



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Лысьвенский филиал федерального государственного автономного образовательного
учреждения высшего образования
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

на тему: «Разработка системы энергоснабжения строящегося здания под
склад »

студента группы ЭС9-22-1СПО по специальности
13.02.07 «Электроснабжение (по отраслям)»

Огарков Даниил Олегович

Руководитель работы (проекта): Карпукович.В.В. _____ \

Консультант по организационно - экономической части: Стругова Л.А.
_____ \

Консультант по промышленной экологии и охране труда: Торощин А.К.
_____ \

Рецензент: _____ \

Допуск к защите: Торощин А.К. _____ \

Нормоконтроль: Торощин А.К. _____ \

Лысьва, 2026

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	2
1 ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ ЧАСТЬ	4
1.1. Трансформатор: типы и принцип работы	4
1.2 Сечение и прокладка кабеля	7
1.3 Анализ электроснабжения здания	10
1.4 Расчет нагрузок, на основе имеющихся информации	14
1.5 Расчет сечения кабеля	21
2 КОНСТРУКТОРСКАЯ ЧАСТЬ	26
2.1 Определение требуемой мощности и выбор типа трансформатора	26
2.2 Выбор кабеля и способ их прокладки	41
3 ОХРАНА ТРУДА И ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭКОЛОГИЯ	51
3.1 Расчет защитного заземления и зануления	51
3.2 Анализ вредных факторов производства	54
3.3 Мероприятия по снижению выбросов и воздействия на окружающую среду	55
4 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	58
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	63
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	64

ВВЕДЕНИЕ

Трансформатор – это электромагнитное устройство, которое имеет две или более индуктивно связанные обмотки на магнитопроводе и предназначено для преобразования посредством электромагнитной индукции одной или нескольких систем переменного тока в одну или несколько других систем без изменения частоты.

Актуальность данной работы обусловлено созданием электроснабжения склада металл. Где будет проведена работа по проектированию новой подстанции. Лысьвенский завод нефтяного машиностроения – современное производство по выпуску оборудования для нефтяной отрасли. Перспективное предприятие, имеющее потенциал для дальнейшего развития и наращивания объемов выпускаемой продукции. Лысьвенский завод нефтяного машиностроения входит в группу компаний холдинга производственной компании Борец в холдинг БорецИнтернэшнл.

Это одна из крупнейших в России и мире компаний нефтяного машиностроения, специализирующейся в сфере разработки, реализации и сервисного обслуживания насосного оборудования для добычи нефти. С момента создания, 2006 г и на протяжении нескольких лет на заводе шли процессы реорганизации, технического переоснащения, наращивания объемов выпускаемой продукции, расширение номенклатуры. И коллектив завода не собирается останавливаться на достигнутом. В данной работе будут обоснованы на реконструкции электроснабжения цеха здания склада металл для ООО Лысьваннефтемаш

Основной целью склада является хранение труб, листов, колец и другого черного металла. На складе находиться краны для погрузки металла.

Объектом исследования является склад металл для хранения и загрузки оборудования.

Предметом исследования является реконструкция электроснабжения склада металл.

Цель работы: выполнит разработку электроснабжения цеха для

резервного питания склада металл.

Задачи;

- определить электрические нагрузки склада;
- рассчитать мощность трансформатора подстанции;
- выбрать трансформатор по нагрузке;
- сделать расчет и выбрать сечение шин, кабелей в соответствии мощности электрических нагрузок;
- обосновать выбранный трансформатор.

1 ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ ЧАСТЬ

1.1. Трансформатор: типы и принцип работы

Трансформатор представляет собой статическое электромагнитное устройство, содержащее два или более взаимосвязанных катушки, основное предназначение которых – изменение параметров переменного тока путём использования электромагнитной индукции. Обычно вторичная система переменного тока имеет возможность отличаться различными характеристиками, включая напряжение, ток, количество фаз, форму кривой напряжения или частоту. Наибольшее практическое применение в электроустановках и энергосистемах находят силовые трансформаторы, которые используются для изменения величины переменного напряжения и тока, оставляя неизменными фазы, форму кривой напряжения и частоту.

Силовые трансформаторы состоят из магнитопровода (сердечник, выполненный из ферромагнитного, материала). Двух обмоток, расположенных на стержнях магнитопровода (рисунок 1). Первичная обмотка присоединена к источнику переменного тока. Вторичная обмотка, подключенная к потребителю.[3] Действие основано на явление электромагнитной индукции. Подключенная первичная обмотка к источнику переменного тока которое создает в магнитопроводе переменный магнитный поток Φ .

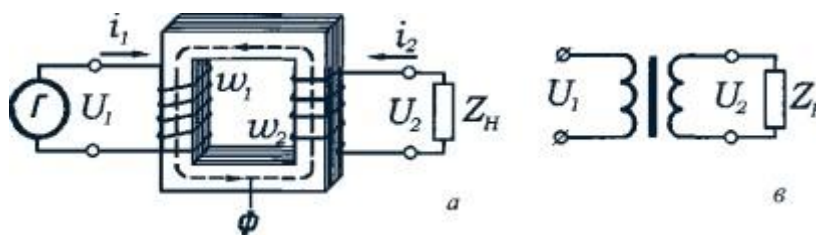


Рисунок 1.1.1 – Конструктивная (а) и принципиальная (в) схема однофазного двухобмоточного трансформатора

Конструкция трансформатора зависит от назначения и места и способа эксплуатации, например, будут влиять способы охлаждения которая будет зависит климатические условия. По этим признакам трансформаторы

разделяются на следующие виды:

1. Силовые трансформаторы – это электротехнические устройство, назначенный преобразование переменного напряжения и тока до необходимой величины (рисунок 2). Работа основана эффекте электромагнитной индукции. Параметры тока увеличивается или уменьшается в зависимости от конфигурации устройства. Сфера их применения широко и включает в себя: промышленные предприятия, линии электропередач и городские и частные электросети. Одна из задач — это транспортировка электроэнергии на большие расстояния, такая передача осуществляется большими потерями поэтому применяется принцип двойной трансформации.



Рисунок 1.1.2 – Силовой трансформатор

Автотрансформатор – это исполнение трансформатора, когда первичная и вторичная обмотка которые объединённые в одну общую обмотку и имеет магнитную связь, но и электрическую. Преимуществом является высокое КПД, поскольку лишь часть мощности преобразуются через индуктивную связь. Недостатком является отсутствие гальванической развязки между первичной и вторичной цепью. Это несет риски нарушения режимов режима работа. Например, при замыкании на землю одной из линий высокого напряжения линия низкого напряжения получит потенциал высокого относительно земли. Потребители на стороне 6 кВ могут оказаться под напряжением 10 кВ по отношению земле.

Трансформаторы тока с гальванической развязкой (без электрического контакта). Используется в цепях защиты, измерения, сигнализации, управления и снижения на первичной обмотке. Вторичная обмотка номинальный ток равен пяти или одному ампер. Использовать нужно в режиме близкому к короткому замыканию, потому что при разрыве цепи на выходе наводиться высокое напряжение, которое повредит устройство.[5]

Трансформатор напряжения – это понижающий измерительный трансформатор. Который предназначен для безопасного измерения напряжения до 1кВ. Первичная обмотка трансформатора включает параллельно нагрузке, ТН рассчитан на номинальное напряжение электроустановок. Напряжение вторичной обмотки стандартизировано 100В соответственно обмотка подключаемо вольтметра, рассчитанный на 100В, на шкале указывается не вторично, а первичное напряжение.

