы отчислений на амортизацию для i -го основного средства.

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию определяются по формуле:

$$\alpha_{ам,i} = \frac{1}{T_{сл}} \quad (76)$$

где $T_{сл}$ - срок службы, принимаемый для объектов энергетики равным 20 годам;

Определим ежегодные нормы отчислений на амортизацию:

$$\alpha_{ам,i} = \frac{1}{20} = 0,05$$

Отсюда по формуле (4) получаем следующие значения амортизационных отчислений

$$I_{ам} = 2577,6 \cdot 0,05 = 128,88 \text{ тыс.руб.}$$

3.4. Расчет эксплуатационных затрат

Любой рабочий элемент обладает такими характеристиками как старение и износ. Эти характеристики непосредственно связаны с вероятностью отказа этого элемента.

Отказ элемента в электрической системе может привести к недоотпуску электрической энергии, что приводит к появлению дополнительных затрат. Для предотвращения таких последствий разработан комплекс профилактических и предупредительных мер по поддержанию оборудования в нормальном эксплуатационном состоянии. В результате этого появляются дополнительные затраты, которые называют эксплуатационными издержками, которые рассчитываются по следующей формуле:

$$I = I_{ам} + I_{р.о.} + I_{\Delta W}, \quad (77)$$

где $I_{ам}$ – издержки на эксплуатацию;

$I_{р.о.}$ – издержки на ремонт и обслуживание оборудования;

$I_{ΔW}$ – издержки на потери электроэнергии в сети.

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования вычисляются по формулам:

$$I_{р.о.} = I_{р.о.ПС} = \alpha_{р.о.ТП} \cdot K_{ТП} \quad (78)$$

где $\alpha_{р.о.ПС}$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций.

Согласно справочным данным нормативы принимаются равными 3,7% [12].

Следовательно, подставляя в формулу (78) все известные значения получаем:

$$I_{р.о.} = 0,037 \cdot 2577,6 = 95,3712 \text{ тыс. руб.}$$

Издержки на потери электроэнергии в сети вычисляется по формуле:

$$I_{ΔW} = ΔW \cdot C_{ΔW} \quad (79)$$

где $ΔW$ – суммарные потери электроэнергии в сети;

$C_{ΔW}$ – удельная стоимость потерь электроэнергии.

Стоимость удельных потерь принимается согласно установленных тарифов электросетевой организаций. В нашем случае согласно размещённой информации на официальном сайте ООО «Сибур Тобольск» принимаем [23]:

$$C_{ΔW} = 3360,15 \text{ руб./}(кВт \cdot ч)$$

Потери в сети были рассчитаны ранее и имеют следующие значения, представленные в таблицах

Таблица 18 – Годовые потери электроэнергии в проектируемых объектах

1	2
$\Delta W_{\text{сумм}}$	20 770 кВт·ч,

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = 20770 \cdot 3360,15 \cdot 10^{-3} = 69790,315 \text{ тыс.руб.}$$

Определяем эксплуатационные издержки по формуле (8):

$$I = 128,88 + 95,3712 + 69790,315 = 70014,566 \text{ тыс. руб.}$$

4 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

При проектировании электроэнергетических объектов необходимо руководствоваться такими критериями как безопасность и экологичность. Так же необходимо учитывать факторы, которые могут привести к возникновению чрезвычайных ситуаций. В связи с этим для проектируемых объекта) рассмотрим следующие вопросы:

- обеспечение безопасности при монтаже и ремонте кабельных линий 0,4 кВ отделения Б-10/2 ЦПРУФ «Сибур Тобольск» .

- экологичности, связанных с влиянием проектируемых объектов на окружающую среду, людей и животных, находящихся в непосредственной близости от них;

- возникновения и развития чрезвычайных ситуаций, которые могут появиться при эксплуатации оборудования и воздействиях внешних сил, а так же защиты от них;

4.1 Безопасность

Все работы по техническому обслуживанию электроустановок, проведению в них переключений, выполнению строительных, монтажных, наладочных, ремонтных работ, испытаний и измерений должны проводится в соответствии с Межотраслевыми правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок, а так же в соответствии с целым рядом других Правил и инструкций.

Перед началом проведения работ должен быть выполнен комплекс организационных и технических мероприятий.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются: оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей

эксплуатации; допуск к работе; надзор во время работы; оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы. [9]

При подготовке рабочего места со снятием напряжения должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия:

Произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;

На приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;

Проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;

Наложено заземление (включены заземляющие ножи, а там, где они отсутствуют, установлены переносные заземления);

Вывешены указательные плакаты «Заземлено», ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

При производстве работ на кабельных линиях необходимо соблюдать целый ряд специфических требований. Вот некоторые основные из них.

Применение землеройных машин, отбойных молотков, ломов и кирок для рыхления грунта над кабелем допускается производить на глубину, при которой до кабеля остается слой грунта не менее 30 см. Остальной слой грунта должен удаляться вручную лопатами.

Перед началом раскопок кабельной линии должно быть произведено контрольное вскрытие линии.

В зимнее время к выемке грунта лопатами можно приступать только после его отогревания. При этом приближение источника тепла к кабелям допускается не ближе чем на 15 см.

При рытье траншей в слабом или влажном грунте, когда есть угроза обвала, их стены должны быть надежно укреплены.

В сыпучих грунтах работы можно вести без крепления стен, но с устройством откосов, соответствующих углу естественного откоса грунта.

Грунт, извлеченный из котлована или траншеи, следует размещать на расстоянии не менее 0,5 м от бровки выемки. Разработка и крепление грунта в выемках глубиной более 2 м должны производиться по плану производства работ.

В грунтах естественной влажности при отсутствии грунтовых вод и при отсутствии расположенных поблизости подземных сооружений рытье котлованов и траншей с вертикальными стенками без крепления разрешается на глубину не более: 1 м - в насыпных, песчаных и крупнообломочных грунтах; 1,25 м - в супесях; 1,5 м - в суглинках и глинах.

В плотных связанных грунтах траншеи с вертикальными стенками рыть роторными и траншейными экскаваторами без установки креплений допускается на глубину не более 3 м. В этих случаях спуск работников в траншеи не допускается. В местах траншеи, где необходимо пребывание работников, должны быть устроены крепления или выполнены откосы.

На рабочем месте подлежащий ремонту кабель следует определить:

При прокладке в туннеле, коллекторе, канале - прослеживанием, сверкой раскладки с чертежами и схемами, проверкой по биркам;

При прокладке кабелей в земле - сверкой их расположения с чертежами прокладки.

Для этой цели должна быть предварительно прорыта контрольная траншея (шурф) поперек кабелей, позволяющая видеть все кабели.

Во всех случаях, когда отсутствует видимое повреждение кабеля, следует применять кабелеискательный аппарат.

Перед разрезанием кабеля или вскрытием соединительной муфты необходимо проверить отсутствие напряжения с помощью специального приспособления, состоящего из изолирующей штанги и стальной иглы или режущего наконечника.

В туннелях, коллекторах, колодцах, траншеях, где проложено несколько кабелей, и других кабельных сооружениях приспособление должно быть с дистанционным управлением. Приспособление должно обеспечить прокол или разрезание оболочки до жил с замыканием их между собой и заземлением.

Кабель у места прокалывания предварительно должен быть закрыт экраном.

При проколе кабеля следует пользоваться спецодеждой, диэлектрическими перчатками и средствами защиты лица и глаз, при этом необходимо стоять на изолирующем основании сверху траншеи на максимальном расстоянии от прокалываемого кабеля.

Прокол кабеля должны выполнять два работника: допускающий и производитель работ или производитель и ответственный руководитель работ; один из них непосредственно прокалывает кабель, а второй - наблюдает.

Если в результате повреждений кабеля открыты все токоведущие жилы, отсутствие напряжения можно проверять непосредственно указателем напряжения без прокола кабеля.

Для заземления прокалывающего приспособления могут быть использованы заземлитель, погруженный в почву на глубину не менее 0,5 м, или броня кабеля. Присоединять заземляющий проводник к броне следует посредством хомутов; броня под хомутом должна быть зачищена.

В тех случаях, когда броня подверглась коррозии, допускается присоединение заземляющего проводника к металлической оболочке кабеля.

На кабельных линиях электростанций и подстанций, где длина и способ прокладки кабелей позволяют, пользуясь чертежами, бирками, кабелеискательным аппаратом, точно определить подлежащий ремонту кабель, допускается, по усмотрению выдающего наряд, не прокалывать кабель перед его разрезанием или вскрытием муфты.

Вскрывать соединительные муфты и разрезать кабель в тех случаях, когда предварительный прокол не делается, следует заземленным

инструментом, надев диэлектрические перчатки, используя средства защиты лица и глаз, стоя на изолирующем основании.

При перекатке барабана с кабелем необходимо принять меры против захвата его выступами частей одежды.

Не допускается при прокладке кабеля стоять внутри углов поворота, а также поддерживать кабель вручную на поворотах трассы. Для этой цели должны быть установлены угловые ролики.

Перекладывать кабель и переносить муфты следует после отключения кабеля. Перекладывать кабель, находящийся под напряжением, допускается при условиях:

Перекладываемый кабель должен иметь температуру не ниже 5°C;

Муфты на перекладываемом участке кабеля должны быть укреплены хомутами на досках;

Для работы должны использоваться диэлектрические перчатки, поверх которых для защиты от механических повреждений должны быть надеты брезентовые рукавицы;

Работа должна выполняться работниками, имеющими опыт прокладки, под надзором ответственного руководителя работ, имеющего группу V, в электроустановках напряжением выше 1000 В и производителя работ, имеющего группу IV, в электроустановках напряжением до 1000 В.

Работу в подземных кабельных сооружениях, а также осмотр со спуском в них, должны выполнять по наряду не менее 3 работников, из которых двое - страхующие. Между работниками, выполняющими работу, и страхующими должна быть установлена связь.

Для освещения рабочих мест в колодцах и туннелях должны применяться светильники напряжением 12 В или аккумуляторные фонари во взрывозащищенном исполнении. Трансформатор для светильников напряжением 12 В должен располагаться вне колодца или туннеля.

4.1.1 Техника безопасности при эксплуатации ТП

Осмотр ТП единолично может производить административно-технический персонал с квалификационной группой V и оперативный персонал с квалификационной группой IV, обслуживающий ТП.

При единоличном осмотре запрещается проникать за ограждения и входить в камеры закрытых РУ 6- 10 кВ, не имеющих барьеров. Осмотр производится с порога камеры или стоя перед барьером. При необходимости разрешается для осмотра входить в камеру РУ 6-10 кВ за ограждения в присутствии второго лица с квалификационной группой III и при условии соблюдения расстояния между осматриваемым и токоведущими частями не менее 0,7 м. Осмотр подстанций типа КТП производится только через открытые двери без захода в них. При единичном осмотре выполнение работ в РУ 6-10 кВ запрещается.

Оперативное включение и отключение разъединителей и выключателей нагрузки может производить единолично персонал, обслуживающий ТП и имеющий квалификацию не ниже IV группы. При этом необходимо применять изолирующие защитные средства, запирать привод на замок и вывешивать предупредительные плакаты. Для безопасности работы на ТП используются общие и специальные средства защиты.

Общими средствами защиты являются стационарные конструктивные устройства электроустановок: изоляция электрооборудования, заземление конструкций электрооборудования, ограждения, предупредительные плакаты и надписи, блокировочные устройства, складные постоянные лестницы на МТП.

Специальные средства (в дополнение к стационарным) предназначаются для защиты персонала при непосредственном выполнении работы по эксплуатации и ремонту ТП. К ним относятся (основные и дополнительные) изолирующие и временные ограждающие защитные средства.

Основные изолирующие средства: в РУ свыше 1000 В оперативные и измерительные штанги, изолирующие и токоизмерительные клещи и указатели напряжения; в РУ до 1000 В - диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками и указатели напряжения.

Дополнительные изолирующие средства: в РУ свыше 1000 В диэлектрические перчатки, боты и галоши, изолирующие подставки и диэлектрические резиновые коврики; в РУ до 1000 В диэлектрические галоши и резиновые коврики, изолирующие подставки.

Разрешается использовать только испытанные специальные защитные средства и приспособления. Перед началом работы они должны быть осмотрены.

Все необходимые защитные средства и приспособления хранятся в служебном помещении. При выезде к месту работы оперативная бригада перевозит их с собой в автомашине. В закрытых ТП обычно хранятся изолирующие подставки и коврики.

По условиям безопасности работы на подстанциях разделяются на четыре категории:

- выполняемые при полном снятии напряжения, когда все токоведущие части ТП полностью отключены от всех источников питания, включая линейные и кабельные вводы;

- выполняемые при частичном снятии напряжения, когда отключены токоведущие части ТП только тех присоединений или их участков, где производится работа, или когда отключены все присоединения, но имеется напряжение на вводном устройстве (например, не отключен линейный разъединитель на вводе в КТП или не отключена линейная отпайка на МТП);

- выполняемые без снятия напряжения вблизи и на токоведущих частях, находящихся под напряжением, когда необходимо применять технические и организационные мероприятия для предотвращения возможности приближения к токоведущим частям на расстояние менее 0,7 м работающих людей или механизмов, ремонтной оснастки и инструмента и когда допускается

непосредственно работать на этих частях с помощью изолирующих защитных средств и приспособлений;

– выполняемые без снятия напряжения вдали от токоведущих частей, находящихся под напряжением, когда исключено случайное прикосновение или приближение к токоведущим частям на опасное расстояние работающих людей или механизмов, ремонтной оснастки и инструмента и не требуется принятия технических и организационных мероприятий.