Импульсный трансформатор – предназначенный для преобразования тока и напряжения импульсных сигналов с минимальным искажением исходной формы на выходе. Особенностью является что на первичную обмотку поступает однополярные импульсы, содержащие постоянный ток, поэтому сердечник работает с постоянным подмагничиванием.

цепей. Применением которого является где необходима гальваническая развязка первичной и вторичной обмотки, а так же изоляция подключенный контура заземления. Для повышения электробезопасности подключение в сеть проводит через разделительный трансформатор.

Трансформаторы одного и того же назначения различаются по виду охлаждения: с воздушным охлаждением (сухие трансформаторы ТС) и масляным (масляные трансформаторы ТМ).

1.2 Сечение и прокладка кабеля

Сечение кабеля – это параметр, определяющий максимальный допустимый ток. Измерение происходит в квадратных миллиметрах которое показывает площадь медного или алюминиевого проводника внутри изоляции.

Кабели выбирается с учетом следующих критериев:

- нагрев длительного прохождения тока в рабочие режим, который будет потреблять данная кабельная линия;
- при кратковременном выделением теплоте, которое возникает в аварийном режиме или при возникновение короткого замыкания;
- потери линией напряжения после аварии и штанных режимах;
- механическая прочность проводника.

Передача электроэнергии от источника к потребителю происходит через воздушные или подземные линии. Выбор сечения проводов и жил определяется техническими и экономическими факторами. Экономические условия определяются с учетом минимальных затрат на сечение линии.

При принятии решения о выборе сечения проводов учитывается их потенциальное нагревание, которое напрямую зависит от силы тока. В случае работы нескольких линий параллельно производится расчет на основе аварийного сценария, при котором одна из линий выходит из строя.

Прокладка на эстакадах также имеет свои преимущества и недостатки. Она позволяет сократить количество необходимого металла, так как кабели могут быть подвешены в воздухе. Этот метод подходит для участков с

большим количеством кабелей и сложным рельефом. Однако он требует специальных конструкций для поддержания кабелей и защиты их от механических повреждений.

При выборе метода прокладки необходимо учитывать все особенности конкретной территории и объем работ. Важно провести тщательное проектирование и выбрать оптимальное решение, чтобы обеспечить надежную и безопасную работу кабельной сети.

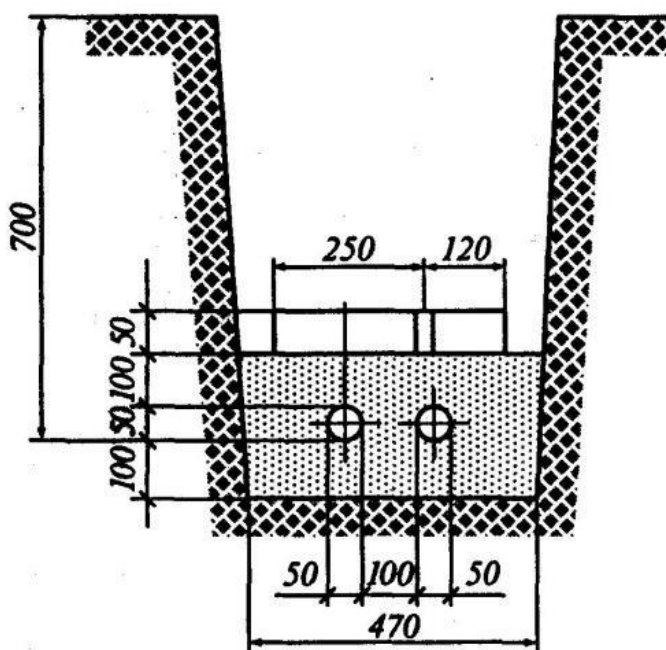


Рисунок 1.2.1 - Прокладка кабелей в траншее

Опыт эксплуатации показывает, что кабели, уложенные в земляные траншеи, могут быть повреждены во время проведения земляных работ. Если в траншее размещается свыше шести кабелей, это приводит к уменьшению максимально допустимой токовой нагрузки. В случае большого количества кабелей целесообразно использовать две параллельные траншеи, разделенные расстоянием в 1,2 метра.

Для укладки кабелей траншея должна иметь глубину не менее 800 мм, при этом на дне создается подушка из просеянной земли толщиной 100 мм. Кабели следует размещать на глубине не менее 700 мм от поверхности. Между

кабелями, работающими под напряжением до 10 кВ, должно быть соблюдено расстояние не менее 100 мм, и они должны быть уложены в один ряд. После укладки кабели необходимо засыпать слоем мягкого грунта. Для защиты кабельных линий от механических повреждений, кабели с напряжением выше 1 кВ покрываются бетонными плитами или кирпичом, а кабели с напряжением до 1 кВ - только в местах возможных раскопок. Маршруты кабельных линий прокладываются по непроезжим участкам на расстоянии не менее: 600 мм от фундаментов зданий, 500 мм от трубопроводов и 2000 мм от теплопроводов

Оптимальным решением для монтажа кабельных систем является использование блочной методики, особенно при необходимости пересечения транспортных магистралей или в условиях ограниченного пространства на промышленных объектах. Этот метод предусматривает укладку кабеля в специальные блоки, что обеспечивает дополнительную защиту и упрощает обслуживание. Кабельные колодцы устанавливаются в ключевых точках маршрута: там, где трасса меняет направление или уровень залегания, а также на участках прямолинейного прокладывания значительной длины.

Конструктивно блок может быть сформирован из набора труб различных материалов — от асбестоцемента до керамики, либо из железобетонных элементов. Перед началом работ блоки доставляют на место монтажа и распределяют вдоль запланированного маршрута кабельной линии. Каждый кабельный блок должен иметь до 10% резервных каналов, но не менее одного канала. Глубина заложения в земле кабельных блоков должна приниматься исходя из местных условий, но не должна быть менее расстояний, допустимых при прокладке кабелей в траншеях.

В местах изменения направления трассы или разветвления кабельных линий, проложенных в блоках, и в местах перехода кабелей из блоков в землю должны сооружаться кабельные протягивания. При монтаже кабельных систем рекомендуется использовать метод укладки кабелей в

блоки, что позволяет обеспечить их легкую и оперативную замену в ходе эксплуатации.

Каждый метр длины, для эффективного отвода влаги в сторону кабельных колодцев. Эти колодцы строятся на равномерных расстояниях вдоль прямых участков трассы, с учетом особенностей местности, длины кабеля и его максимально допустимого натяжения при протягивании через каналы блоков. Конструкция колодцев предусматривает удобство укладки кабеля и монтажа соединительных муфт. В нижней части колодца предусмотрен водосборник — специальное углубление с металлической решеткой для сбора грунтовых и дождевых вод.