Первые три категории работ выполняются с применением организационных и технических мероприятий, обеспечивающих безопасность работающих.

Организационные мероприятия состоят из оформления работ нарядом или распоряжением, допуска к работе, надзора во время работы, оформления перерывов и окончания работ, переводов на другое рабочее место.

Без наряда по устному распоряжению оперативным (оперативно-ремонтным) персоналом могут производиться работы:

– четвертой категории, выполняемые в порядке текущей эксплуатации и мелкого ремонта;

– небольшие по объему и продолжительности (до одного часа), отнесенные к первой и второй категориям, выполняемые с наложением заземления, а также некоторые работы, отнесенные к третьей категории.

Технические мероприятия при подготовке работ с полным или частичным снятием напряжения выполняются в указанной ниже последовательности:

– отключаются необходимые коммутационные аппараты и принимаются меры против ошибочного или самопроизвольного их обратного включения;

– вывешиваются предупредительные плакаты «Не включать — работают люди», и при необходимости устанавливаются ограждения;

– присоединяются к заземляющей шине (контуру) переносные заземления, проверяется отсутствие напряжения на части установки, выделенной для работы;

Включаются (после проверки отсутствия напряжения) заземляющие ножи там, где они имеются, или накладываются переносные заземления; вывешиваются плакаты «Работать здесь».

При необходимости производства работ, относящихся к третьей категории, выполняются следующие мероприятия:

- работающие лица принимают безопасное расположение по отношению к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применяются основные и дополнительные изолирующие защитные средства, позволяющие работать непосредственно на токоведущих частях;
- ограждаются от случайных прикосновений соседние токоведущие части изолирующими экранами-накладками.

Установка и снятие предохранителей под нагрузкой и под напряжением запрещаются. Допускается как исключение замена закрытых предохранителей под напряжением 0,4 кВ в защитных очках и диэлектрических перчатках или с помощью изолирующих клещей единолично персоналу, имеющему квалификационную группу не ниже III. Замена под нагрузкой допускается только пробочных или трубчатых предохранителей 0,4 кВ закрытого типа с применением защитных средств.

При ревизии трансформатора работать на магнитопроводе и в баке разрешается только после окончания подъема магнитопровода, отвода его в сторону от бака и установки на надежных подкладках. Работать под поднятой крышкой трансформатора допускается только при условии, если между крышкой и баком установлены прокладки (брусья) достаточной прочности для удержания выемной части. До начала сушки трансформатора электрическим током его бак необходимо заземлить. Одновременно следует принять меры, исключающие возможность прикосновения людей к намагничивающей обмотке при сушке методом индукционных потерь или к разомкнутым вводам обмотки ВН при сушке током нулевой последовательности.

4.2 Расчет системы искусственного освещения

Расчет производится методом коэффициента использования светового потока систему общего искусственного освещения производственного помещения длиной A , шириной B , высотой H . В качестве источника света использовать люминесцентные лампы. Привести схему расположения светильников в помещении. Напряжение электрической сети в здании 220 В, 50 Гц. В помещении размещены рабочие места инженерно-технических работников, оборудованные персональными электронно-вычислительными машинами. Коэффициенты отражения равны: для стен R_c ; для потолка $R_{п}$. Коэффициент запаса k по СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Высота рабочей поверхности равна h_p . Фон рабочей поверхности светлый. Исходные данные приведены в таблице

Таблица 19 – Данные к расчету искусственного освещения

A , м	B , м	H , м	h_p , м	$R_{п}$, %	R_c , %
1	2	3	4	5	6
8	6	4	0,75	70	50

1) Производим выбор системы освещения

Для освещения используем люминесцентные лампы. Выбираем светильники ШОД – 2 – 80, на две лампы по 80 Вт, рассеянного света, защитный угол в поперечной и продольной плоскости 30° , для помещений с нормальными условиями среды и хорошо отражающими стенами и потолком. Наименьшая допустимая высота подвеса над полом составляет 2,5 м. Размеры светильника: длина – 1,53 м, ширина – 0,284, высота – 0,155 м.

Высота подвеса h над рабочей поверхностью определяется по формуле (см. рисунок 1):

$$h = H - h_p - h_c, \quad (80)$$

$$h = 4 - 0,75 - 0,705 = 2,545 \text{ м.}$$

Наивыгоднейшее отношение расстояния между рядами светильников L (м) к расчетной высоте подвеса h (м) над рабочей поверхностью:

$$L = \lambda \times h, \tag{81}$$

где λ – наивыгоднейшее относительное расстояние между светильниками. λ принимаем равной 1,3 для данного типа светильников.

$$L = 1,3 \times 2,545 = 3,309 \text{ м.}$$

Количество светильников с люминесцентными лампами в ряду определяется по формуле

$$n_{\text{СВРЯД}} = \frac{A - 2 \frac{L}{3}}{l_{\text{СВ}}}, \tag{82}$$

где A – длина помещения, м;

$l_{\text{СВ}}$ – длина светильника, м.

$$n_{\text{СВРЯД}} = \frac{8 - 2 \frac{3,309}{3}}{1,53} = 3,787$$

$$0,xx = 0,787$$

$$n_{\text{СВРЯД}} = 3$$

Полученное значение округляем в меньшую сторону. Получим, $n_{\text{СВРЯД}} = 3$.

В этом случае необходимо рассчитать величину Δ – расстояние между светильниками:

$$\Delta = \frac{0,xx \times l_{\text{СВ}}}{n_{\text{СВРЯД}} - 1}, \tag{83}$$

где $0,xx$ – отброшенный остаток.

$$\Delta = \frac{0,787 \times 1,53}{3-1} = 0,602 \text{ м.}$$

Выполним проверку:

$$A = 2 \frac{L}{3} + n_{\text{СВРЯД}} l_{\text{СВ}} + \Delta (n_{\text{СВРЯД}} - 1) = 2 \frac{3,309}{3} + 3 \times 1,53 + 0,129 \times (3-1) = 8 \text{ м.} \quad (84)$$

Количество рядов светильников с люминесцентными лампами определяется по формуле:

$$n_{\text{ряд}} = \frac{B}{L}, \quad (85)$$

где B – ширина помещения, м.

$$n_{\text{ряд}} = \frac{6}{3,309} = 1,814 \approx 2$$

Общее количество светильников с люминесцентными лампами в помещении определяется по формуле:

$$N = n_{\text{СВРЯД}} n_{\text{ряд}}. \quad (86)$$

$$N = 3 \times 2 = 6.$$

По результатам расчета получаем значение:

$$B' = 2 \frac{L}{3} + (n_{\text{ряд}} - 1)L + n_{\text{ряд}} u_{\text{СВ}}, \quad (87)$$

где $u_{\text{СВ}}$ - ширина светильника, м.

$$B' = 2 \frac{3,309}{3} + 3,309 + 2 \times 0,284 = 6,082 \text{ м.}$$

Чтобы выполнить условие $B = B'$ необходимо изменить размеры L и $L/3$. При этом их можно изменять в пределах $\pm 10\%$.

Для того чтобы определить, на сколько нужно уменьшить или увеличить размеры L и $L/3$, сначала определим, насколько расчетное значение B' отличается от реальной ширины помещения B (см. рисунок 2):

$$\delta = B - L - 2\frac{L}{3} - 2w_{CB} = B - B'. \quad (88)$$

$$\delta = 6 - 6,082 = -0,082 \text{ м.}$$

Знак перед значением δ говорит о том, что необходимо сделать с B' увеличить или уменьшить. Значение ΔL , которое необходимо прибавить к L , можно определить из выражения

$$\delta = 2 * \frac{\Delta L}{3} + (n_{ряд} - 1) * \Delta L = -0,082. \quad (89)$$

Таким образом

$$\Delta L = \frac{3 * \delta}{2 + 3 * (n_{ряд} - 1)} = \frac{3 * -0,82}{2 + 3 * (2 - 1)} = -0,049 \quad (90)$$

А для $\frac{L}{3}$ добавка будет составлять

$$\Delta L' = \frac{\delta - (n_{ряд} - 1) * \Delta L}{2} = \frac{-0,82 - (2 - 1) * -0,049}{2} = -0,016 \quad (91)$$

Таким образом, скорректированные значения будут равны:

$$L' = L + \Delta L = 3,309 - 0,016 = 3,292 \text{ м.} \quad (92)$$

$$\left(\frac{L}{3}\right)' = \frac{L}{3} + \Delta L' = 1,103 - 0,049 = 1,054 \text{ м.} \quad (93)$$

Эскиз расположения светильников представлен на рисунке 6.

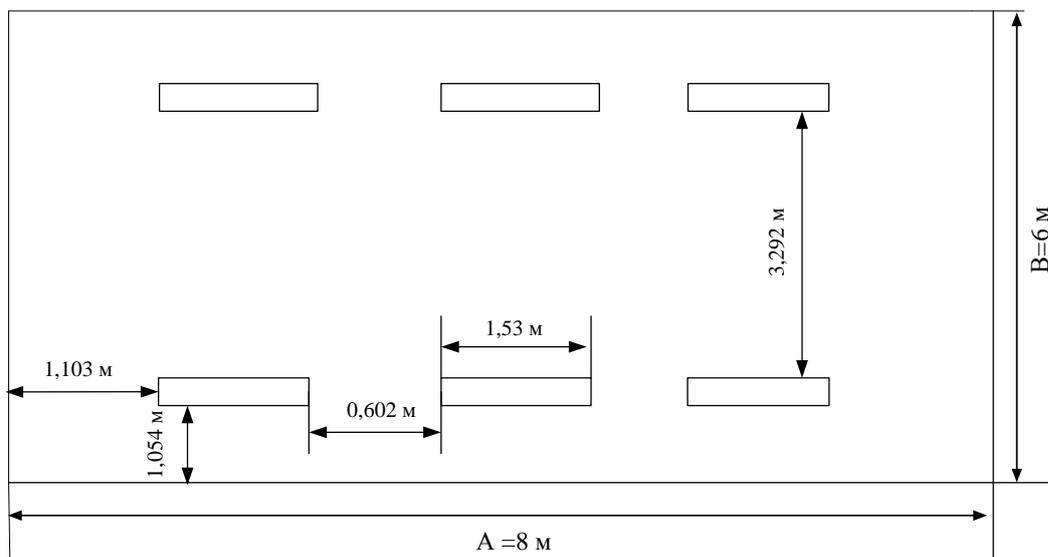


Рисунок 6 – К расчету определения количества светильников в помещении.

2) Определим световой поток, создаваемый одной лампой

При расчете общего равномерного освещения используют метод коэффициента использования.

Величина суммарного светового потока одной лампы F (лм) определяется по формуле

$$F = \frac{EK_3Sz}{n\eta}, \quad (94)$$

где E – нормативная (требуемая) освещенность, лк;

K_3 – коэффициент запаса;

S – площадь помещения, м^2 ;

η – коэффициент использования светового потока (в долях единицы);

z – коэффициент неравномерности освещения;

n – количество ламп.

Нормативную освещенность можно определить по СанПиН 2.2.2.2.4.1340-03. Принимаем $E = 300$ лм. Коэффициент запаса в помещениях с нормальной средой следует принимать равным 1,4.

Коэффициент использования светового потока – это отношение полезного светового потока, достигающего освещаемой рабочей поверхности, к полному световому потоку в помещении. Значение коэффициента η определяется по таблице методических указаний безопасности жизнедеятельности. Для определения коэффициента использования по таблицам необходимо знать индекс помещения i , значения коэффициентов отражения стен ρ_c , потолка ρ_n (приведены в исходных данных) и тип светильника.

Индекс помещения определяется по формуле

$$i = \frac{S}{h(A + B)}. \quad (95)$$

$$i = \frac{48}{2,545(8+6)} = 1,347.$$

По таблице принимаем $\eta = 0,44$.

Коэффициент неравномерности освещения z характеризует отношение максимальной освещенности к минимальной освещенности.

Неравномерность освещения не должна превышать 1,3 для работ (I – III) разрядов при люминесцентных лампах; при других источниках света - 1,5; для работ (IV – VII) разрядов – 1,5 - 2,0 соответственно. Для производственных помещений, в которых выполняются работы (I – IV) разрядов, следует предусматривать ограничение отраженной блескости.

Принимаем $z = 0,9$.

$$F = \frac{300 \times 1,4 \times 72 \times 0,9}{12 \times 0,44} = 3436 \text{ лм.}$$

Выбираем лампы ЛД мощностью 80 Вт и световым потоком 3440 лм.

Для правильности выбора лампы по световому потоку проведем проверочный расчет

$$-10 \% \leq \frac{F_{II} - F}{F_{II}} 100 \% \leq 20 \% , \quad (96)$$

где F_{II} - световой поток лампы по справочным данным, лм.

$$\frac{3440 - 3436}{3440} 100 \% = 0,1 \%$$

Вывод: Методом коэффициента использования светового потока рассчитали, что для достижения нормативной освещенности $E_{тр} = 300$ лк используем двухламповые светильники ШОД-2-80 с люминесцентной лампой ЛД мощностью 80 Вт и световым потоком 3440 лм. Освещенность рабочего места соответствует условию.

4.3 Экологичность

В соответствии с принятой Политикой интегрированной системы менеджмента ООО «СИБУР» и предприятий ПАО «СИБУР Холдинг» (в области охраны труда и окружающей среды, промышленной безопасности, качества и энергоэффективности) Компания считает экологическую безопасность, охрану здоровья человека и окружающей среды неотъемлемым элементом своей деятельности и одним из стратегических приоритетов.

СИБУР ведет непрерывную комплексную работу по снижению воздействия на окружающую среду.