1.3 Анализ электроснабжения здания

Помещение склада металлов является важным звеном в цепочке поставок и хранения товара, обеспечивая необходимые условия для сохранности и доступности продукции. В условиях современной экономики эффективное функционирование склада невозможно без надежного и стабильного электроснабжения. Текущее состояние склада и расположение существующей подстанции требует реконструкции системы электроснабжения. Основной причиной реконструкции является выявленное несоответствие категории надежности электроснабжения фактическим условиям эксплуатации, а также необходимость замены старого масляного трансформатора.

Существует три категории надежности электроснабжения:

Первая категория — электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой ущерб предприятию или привести к опасности для жизни людей, а также нарушению функционирования особо важных элементов предприятия. Из состава электроприемников первой категории выделяется особая группа, где требуется необходимость безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни

людей, пожаров и повреждения дорогостоящего оборудования. Электроприемники первой категории должны обеспечиваться от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. Перерыв электроснабжения при нарушении от одного из источников питания может допускаться только на время автоматического восстановления питания. Для особой группы электроприемников первой категории должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого резервирующего источника питания. Третий независимый источник питания для особой группы электроприемников, а также в качестве второго независимого источника питания для остальных электроприемников, могут использоваться местные электростанции. При сложности непрерывности технологического процесса, требующей длительного времени на восстановление рабочего режима, при наличии технико-экономического обоснования рекомендуется осуществлять электроснабжение от двух независимых взаимно резервирующихся источников питания.

Вторая категория – электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недопуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей. Электроприемники второй категории рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. Для электроприемников второй категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады. Допускается питание электроприемников второй категории по одной воздушной линии, в том числе с кабельной вставкой, если обеспечена возможность проведения аварийного ремонта этой линии за время не более одних суток. Кабельные вставки этой линии должны выполняться двумя

кабелями, каждый из которых выбирается по наибольшему длительному току воздушной линии. Допускается питание электроприемников второй категории по одной кабельной линии, состоящей не менее чем из двух кабелей, присоединенных к одному общему аппарату. При наличии централизованного резерва трансформаторов и возможности замены поврежденного трансформатора за время не более одних суток допускается питание электроприемников второй категории от одного трансформатора.

Третья категория – все остальные электроприемники, не подходящие под определения первой и второй категорий. Для электроприемников третьей категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают одних суток. Это означает, что перерыв в электроснабжении для данной категории является допустимым на срок до 24 часов, однако превышение этого срока не допускается. В отличие от второй категории, для третьей категории не требуется оперативного включения резервного питания дежурным персоналом или выездной бригадой – ремонт может производиться в плановом порядке без срочного вмешательства. Приемники третьей категории, как правило, подключаются к одному питающему трансформатору без резервирования, что позволяет снизить капитальные затраты при строительстве или реконструкции. Электроснабжение третьей категории не требует наличия второго независимого источника питания, и его отключение на время до суток не приводит к тому ущербу, который характерен для первой и второй категорий (угроза жизни людей, пожары, повреждение оборудования, массовые простои производства).

Для проектируемого склада металлов установлена третья категория надежности для всех электроприемников. Это позволяет выполнить электроснабжение от одного источника питания без резервирования.

Основное требование – любые перерывы для ремонта или замены поврежденных элементов системы не должны превышать одних суток.

Выбор трансформатора осуществляется следующим образом. Сначала рассчитывается суммарная полная мощность всех электроприемников проектируемого склада ($S_{\text{расч}}$, кВА) с учетом перечня оборудования, коэффициента мощности. Поскольку третья категория не требует деления нагрузки на резервные секции, проектом предусматривается установка одного трансформатора, питающего все нагрузки склада.

При этом рекомендуется предусматривать запас 15-20% для компенсации пусковых токов электродвигателей (краны, конвейеры, вентиляция) и возможного увеличения нагрузки в процессе эксплуатации склада. Также необходимо проверить коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме работы. Для экономически целесообразного режима коэффициент загрузки должен находиться в пределах 0,7 – 0,8. При выходе трансформатора из строя второй источник питания отсутствует (третья категория), поэтому ремонт или замена поврежденного трансформатора должна быть выполнена в срок не более одних суток в строгом соответствии с требованиями для третьей категории надежности. После определения номинальной мощности из стандартного ряда выбирается тип трансформатора (масляный или сухой) с учетом условий размещения на строящемся объекте. На рисунках показано место размещения проектируемой трансформаторной подстанции, схема электроснабжения склада и планировочные решения.

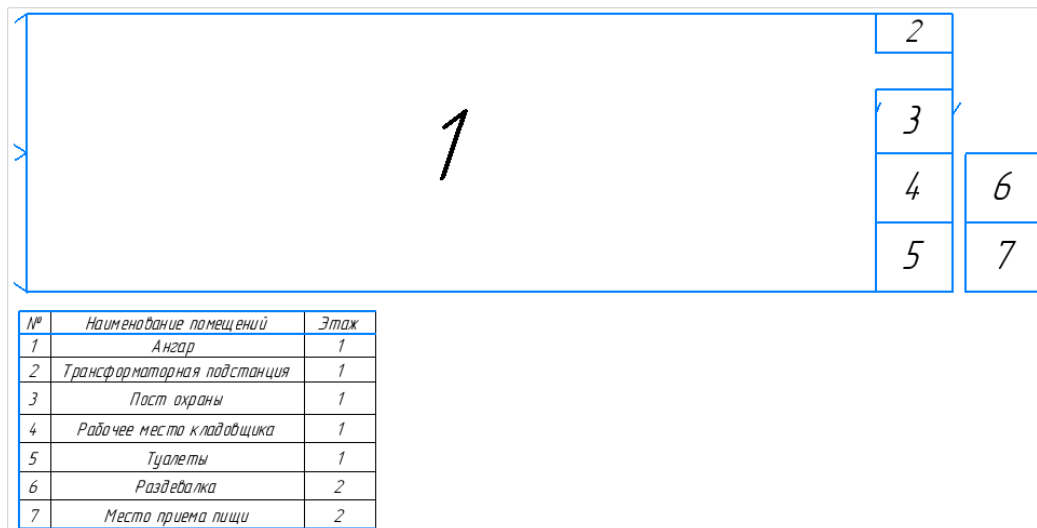


Рисунок 1.3.1 – схема расположения подстанции

1.4 Расчет нагрузок, на основе имеющихся информации

Подбор количества и мощности трансформаторов должен выполняться на основе анализа существующих и перспективных электрических нагрузок. Многообразие методик расчета позволяет адаптировать подход под отраслевую специфику, цели проекта, временные ограничения и другие важные факторы. В промышленности чаще всего применяют методы, использующие коэффициенты спроса, максимума и удельной мощности. В других отраслях экономики востребованы методы, учитывающие коэффициенты использования и загрузки оборудования. Для начальных этапов проектирования и составления прогнозов допустимы упрощенные методики, например, расчет по удельной мощности.

Точное прогнозирование электрических нагрузок на всех уровнях сети основа успешного проектирования системы электроснабжения. Это позволяет оптимизировать параметры сетевых компонентов: сечение проводников, марки кабелей, мощность и типы трансформаторов, а также прочее оборудование. Точность здесь критична: завышение нагрузок ведет к неоправданным затратам, а занижение — к потерям мощности, перегреву и преждевременному износу. Определение электрических нагрузок играет важнейшую роль в технико-экономическом проектировании, позволяя выбирать оборудование, компенсировать реактивную мощность,

регулировать напряжение, обеспечивать защиту и автоматизацию сетей в эффективном и экономически оправданном режиме.