В целях реализации Экологической стратегии Компании в 2008 году была внедрена Корпоративная система экологического менеджмента СИБУРа (КСЭМ), соответствующая требованиям международного стандарта ISO 14001:2004. Эффективность Корпоративной системы экологического менеджмента подтверждается успешным прохождением ежегодных

независимых аудитов на соответствие требованиям международного стандарта ISO 14001:2004.

Система экологического менеджмента дает возможность эффективно управлять экологическими аспектами деятельности предприятий Группы СИБУР от этапа проектной разработки до производственной и вспомогательной деятельности объектов, обеспечивая экологическую безопасность как при работе в нормальных условиях, так и в случае реагирования на нештатные ситуации. Непрерывное совершенствование системы корпоративного управления, построенного на принципах вертикальной интеграции, стратегического планирования, распределения ресурсов между предприятиями, разработки единых корпоративных стандартов, регламентов и политик, дает возможность поступательно улучшать результаты функционирования КСЭМ.

Исходя из приоритетных направлений улучшения деятельности в аспектах «производство — экологическая безопасность» в Компании ежегодно формируются корпоративные экологические цели и ключевые показатели по уровням и функциям внутри Компании. Поставленные цели служат основой для формирования конкретных задач и программ мероприятий, направленных на реализацию Экологической стратегии, нашедшей свое отражение в Политике интегрированной системы менеджмента, которая разделяется работниками и служит ориентирами на всех площадках. На предприятиях Компании такие мероприятия входят в ежегодные целевые экологические программы.

СИБУР также стремится соответствовать международным требованиям в области охраны окружающей среды.[24]

4.4 Чрезвычайные ситуации

4.4.1 Сведения о составе противоаварийных сил аварийно-спасательных и других служб используемых для локализации и ликвидации последствий аварий на ОПО ООО «Сибур Тобольск»

Для локализации и ликвидаций последствий аварий на ОПО – площадка производства бутадиена ООО «Сибур Тобольск» привлекаются существующие аварийно – спасательные формирования на договорной основе.

В целях обеспечения противопожарной защиты объектов ООО «Сибур Тобольск» привлекается ПЧ-16 на основании заключенных договоров. Численность персонала обеспечивающего противопожарный режим ООО «Сибур Тобольск» составляет не менее 162 человек.

По договору привлечен газоспасательный отряд (ГСО), имеющий Свидетельство на право ведения аварийно-спасательных работ и других неотложных работ в чрезвычайных ситуациях.

Общая численность привлекаемого персонала ГСО – не менее 57 чел.

Каждый боец военизированного газоспасательного отряда оснащен средствами защиты: изолирующим дыхательным аппаратом, герметичным защитным костюмом, комплектом спецодежды, каской, аккумуляторной лампой и средствами связи.

Медицинское обеспечение на предприятии осуществляется силами и средствами врачебного здравпункта, работающего в круглосуточном режиме.

При необходимости может быть задействован дополнительный автотранспорт предприятия и машины «Скорой помощи» города.

4.4.2 Первочередные действия при получении сигнала об аварии на объекте

При возникновении аварии диспетчер ООО «Сибур Тобольск» для оперативной оценки возникшей обстановки запрашивает в ГСО метеоданные (скорость, направление ветра, температуру окружающей среды, облачность – визуально). На основании полученных данных диспетчер оценивает обстановку и сообщает по телефону АТС старшему дежурному ЕДДС города Тобольска.

При передаче информации диспетчер должен указать следующее:

- время возникновения аварии;

- место аварии (цех, установка, узел);
- характер аварии (разгерметизация, загорание и т.д.);
- принятые меры;
- причины аварии;
- примерный уровень ЧС (площадь разлива, угроза распространения);
- вид опасного продукта (вещества);
- угроза технологическим установкам и прочему оборудованию;
- количество травмированных;
- количество погибших;
- количество эвакуированных;
- какой комплекс АСНДР проводится на месте происшествия;
- срок окончания АСНДР;
- метеорологическую обстановку.

В случае локального характера чрезвычайной ситуации для локализации и ликвидации ее последствий используются штатные силы и средства объекта, предусмотренные ПЛА объекта. При необходимости привлекаются специализированные подразделения (ПЧ и ГСО). Ответственным руководителем по спасению людей, локализации и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций на уровне развития (А) – начальник цеха. До его прибытия на место аварии обязанности ответственного руководителя работ по локализации и ликвидации аварий выполняет начальник смены; на уровне развития (Б)- технический директор.

До его прибытия на место аварии обязанности ответственного руководителя работ по локализации и ликвидации аварий выполняет директор по производству или начальник цеха, в котором произошла авария.

При выходе чрезвычайной ситуации за пределы объекта порядок действия сил и средств определяется «Планом действий по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера предприятия».

При возникновении аварии ответственное лицо обязано:

- принять меры по оповещению об аварии в соответствии с существующей схемой оповещения;
- оценить обстановку, уточнить и спрогнозировать развитие аварии;
- принять меры по локализации и ликвидации последствий аварии силами невоенизированных формирований ГО и специализированных подразделений;
- выявить число и местонахождение людей, застигнутых аварией;
- принять меры по спасению людей;
- руководить действиями персонала невоенизированных формирований ГО, специализированных подразделений обеспечить их взаимодействие и контролировать выполнение своих распоряжений;
- информировать городские власти о ходе работ по локализации аварии и ликвидации ее последствий;
- при необходимости через управление ГО и ЧС администрации города Тобольск решить вопрос о привлечении дополнительных сил и средств МЧС России и города.

Порядок действий сил и средств по предупреждению и ликвидации локальных аварий изложен в оперативной части ПЛА, а крупных аварий – в утвержденном и согласованном с МКУ «Управлением по делам ГО и ЧС г. Тобольска» плане действий по предупреждению и ликвидации ЧС природного и техногенного характера на ООО «Сибур Тобольск»

4.4.3 Защита от террористических действий

ООО «Сибур Тобольск» относится объекту класса 1 по защищённости зданий и сооружений. К данному классу относятся объекты, на которых ущерб в результате реализации террористических угроз приобретет федеральный или межрегиональный масштаб.

Основные объекты подстанции подлежат техническому укреплению, т.е. совокупности мероприятий, направленных на усиление конструктивных элементов зданий, помещений и охраняемых территорий, обеспечивающих необходимое противодействие несанкционированному проникновению в охраняемую зону, взлому и другим преступным посягательствам. Для

повышения надёжности охраны подстанции техническая укрепленность, является основой построения системы технической безопасности, должна применяться в сочетании с техническими средствами периметральной охранной сигнализации и системы видеонаблюдения.

Для обеспечения технической укрепленности предусматриваем:

Наружное ограждение из бетонных плит высотой 2,4 м с закреплением в верхней их части спирального барьера безопасности типа «Ягода» и дополнительным ограждением в виде сварной решётки, заглублённой в грунт на 0,5 м;

Установка входных дверей зданий и сооружений, повышенной прочности с установленными замками высокой секретности;

Установка на окна металлических решёток;

Установка системы видеонаблюдения.