Упрощенные методы применяют для быстрой оценочной оценки нагрузок по общей установленной мощности оборудования, что дает возможность предварительного планирования электроснабжения горных предприятий. Однако для точного расчета требуются более детальные данные о конкретном оборудовании, технологических процессах и режимах работы предприятия.

Окончательный уточненный расчет включает анализ единичных электроприемников, их мощности, режимов работы, времени использования и технических характеристик. Это позволяет более точно определить нагрузки и спроектировать соответствующую инфраструктуру. Использование конкретных данных о технологических процессах и оборудовании дает возможность учесть все особенности и потребности в электроэнергии — важнейший аспект проектирования электроснабжения предприятия.

Анализ и расчет электрических нагрузок — ключевой этап проектирования, выполняемый на основе метода коэффициента спроса. В рамках этого подхода все электроприемники группируются по функциональному назначению, технологическим процессам и уровню напряжения. Затем определяется общая мощность устройств — активная, реактивная и полная нагрузка. Особое внимание уделяется расчету нагрузок для подземных сегментов сети.

В процессе проектирования устанавливаются локации для стационарных и мобильных подстанций, а также стратегия распределения потребителей по этим подстанциям. Разрабатываются планы по нейтрализации реактивной мощности и выбирается оптимальная мощность с необходимым количеством трансформаторов для основной понизительной подстанции. Важным аспектом является также определение годовых и удельных затрат на электроэнергию для горнодобывающих предприятий.

Группы однородных по режиму работы электроприемников расчетную нагрузку (соответственно в кВт, квар, кВА) определяют из выражений:

Расчет активной мощности по формуле:

$$P_p = P_{\text{ном}} \times K_c; (\text{кВт})$$

Расчет реактивной мощности по формуле:

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2}; (\text{кВА}) \quad (2)$$

где K_c -коэффициент спроса характерной группы электроприемников, принимаемый по справочным материалам;

$\text{tg } \varphi$ - соответствует $\cos \varphi$, определяемому по справочникам

φ - угол сдвига фаз

Количество трансформаторов на ГПП зависит от категории по надежности электроснабжения и мощности подстанции. Для 1 категории –не менее двух трансформаторов, оба в работе. Коэффициент загрузки в нормальном режиме составляет: $\beta_n \leq 0,65 \div 0,7$

- для 2 категории электроснабжения - 2 трансформатора $\beta_n \leq 0,7 \div 0,8$

- для 3 категории электроснабжения - достаточно одного трансформатора

$\beta_n \leq 0,9 \div 0,95$ При выборе трансформаторов производится проверка коэффициента загрузки в аварийном режиме (один трансформатор не работает, другой должен обеспечить работу потребителей 1 и 2 категории); $\beta_a \leq 0,85 \div 0,9$.

Метод коэффициента спроса является одним из наиболее распространенных способов определения мощности силовых трансформаторов для отдельных зданий. Необходимая мощность трансформатора (кВА) рассчитывается по следующей формуле:

$$S_p = \frac{(\sum P_y \times K_c)}{\cos \varphi} \quad (3)$$

Коэффициент спроса определяется экспериментальным путем и зависит от типа потребителей и их количества. Он может варьироваться от 0 до 1, где 1 соответствует ситуации, когда все потребители одновременно работают на полную мощность. Коэффициент спроса может быть определен по эмпирической зависимости:

$$K = \frac{0,286 + (0,714 \times P_M) / \sum P_y}{c} \quad (4)$$

Таблица 1.4.1 – Установленное оборудование в цехе

Название	Количество	Потребление кВт	Коэффициент спроса Кс	cos Φ	g Φ
Склад					
Освещение	60	16	0,7	0,7	,02
Дополнительное освещение	20	2,3	0,8	0,8	,7
Кран мостовой однобалочный 10т	2	2,2	0,7	0,7	,02
Тепловентелятор Volcano	20	5,5	0,8	0,8	,7
Тепловая завеса	4	72	0,7	0,7	,7
Встроенные помещения					
Пост охраны	1	4	0,8	0,8	,7
Раздевалка	1	5	0,8	0,8	,7
Помещение для приема пищи	1	4	0,8	0,8	,7
Туалет М/Ж	2	3	0,8	0,8	,7
Освещение встроенных помещений	5	2	0,8	0,8	,7
Кладовая	1	5	0,8	0,8	0,7

Примечания к табл. 1.4.1: - установки работают с опережающим cosφ, а tgφ-тригательный. Тангенс угла находим через косинус: $\text{tg } \varphi = \text{tg} (\arccos \varphi)$.

Активная мощность – это энергия, которая выделяется в единицу времени в виде теплоты на участке цепи с сопротивлением. Активная

мощность обозначается P (кВт).

$$P_{p1} = P_{\text{ном}} \times K_c = 5 \times 0,8 = 4 \text{ кВт} \quad (5)$$

$$P_{p2} = 16 \times 0,7 = 11,2 \text{ кВт} \quad (6)$$

$$P_{p3} = 2,3 \times 0,8 = 1,84 \text{ кВт} \quad (7)$$

$$P_{p4} = 2,2 \times 0,7 = 1,54 \text{ кВт} \quad (8)$$

$$P_{p5} = 5,5 \times 0,8 = 4,4 \text{ кВт} \quad (9)$$

$$P_{p6} = 72 \times 0,8 = 57,6 \text{ кВт} \quad (10)$$

$$P_{p7} = 4 \times 0,8 = 3,2 \text{ кВт} \quad (11)$$

$$P_{p8} = 5 \times 0,8 = 4 \text{ кВт} \quad (12)$$

$$P_{p9} = 4 \times 0,8 = 3,2 \text{ кВт} \quad (13)$$

$$P_{p10} = 3 \times 0,8 = 2,4 \text{ кВт} \quad (14)$$

$$P_{p11} = 2 \times 0,8 = 1,6 \text{ кВт} \quad (15)$$

Реактивная мощность – это энергия, которой обменивается генератор и приемник. Реактивная мощность обозначается Q (квар).

Далее рассчитываем реактивную мощность для трансформатора;

$$Q_{p1} = P_{p1} \times \operatorname{tg} \varphi_1 = 11,2 \times 1,02 = 17,9928 \text{ (квар)} \quad (16)$$

$$Q_{p2} = 1,84 \times 0,7 = 1,288 \text{ (квар)} \quad (17)$$

$$Q_{p3} = 1,54 \times 1,02 = 1,5708 \text{ (квар)} \quad (18)$$

$$Q_{p4} = 4,4 \times 0,7 = 3,08 \text{ (квар)} \quad (19)$$

$$Q_{p5} = 57,6 \times 0,7 = 40,32 \text{ (квар)} \quad (20)$$

$$Q_{p6} = 3,2 \times 0,7 = 2,24 \text{ (квар)} \quad (21)$$

$$Q_{p7} = 4 \times 0,7 = 2,8 \text{ (квар)} \quad (23)$$

$$Q_{p8} = 3,2 \times 0,7 = 2,24 \text{ (квар)} \quad (24)$$

$$Q_{p9} = 2,4 \times 0,7 = 1,68 \text{ (квар)} \quad (25)$$

$$Q_{p10} = 1,6 \times 0,7 = 1,12 \text{ (квар)} \quad (26)$$

$$Q_{p11} = 4 \times 0,7 = 2,8 \text{ (квар)} \quad (27)$$

После расчетов реактивной и активной мощности рассчитываем полную расчетную мощность по формуле:

$$S_p = \sqrt{(P^2 + Q^2)} = \sqrt{(94,98^2 + 77,13^2)} = 122 \text{ (кВА)} \quad (28)$$

После того как определена полная расчетная мощность нагрузки, крайне важно провести проверку способности трансформатора функционировать в условиях аварийного режима. Данный этап является критическим аспектом проектирования любой системы электроснабжения, особенно если в ее составе присутствуют потребители первой и второй категорий надежности. Аварийный режим может возникнуть в случае неожиданного выхода одного из трансформаторов из строя, при его плановом ремонте или во время технического обслуживания.

В такой ситуации вся ответственность за непрерывное электроснабжение ложится на оставшийся трансформатор, который должен без ущерба для себя обеспечивать энергией наиболее ответственных потребителей. Следовательно, проверка на способность работать в аварийном режиме подтверждает, что оборудование сможет выдерживать повышенные нагрузки в течение необходимого времени, пока поврежденный трансформатор не будет введен в работу снова.

Из формулы полной расчетной мощности получили 122 кВА, выбираем трансформатор по мощности больше чем рассчитанный смотреть в таблице

1.4.2.

Таблица 1.4.2 – Технические данные трансформаторов.

Трансформатор	Номинальная мощность кВА	Номинальное напряжение обмоток	
		ВН	НН
ТМ-250/6-10	250	6; 10	0.23; 0.4; 0.69
ТМ-400/6-10	400	6; 10	0.23; 0.4; 0.69
ТМ-630/6-10	630	6; 10	0.23; 0.4; 0.69
ТМН-1000/6-10	1000	6; 10	0.4; 0.69
ТМН-1600/6-10	1600	6; 10	0.4; 0.69
ТМН-2500/35	2500	10; 35	6,3
ТМ-4000/35	4000	10; 35	6,3
ТМ-6300/35	6300	10; 35	6,3
ТМЗ-630/10	630	6; 10	0,4
ТМЗ-1000/10	1000	6; 10	0,4
ТМЗ-1600/10	1600	6; 10	0,4
ТСЗ-250/10	250	10,5	0,69
ТСЗ-400/10	400	10,5	0,69
ТСЗ-630/10	630	10,5	0,69
ТСЗ-1000/10	1000	10,5	0,69
ТСЗ-1600/10	1600	10,5	0,69
ТД-10000/35	10000	38,5	6.3; 10.5
ТД-1600/35	16000	38,5	6.3; 10.5
ТМН-2500/110	2500	110	6.6; 11
ТМН-6300/110	6300	110	6.6; 11
ТДН-10000/100	10000	115	6.6; 11
ТДТН-16000/110	16000	115	6.6; 11
ТДТН-25000/100	25000	115	6.6; 11
ТДТН-40000/110	40000	115	6.6; 11
ТДТН-63000/110	63000	115	6.6; 11

При выполнении коэффициента загрузки в аварийном режиме ($\beta_{ав}$ должен быть не более 0,8 -0,9) вычисляем по формуле:

$$\beta_{ав} = \frac{S_p}{S_{ном}} = \frac{122}{250} = 0,5 < 0,9 \quad (29)$$

После выполнения расчетов условие соблюдается, трансформатор выдержит работу в аварийном режиме.

1.5 Расчет сечения кабеля

Подбор сечений жил проводов и кабелей для трансформаторных подстанций требует предварительного выбора трансформаторов с учётом суточного графика нагрузок. При этом необходимо также определить продолжительность использования максимума нагрузок (час/год) на основе фактического графика. Расчёт суточной нагрузки выполняется по следующей формуле:

$$T_M = t_M \times 365 = 24 \times 365 = 8760 \quad (30)$$

где T_M - продолжительность использования максимальной нагрузки, определяется из исходных данных или из фактического графика нагрузок определённого, при выборе мощности трансформатора, час/ год,

t_M — число часов в фактическом суточном графике нагрузки-нагрузка превышает среднюю, час;

365 – число дней в стандартном году, дни.

По вычисленной формуле мы нашли продолжительность максимальную нагрузку. Продолжительность работы в данном случае зависит от подпитывающей к цеху котельный.

Определяется экономическая плотность тока $J_{эк}$ (А/ мм²) в зависимости от T_M и типа токоведущих частей по таблице .1.4.3.

Таблица 1.4.3 – Экономическая плотность тока.

Проводники	Jэк А/мм ² при числе часов использования максимальной нагрузки, ч/год		
	1000-3000	3000-5000	более 5000
Неизолированные провода и шины			
медный	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами			
медный	3	2,5	2
алюминиевые	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и с пластмассовой изоляцией с жилами			
медный	3,5	3,1	2,7
алюминиевые	1,9	1,7	1,6

После вычисления экономической плотности переходим к выбору сечения кабеля на напряжение 6 кВ для питания трансформаторной подстанции мощностью 250 кВА для питания склада металл. Кабели будут, прокладываться по эстакаде и в земле в трубах. Длина прокладки кабеля составляет 0,400 км.

Сечение кабельной линии на напряжение 6(10) кВ выбирают по нагреву расчетным током, проверяется по термической стойкости к токам КЗ, при этом потерям напряжения в нормальном режиме.

Определяем расчетный ток в нормальном режиме.

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{расч}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{250}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 24,05 (\text{А}) \quad (31)$$

где n – это количество кабелей присоединению.

Расчетный ток принимается для нормального режима работы, т.е. увеличение тока в послеаварийных и ремонтных режимах сети не учитывается. Экономическую плотность рассчитывали выше по таблице 2 плотность тока. Из данной таблицы выбираем кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами, проводником выбираем алюминий.

Нормирование расчетного тока важно для обеспечения надежности и безопасности работы электрооборудования. При выборе кабелей и проводов с

определенной изоляцией и материалом проводника необходимо учитывать не только токовую нагрузку, но и другие характеристики сети, такие как напряжение, длина проложения и условия эксплуатации.

Выбор алюминиевого проводника позволяет снизить стоимость установки и эксплуатации системы электроснабжения, однако необходимо учитывать особенности его работы в различных режимах. Бумажная изоляция обладает хорошими диэлектрическими свойствами, однако ее применение требует дополнительных мер по защите от воздействия внешних факторов, таких как влага и механические повреждения.

Поливинилхлоридная и резиновая изоляция обеспечивают устойчивость к воздействию влаги и увеличивают электрическую прочность проводника. Выбор определенного типа изоляции зависит от условий эксплуатации и требований к надежности работы системы. Необходимо также учитывать тепловые потери в системе и возможные перегрузки при выборе оборудования, чтобы обеспечить оптимальное функционирование электроснабжения.