4.4.4 Тушение пожара

Пожары на трансформаторных подстанциях могут возникать на трансформаторах, выключателях и в кабельном хозяйстве.

Особенности развития пожаров трансформаторов зависят от места его возникновения. При коротком замыкании в результате воздействия электрической дуги на трансформаторное масло и разложения его на горючие газы могут происходить взрывы, которые приводят к разрушению трансформаторов и масляных выключателей и растеканию горящего масла. Пожары, где установлены трансформаторы, могут распространяться в помещении распределительного щита и кабельные каналы или туннели, а также создавать угрозу соседним установкам и трансформаторам.

При повреждении с возникновением возгорания электрооборудование должно быть незамедлительно отключено и заземлено со всех сторон. После снятия напряжения тушение возгорания можно производить любыми средствами пожаротушения (воздушно-механической пеной, распыленной водой, огнетушителями, газовыми и порошковыми) [Ошибка! Источник ссылки не найден.Ошибка! Источник ссылки не найден.].

Необходимость тушения пожара электроустановок, находящихся под напряжением, определяется следующими основными требованиями:

- невозможность отключения собственных нужд подстанции, питающих ответственные приемники: устройства системы управления, релейной защиты, сигнализации, автоматики и телемеханики.

- обеспечение надежного функционирования электроэнергетического производства для сохранения тепло-, энергоснабжения ответственных потребителей;

- необходимость быстрой ликвидации пожара для предотвращения его распространения на другое оборудование и сооружения предприятия, сокращения времени воздействия высоких температур на несущие конструкции с возможностью их разрушения;

Для дежурного персонала объекта разрабатывают оперативные карточки для каждого отсека кабельных помещений, трансформатора, которые утверждает главный инженер. В оперативных карточках указывают порядок вызова, встречи и обеспечения безопасной работы пожарных подразделений по тушению, операции по отключению и снятию напряжения с агрегатов и установок по включению стационарных систем тушения и другие вопросы по обеспечению тушения пожара.

Особенно подробно необходимо разрабатывать порядок действий дежурного персонала энергообъекта и подразделений пожарной охраны при тушении пожаров на энергоустановках без снятия напряжения. Эти действия включают в оперативные карточки дежурному персоналу и в планы тушения пожаров. В графической части планов обязательно указывают соответствующими знаками места подключения гибких заземлителей к заземленным конструкциям, а также боевые позиции пожарных с учетом безопасных расстояний до конкретных электроустановок.

На каждом предприятии хранят необходимое количество диэлектрической обуви, перчаток и заземляющих устройств. Определяют

порядок их выдачи прибывающим пожарным подразделениям и оказание помощи по заземлению пожарной техники и проверки надежности заземления.

Дежурный персонал (начальник станции, диспетчер или дежурный подстанции, предприятия энергосети) при пожаре немедленно сообщает в пожарную охрану, руководству объекта и диспетчеру. Старший по смене определяет место пожара, возможные пути его распространения, а также угрозу электрооборудованию, установкам и конструкциям здания, находящимся в зоне пожара. Он проверяет включение автоматических установок пожаротушения, производит действия по аварийному режиму, своими силами приступает к тушению пожара, выделяет представителя для встречи пожарных подразделений и до их прибытия руководит тушением пожара.

При этом необходимо принять меры, предотвращающие растекание масла и распространение возгорания через кабельные каналы, а также меры, ограничивающие воздействие высокой температуры на рядом расположенное оборудование и конструкции.

Тушение пожаров на энергообъектах может проводиться на отключенном электрооборудовании и на электроустановках, находящихся под напряжением, используют воду в виде компактных струй из стволов РСК-50 ($d_{\text{сн}} = 11,5$ мм) РС-50 ($d_{\text{сн}} = 13$ мм) и распыленных из стволов с насадками НРТ-5, а также негорючие газы, порошковые составы и комбинированные составы (углекислота с хладоном или распыленная вода с порошком).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения дипломного проекта был разработан оптимальный вариант системы электроснабжения завода. Выбранная схема электрических сетей характеризуется большей надежностью, меньшими потерями в сети, оборудованием, отвечающим современным требованиям в электроэнергетике.

В выпускной квалификационной работе выполнены следующие основные задачи:

- дана характеристика цеха ПРУФ ООО «Сибур Тобольск»;
- рассчитаны нагрузки цеха ПРУФ ООО «Сибур Тобольск»;
- разработаны варианты подключения электроприемников к ТП-303;
- выбран оптимальный вариант и схема подключения к электрической сети Таежного ГОК;
- произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования.
- рассмотрены вопросы по безопасности выполняемых работ при проектировании цеха ПРУФ ООО «Сибур Тобольск»;

Таким образом, разработан вариант электрической сети обеспечивающий эффективное и надежное электроснабжение потребителей отделения цеха ПРУФ отделения Б-10/2.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Фёдоров А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. – М. : Энергоатомиздат, 2011. – 368 с
- 2 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Техника высоких напряжений. Изоляция и перенапряжения в электрических системах/В.В. Базуткин, В.П.Ларионов. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 344 с.
- 3 Беляков Ю.П. Релейная защита и автоматика электрических систем/ Ю.П. Беляков, А.Н. Козлов, Ю.В. Мясоедов. – Благовещенск: АмГУ, 2004. – 138 с.
- 4 Васильев А.А.Электрическая часть станций и подстанций / А.А. Васильев, И.П. Крючков – М.: Энергия, 1980. – 608 с.
- 5 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник/ Под общ.ред. профессоров МЭИ. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – Т.3.– 964 с.
- 6 ГОСТ Р 54149-2010 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
- 7 Гук Ю.Б., Кантан В.В., Петрова С.С. Проектирование электрической станции и подстанции. – М: Энергоатомиздат,1985.-312с.
- 8 Долин П.А. Техника безопасности в электроэнергетических установках: Справочное пособие/ П.А. Долин. – М.: Энергоатомиздат,1987. – 286 с.
- 9 Дьяков А.Ф., Платонов В.В. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем/ А.Ф.Дьяков, В.В. Платонов. – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 248 с.

10 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. – М.: Изд – во НЦ ЭНАС, 2004. – 280 с.

11 Идельчик В.И. электрические системы и сети/ В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.

12 Кожевников Н.Н. Практические рекомендации по использованию методов оценки экономической эффективности инвестиций в энергосбережение / Н.Н. Кожевников, Н.С. Чинакаева, Е.В. Чернова. – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 132 с.

13 Кожевникова А.Б. Экономика промышленности/ А.Б. Кожевников – М.: Экономика, 2001 – 350 с.

14 Козлов А.Н. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем. Электроавтоматика/ А.Н. Козлов, А.Г. Ротачева. – М.: Благовещенск: АмГУ, 2006. – 94 с.