Определяем экономическое сечение по формуле:

$$S = \frac{I_{\text{расч}}}{I_{\text{э}}} = \frac{24,05}{1,2} \approx 20 \text{ (мм}^2\text{)} \quad (32)$$

Сечение кабеля округляем до ближайшего стандартного 25 мм

Длительный допустимый ток для кабеля сечением 3х25мм по ПУЭ,7 издание по таблице 1.4.4. Прокладка кабеля происходит по эстакаде и по земле определяем формуле:

$$I_{\text{д.т.}} = 105 > I_{\text{расч.ав.}} = 24,05 \text{ (A)} \quad (33)$$

Таблица 1.4.4 – Токовая нагрузка на силовых кабелей с бумажной пропитанной изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемой земле.

S, мм2	Ток, А					
	Медные жилы			Алюминевые жилы		
	до 3 кВ	6 кВ	10 кВ	до 3 кВ	6 кВ	10 кВ
6	70	-	-	55	-	-
10	95	80	-	75	60	-
16	120	105	95	90	80	75
25	160	135	120	125	105	90
35	190	160	150	145	125	115
50	235	200	180	180	155	140
70	285	245	215	220	190	165
95	340	295	265	260	225	205
120	390	340	310	300	260	240
150	435	390	355	335	300	275
185	490	440	400	380	340	310
240	570	510	460	440	390	355

При токовой нагрузке на силовые кабели с бумажной пропитанной изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемой земле получится допустимый ток 105 А. В таблице 5 рассмотрим допустимый ток при прокладке кабеля по эстакаде.

Таблица 1.4.5 – Токовая нагрузка на силовые кабели с бумажной пропитанной изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемые в воздухе.

S, мм2	Ток, А					
	Медные жилы			Алюминевые жилы		
	до 3 кВ	6 кВ	10 кВ	до 3 кВ	6 кВ	10 кВ
6	45	-	-	35	-	-
10	60	55	-	46	0	-
16	80	65	60	60	50	46

Продолжение таблицы 1.4.5

25	105	90	85	80	70	65
35	125	110	105	95	85	80
50	155	145	135	120	110	105
70	200	175	165	155	135	130
95	245	215	200	190	165	155
120	285	250	240	220	190	185
150	330	290	270	255	225	210
185	375	325	305	290	250	235
240	430	375	350	330	290	270

При токовой нагрузке на силовые кабели с бумажной пропитанной изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемые в воздухе. Допустимый ток имеет значение 70 А.

2 КОНСТРУКТОРСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Определение требуемой мощности и выбор типа трансформатора

В процессе проектирования электроустановок, содержащих защитную аппаратуру, схемы измерения и коммерческого учета электроэнергии, подбор трансформатора тока выполнялся с учетом четырех критериев: номинального напряжения, значения первичного тока, необходимого класса точности (по целям использования) и мощности установки, зависящей от вторичной нагрузки.

В рамках работы были проведены расчеты. Путем вычисления реактивной и активной составляющих определена полная расчетная мощность, составившая 122 кВА. Для понижающего трансформатора была принята номинальная мощность 250 кВА, которая превышает расчетную. При этом руководствовались как фактическим энергопотреблением склада, так и табличными данными о нагрузке от работающих электроприборов (таблица 1).

Трансформатор именно на 250 кВА был выбран по следующим причинам:

- для обеспечения запаса мощности под будущее расширение;
- для соблюдения норм энергетической эффективности;
- для уменьшения износа действующего оборудования и повышения его ресурса.

В настоящее время промышленность выпускает несколько видов трансформаторов с различными типами охлаждения.

– Естественное воздушное охлаждение трансформаторов происходит благодаря естественной конвекции воздуха и частичному излучению тепла в воздушную среду. Такие трансформаторы называются «сухими». Условные обозначения естественного воздушного охлаждения: С — открытое исполнение, СЗ — защищённое исполнение, СГ — герметичное исполнение, СД — принудительная циркуляция воздуха.:(рисунок 3.1.1)



Рисунок 2.1.1 – Воздушное охлаждение трансформаторов

В системах электроснабжения с трансформаторами мощностью до 16 000 кВА широко распространен метод естественного масляного охлаждения. Принцип действия основан на передаче тепла от обмоток и сердечника к окружающему маслу, которое циркулирует внутри бака и радиаторных труб, отдавая тепло воздуху. Ключевое требование эксплуатации — недопущение превышения температуры наиболее нагретых слоев масла выше 95 °С при номинальной нагрузке. Нарушение этого порога ведет к перегреву и снижению ресурса оборудования. Достижение высокой эффективности системы возможно только при корректном расчете охлаждающей поверхности и оптимизации потоков циркуляции масла.



Рисунок 2.1.2 – Масляное охлаждение

– для трансформаторов с высокой мощностью часто применяется система масляного охлаждения с дутьём и естественной циркуляцией масла. В таких системах используются вентиляторы, установленные на радиаторных трубах, которые обеспечивают дополнительный поток воздуха для улучшения охлаждения. Вентиляторы способны автоматически включаться и выключаться в зависимости от текущей нагрузки и температуры масла, что позволяет оптимизировать процесс охлаждения.

Трансформаторы с такой системой охлаждения могут работать без активации вентиляторов при условии, что нагрузка не превышает номинальную, а температура верхних слоёв масла не поднимается выше 55 °С. При этом, в условиях низких температур окружающей среды, трансформаторы могут функционировать даже при температуре масла до 45 °С, не зависимо от нагрузки. Однако, максимально допустимая температура масла в верхних слоях при полной номинальной нагрузке составляет 95 °С, что является критическим параметром для обеспечения долговечности и надёжности трансформатора.



Рисунок 2.1.3 – Масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла

– Для мощных трансформаторов (от 63 000 кВА и выше) предусмотрена система охлаждения с принудительной циркуляцией масла и дутьем — масло прогоняется через воздушные охладители, представляющие собой ребристые трубки, и обдувается внешними вентиляторами для интенсификации теплоотвода. Непрерывную циркуляцию масляной среды обеспечивают электронасосы. Такое техническое решение позволяет уменьшить габариты трансформатора, сохранив его рабочие характеристики.; (рисунок 3.1.3)



Рисунок 2.1.4 – Масляное охлаждение с дутьем и принудительной циркуляцией масла через воздушные охладители

Система охлаждения масляно-водяного типа с принудительной циркуляцией масла представляет собой эффективное решение для управления температурой в высокомоощных трансформаторах. В этой системе используется комбинация масла и воды для отвода избыточного тепла, генерируемого в процессе работы трансформатора.

Основные принципы работы системы:

- вода циркулирует внутри трубок, обеспечивая первичное охлаждение за счет своей более низкой температуры;
- масло, перемещаясь между трубками, отводит тепло от активной части трансформатора, передавая его воде;
- эффективность охлаждения повышается за счет принудительной циркуляции масла, что позволяет поддерживать оптимальную температуру даже при высоких нагрузках.

Ключевые параметры безопасности и эффективности:

- температура масла на входе в маслоотделитель не должна превышать 70°C. Это предотвращает перегрев и ухудшение теплофизических свойств масла;
- система должна быть спроектирована таким образом, чтобы обеспечить равномерное распределение температуры и избежать локального перегрева;
- переход на масляно-водяное охлаждение позволяет повысить эффективность работы трансформаторов и снизить их физические размеры, сохраняя при этом высокую производительность и надежность. Это особенно важно для трансформаторов, эксплуатируемых в условиях ограниченного пространства или повышенных температурных режимов. (рисунок 12)



Рисунок 2.1.5 – Масляно-водяное охлаждение с принудительной циркуляцией масла

– Масляно-водяное охлаждение с направленным потоком масла (НЦ) применяется для трансформаторов мощностью 630 МВ•А и более.

При выборе одного трансформатора с разными видами охлаждения. Первым шагом будет изучение особенностей каждого метода охлаждения, и соответствие требованиям пожарной безопасности и системы электроснабжения. Данный момент будет рассматриваться три вида трансформатора указанные в таблице 3.1.6.

Таблица 2.1.6 – сравнение трансформаторов по техническим характеристикам.

Трансформаторы	М-630-У1	ТМЗ-630/10	ТСЗ-630/10
Мощность кВА	630	630	630
Схема и группа соединения обмоток	Y/Y _H -0 D/Y _H -11	Y/Y _H -0	Y _H /Y _H -0

Напряжение короткого замыкания (U_k), %	5,5	5,5	6
Потери холостого хода (P_0), Вт	1000	1250	1450
Потери короткого замыкания ($P_{к.з.}$), Вт	7600	7900/8500	6200
Масса	1234	2645	2410

На данный момент рассмотрим плюсы и минусы трансформатора с масляным и сухим охлаждением.

Плюсами трансформатора с масляным охлаждением можно назвать:

- эффективность охлаждения: Масло является отличным проводником тепла, поэтому оно эффективно отводит тепло от активных частей трансформатора. Это позволяет поддерживать оптимальную температуру внутри устройства, предотвращая перегрев и повреждение оборудования;
- увеличение срока службы оборудования: Благодаря эффективному охлаждению масло помогает продлить срок службы трансформатора. Оно защищает оборудование от перегрева, коррозии и других негативных воздействий, что увеличивает его надежность и долговечность;

предотвратить короткие замыкания и другие сбои, связанные с перегревом оборудования;

- возможность эксплуатации при высоких температурах окружающей среды: Масляное охлаждение позволяет эксплуатировать трансформаторы при высоких температурах окружающей среды, что расширяет их область применения

Однако у трансформаторов с масляным охлаждением есть недостатки на момент эксплуатации и обслуживания:

- риск возгорания масла: При коротком замыкании или перегрузке

масло может воспламениться, что приводит к пожару. Поэтому требуется особая осторожность при эксплуатации трансформаторов с масляным охлаждением;

- необходимость регулярной замены масла: Со временем масло теряет свои свойства, поэтому его необходимо регулярно менять. Это требует дополнительных затрат на обслуживание и ремонт оборудования;

- высокие затраты на обслуживание и ремонт: Оборудование с масляным охлаждением обычно стоит дороже, чем аналогичное оборудование с воздушным или водяным охлаждением. Кроме того, его обслуживание и ремонт также могут быть более затратными.

При своих плюсах и минусах трансформаторы с данным видом охлаждения на рынке существует с сухим охлаждением, будем рассматривать с данным видом охлаждения:

- безопасность с масляным охлаждением существует риск возгорания, в строении содержит легковоспламеняющиеся вещества которое снижает риски возникновения пожара;

- с экологической стороны с сухим охлаждением не загрязняет окружающую среду поскольку масло не просочиться и загрязнить почву и воду;

- простота обслуживания поскольку не требует замены масла или фильтров.

- При своих плюсах в зависимости от охлаждения маслом сухой трансформатор имеет свои недостатки, которые влияют на выбор трансформатора. Рассмотрим минусы для трансформатора с сухим охлаждением:

- маленькая эффективность охлаждения. При сравнении с масляным охлаждением, сухое охлаждение менее эффективно отводит тепло от активных частей трансформатора, которое приводит перегреву и сокращению службы оборудования;

- трансформаторы с данным видом охлаждения стоимость возрастает

чем у аналогичным видом охлаждения, из-за более сложной конструкции и необходимости использования специальных материалов.

После сравнения двух видов трансформаторов с разными способами охлаждения. Требуется рассмотреть условия эксплуатации которые влияют на выбор для масляного трансформатора.

Для правильной и бесперебойной работы силовых трансформаторов необходимо соблюдать определенные требования при их установке. Трансформаторы с газовой защитой должны устанавливаться на фундаменте оборудования под небольшим уклоном. Верхняя крышка трансформатора должна подниматься в сторону газового реле на 1-1,5%, а маслопровод к расширителю - на 2-4%. Однако, если речь идет о трансформаторах номинальной мощностью до 1000 кВА, они обычно не оснащены газовой защитой, поэтому их можно устанавливать без уклона.

Очень важно соблюдать правильный температурный режим при работе трансформатора. Для этого необходимо следовать всем рекомендациям производителя относительно установки трансформатора. Главная цель - обеспечить нормальную работу трансформатора под нагрузкой с учетом возможных изменений температуры в окружающей среде.

Штатная работа трансформатора в заданном температурном диапазоне достигается за счет встроенной системы охлаждения. Следовательно, надежная эксплуатация силового трансформатора возможна только при исправности и достаточной эффективности этой системы.

При размещении трансформатора в закрытом помещении помимо штатного охлаждения необходимо организовать качественную вентиляцию самого помещения. Для маломощных трансформаторов обычно достаточно естественного воздухообмена. Однако в зависимости от условий эксплуатации, режима работы и мощности устройства может потребоваться монтаж принудительной приточно-вытяжной вентиляции. Критерием эффективности охлаждения служит разница температур воздуха на входе и выходе: она не должна превышать 15 °С.

В масляных трансформаторах отвод тепла от обмоток осуществляется трансформаторным маслом, в которое эти обмотки погружены. Для предотвращения повреждения обмоток необходимо поддерживать уровень масла в баке в соответствии с заводским руководством по эксплуатации. Поэтому в процессе эксплуатации контролируют уровень масла в расширителе бака: он должен находиться в допустимых пределах и примерно соответствовать температуре окружающей среды с учетом текущей нагрузки.

Кроме того, на трансформаторах устанавливают термометры или датчики температуры для контроля нагрева верхних слоев масла. Фактическая температура должна удовлетворять требованиям, предъявляемым к конкретной системе охлаждения.

Нагрузочный режим трансформатора это из важнейших задач при эксплуатации трансформатора. Допускаются незначительные перегрузки, продолжительность которого от факторов, эти данные указывается в документации по эксплуатации трансформатора.

Продолжительная перегрузка трансформаторов превышением допустимых норм указанных технической книжке которое сказывается на срок эксплуатации. Поэтому при выборе трансформатора требуется замена на более мощный трансформатор с соответствовать текущим и будущим потребности потребителя. Бывают случаи перепадов нагрузки при нехватке мощности решением такой проблемы будет дополнительная установка трансформатора, которое при необходимости будет включен в параллельную работу. Включение параллельную работу можно при соблюдении нескольких условий:

- равенство групп соединения обмоток;
- соотношение номинальных мощностей трансформаторов не более 1к 3;
- равенство напряжения короткого замыкания (допускается отклонение на 10%).