15 «Концепция стратегии развития электроэнергетики Дальнего Востока до 2020 года» -М.: 2008. – 94 с.

16 Мясоедов Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций/ Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева.– Благовещенск: Издательство АмГУ, 2002. – 142 с.

17 Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования/ Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. - М.: 1989.

18 Правила устройства электроустановок: Справочник / М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003. – 184 с.

19 Приказ Минэнерго России №1951 – ВТ/10 от 12.02.2014

20 Приказ Минпромэнерго №49 от 22.02.2007

21 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Российское акционерное общество энергетики электрификации «ЕЭС России». – М.: Издательство ЭНАС, 2001. – 154 с.

22 РД 153. – 34.0 – 03.301 – 00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий // Изд-во ЕЭС России, 2001. – 69 с.

23 РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6 - 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений / С.П.: Издательство ПЭИПК, 1999 – 227 с.

24 Ресурсы интернет www.sibur.ru

25 Рожков Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д.Рожков, В.С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

26 РУ по организации работ с персоналом на энергопредприятиях и в организациях.

27 Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 от 25 апреля 2007 г.

28 СНиП 2.09.03 – 85. Сооружения промышленных предприятий. – Взамен СНиП II-91-77, СН 302-65, СН 471-75; Введ. 01.01.87 – М.: Изд-во стандартов, 1990.

29 СО 153-34.20.118-2003. «Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем».(утв. Приказом Минэнерго России от 30.06.03 №281

30 СП 1.13109-2009 «Эвакуационные пути и выходы» (в ред. Изменения №1, утв. Приказом МЧС РФ от 09.12.2010 №639).

31 Справочная книжка энергетика: Справочник / И.П. Березина, А.Д. Смирнов и др. – М.: Энергия, 1978. – 336 с.

32 Справочник по проектированию электрических сетей/Под ред. Д.Л. Файбисовича.-3-е изд., перераб. и доп.-М.:ЭНАС,2009.-392 с:ил

33 Ст. 7 и 10 Закона РФ от 19.02.93 № 4520-1 “О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях”.

34 СТО 56947007 – 29.240.10.028 – 2009 «Нормы технического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 37 – 750 кВ» введён 13.04.2009.

35 СТО 56947007 – 29.240.30.010 – 2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» введен 20.12.2010.

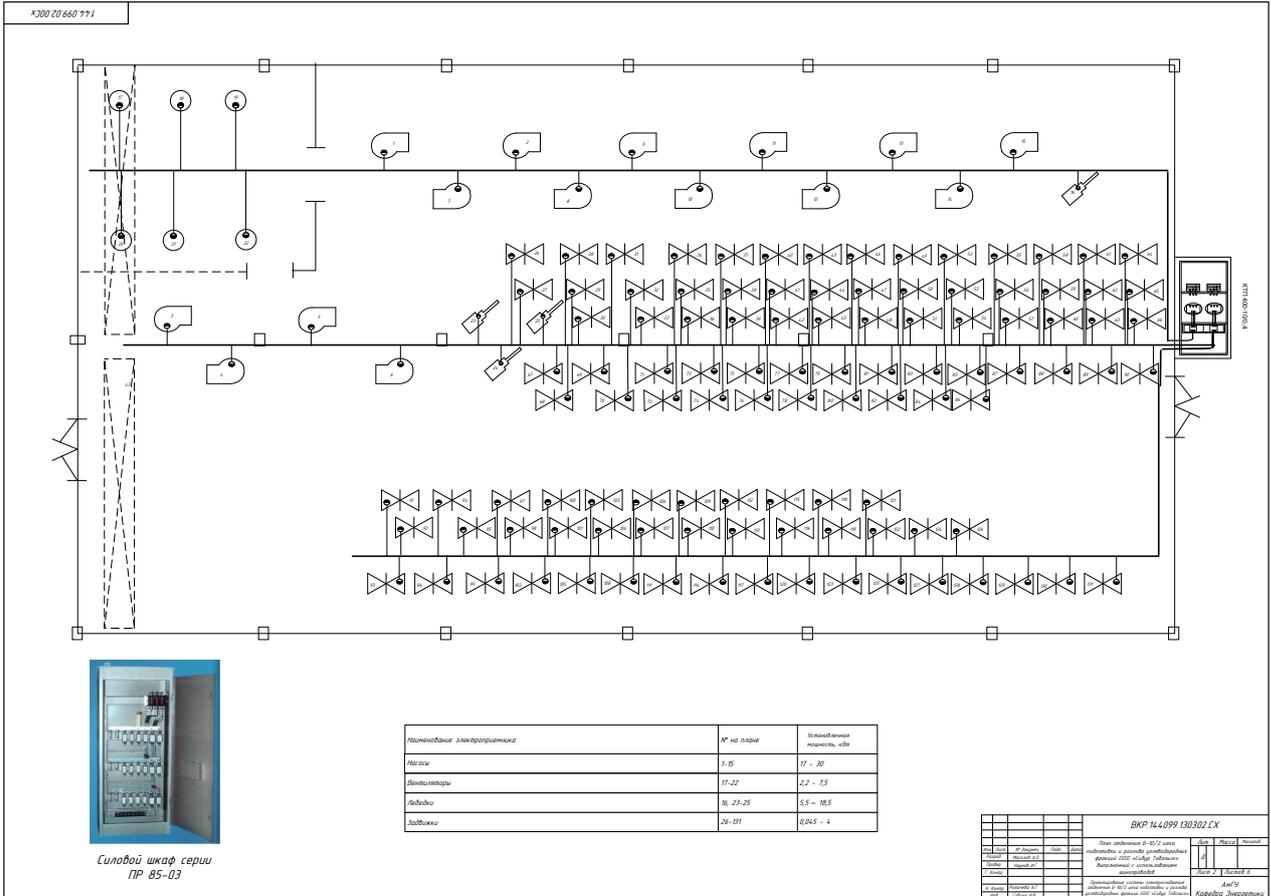
36 Судаков Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов: учеб. пособие – Благовещенск: Изд-во Амурск. гос. ун-та, 2006. – 189 с.

37 Трубицин В.И. Надежность электрической части электростанций/ В.И. Трубицин. – М.: Издательство МЭИ, 1993. – 216 с.

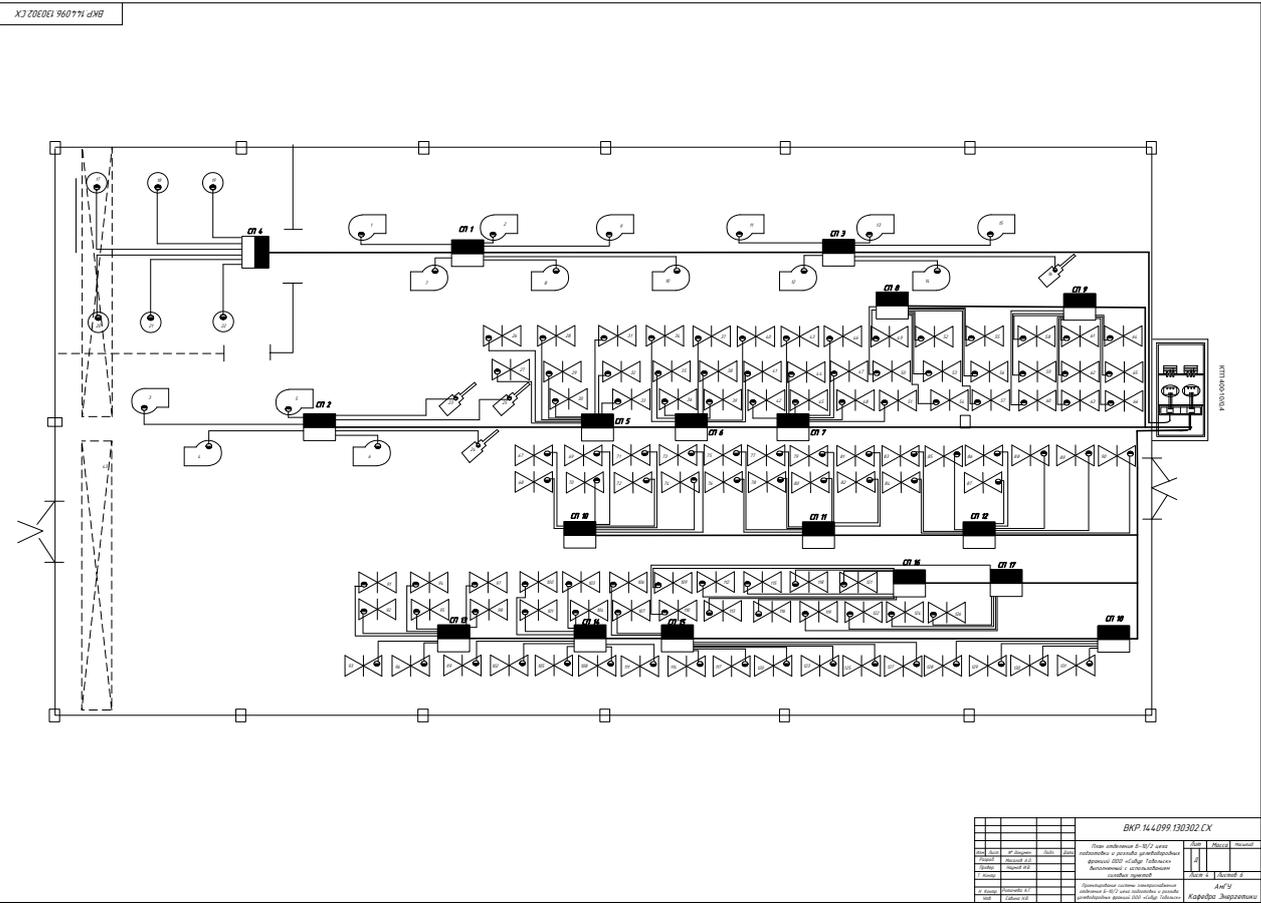
38 Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах/ С.А. Ульянов. – М.: Энергия, 1970. – 520 с.

39 Экономика промышленности: Учебное пособие для вузов. – В 3-х томах. Т 2 Экономика и управление энергообъектами. Кн. 1. М.: Издательство МЭИ, 1998.

40 Электротехнический справочник: В 4 т. Т3. Производство, передача и распределение электроэнергии/ Под общ. ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. –М.: Издательство МЭИ, 2002. – 964 с.

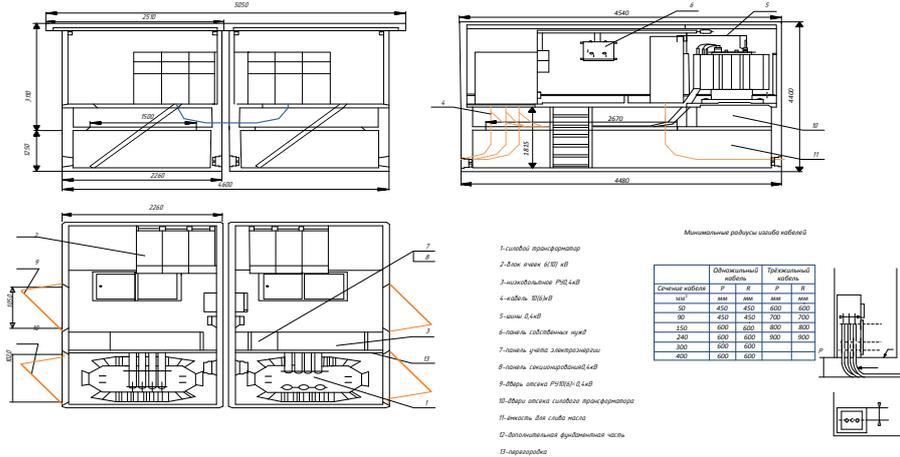


ХЗ.ЭБЭДЭИ 960171-ЭБЭ

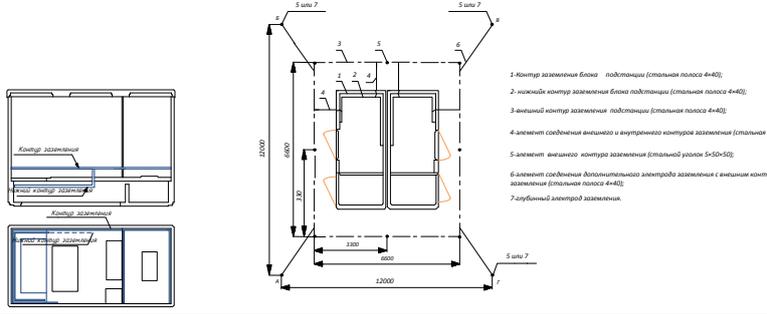


БНП 14.4099.130302.СХ			
№ документа	14.4099.130302.СХ	Итого	1
№ чертежа	14.4099.130302.СХ	Листов	1
Исполнитель	И.И.И.	Проверенный	И.И.И.
Составитель	И.И.И.	Утвержденный	И.И.И.
Дата	14.09.13	Срок действия	до 14.09.14
Исполнитель	И.И.И.	Проверенный	И.И.И.
Составитель	И.И.И.	Утвержденный	И.И.И.
Дата	14.09.13	Срок действия	до 14.09.14

Габаритные размеры, размещение оборудования 2КТП



Контуры размещения 2КТП



ВКР 14-096 130302 СХ	
Исполнитель	Г.А.И.
Проверенный	В.А.И.
Утвержденный	С.А.И.
Дата	14.09.2014
Масштаб	1:100
Лист	1 из 1
Код проекта	14-096 130302 СХ
Код объекта	14-096 130302 СХ
Код документа	14-096 130302 СХ