Пожарная безопасность при эксплуатации силовых трансформаторов требуется необходимость соблюдением правил пожарной безопасности. В

закрытой камере или на территории открытого распределительного устройства, где установлен трансформатор, должны быть в наличии необходимые средства пожаротушения – ящики с песком, огнетушители.

Трансформаторы с большим объемом масла, чтобы предотвратить распространение масла в случае нарушения герметичности бака, устанавливаются специальные маслоприемники, которые соединены трубопроводами с резервуаром-маслосборником. При возникновении повреждения трансформатора весь объем масла попадает в маслосборник. На энергетических объектах большое внимание уделяется к подготовке персонала в области пожарной безопасности: проводится обучение, регулярная проверка знаний правил пожарной безопасности, организуются противопожарные тренировки.

Для обеспечения непрерывной и долговечной работы требуется проводить следующие мероприятия: регулярный осмотр, плановые и капитальный ремонт, с устранением неполадок после аварийных ситуаций.

Частота главного осмотра трансформатора зависит от типа электроустанов. В электроустановках с постоянным присутствием оперативного персонала осмотр проводится один раз в день, без постоянного персонала - не менее одного раза в месяц, а осмотр трансформаторов в распределительных пунктах - один раз в полгода.

Периодичность каждого осмотра трансформатора может быть скорректирована в зависимости от условий работы оборудования, включает в себя режим нагрузки, температуру окружающей среды и общее техническое состояние. Внеплановые осмотры проводятся после аварийных ситуаций или значительных изменений температуры окружающей среды. Кроме того, эксплуатация трансформаторов включает контроль над уровнем напряжения у потребителя. При отклонении напряжения от допустимых значений выполняется регулировка напряжения путем переключения ответвлений обмоток устройствами ПБВ или РПН.

Рассмотрим условия эксплуатации сухих трансформаторов.

Рассмотрим для данного трансформатора особенности, факторы и условия влияния на срок службы, продления срока службы трансформатора и требования.

Особенности эксплуатации можно отнести: подходят для мест с повышенным требованиям к пожарной безопасности, местам экологической безопасности и охране труда.

Трансформаторы чувствительны к воздействию влаги, пыли и химических веществ, особенно во время хранения. Перед монтажом и запуском оборудования рекомендуется поддерживать влажность окружающего воздуха ниже 90% и убедиться, что в изоляции нет конденсата.

Со временем разрушаются, скорость этого процесса зависит от температуры, влажности и скорости движения воздуха.

Скорость появления последствий зависит от количества загрязнений в окружающей среде и уровня влажности. Чем больше наслоений образуется на обмотках и вентиляционной системе, тем быстрее слой растёт. Загрязнение обмоток приводит к перегреву трансформатора, поэтому рекомендуется регулярно очищать оборудование обдувом. К чему приводит негативное воздействие на изоляцию: ухудшения качество контактов, ухудшение работы вентилятора, снижение поверхностного сопротивления, накопление пыли и других загрязнений.

Для продления срока службы сухого трансформатора следует соответствовать условиям при которых должен эксплуатироваться:

- относительная влажность воздуха – не более 90 %;
- концентрация оксида серы SO_2 – меньше 0,1 мг/м³;
- концентрация оксида азота NO_x – меньше 0,1 мг/м³;
- концентрация песка и пыли – меньше 0,2 мг/м³;
- концентрация морских солей – меньше 0,3 г/м³;
- оптимальной температурой является – +1 °C до +35 °C.

Всех кроме этих условий требуется еще соблюдать что сухие трансформаторы не переносят тряски и вибрации. Не допускается

эксплуатация в химических загрязненных и взрывоопасной среде. Требуется обеспечить трансформатор с хорошей вентиляцией для этого требуется стоять располагать вытяжные отверстия как можно выше, при этом для притока свежего воздуха установка ниже противоположной стене. При этом стоит обратить внимание не стоит располагать отверстия для притока холодного воздуха над трансформатором.

Влажности и загрязнениям окружающей среды. Такие трансформаторы можно устанавливать там, где запрещены масляные, например, на нефтеперерабатывающих предприятиях. По мощности они сопоставимы с масляными, но работают тише.

ТСЗ с изоляцией Nomex. Эти трансформаторы устойчивы к воздействию влаги, безопасны, имеют небольшие габариты. Они широко используются на промышленных предприятиях, в жилых и административных зданиях.

ТСЛ с мощностью трансформатора 25 – 2500 кВА и напряжением 6, 10, 20 кВ устанавливаются во встроенные трансформаторные подстанции. Обладают уменьшенными габаритами и пониженным уровнем шума. Обслуживание такого оборудования требует минимальных затрат. Они пожаробезопасны, экологичны, не боятся пыли, влаги и плесени.

После проведения всех анализов трансформаторов с разными видами охлаждения. Выбрал трансформатор ТСЗ-630/10 по причинам:

- для установки внутри здания не потребуются дополнительное строительство несущих стен которые уменьшить затраты на реконструкции системы электроснабжения здания, пример установки сухого трансформатора можно увидеть на рисунке;

- при использовании такого трансформатора будет соответствовать требованиям пожарной безопасности;

- при эксплуатации трансформатора не потребуется замена масло которое уменьшит затраты по обслуживанию трансформатора

Стоит обратить внимание к условиям хранения трансформатора: Условия хранения по ГОСТ 15150 - группа 3 (ЖЗ).

При хранении трансформаторы должны быть защищены от воздействия влаги и пыли. Для хранения пригодны неотапливаемые, сухие и чистые складские помещения.

Температура в помещении, где хранится трансформатор, должна быть не ниже минус 45 °С (не ниже минус 60 °С в климатическом исполнении УХЛЗ). После осмотра трансформатора на предмет отсутствия повреждений, упаковку необходимо восстановить на весь период хранения, для защиты трансформатора от влаги, капель и мелких посторонних предметов.

Рекомендация по монтажу:

- трансформаторы предназначены как для внутренней так и для наружной (IP54) установки, в чистом и сухом помещении, без опасности попадания воды;

- вертикальное расположение является стандартным рабочим положением для трансформатора;

- размещение трансформатора в нестандартных положениях, таких как на боку, строго запрещено;

- при установке трансформатора внутри помещения важно удостовериться в соответствии с требованиями разделов 1.1.3 – 1.1.10 инструкции по эксплуатации;

- трансформаторы с открытым типом защиты IP00 должны быть размещены в специализированных помещениях с соблюдением необходимых расстояний от обмоток до стен. На рисунке 13 указаны рекомендуемые минимальные расстояния от трансформатора до заземленных элементов.

В помещении установки трансформатора необходимо обеспечить:

- воздухообмен для удаления тепла, выделенного при работе, для гарантии соблюдения нормальных рабочих условий и предотвращения превышения допустимой температуры трансформатора;

- если в помещении недостаточен естественный воздухообмен, необходимо предусмотреть систему принудительной циркуляции воздуха для обеспечения воздушного охлаждения трансформатора;

– недостаточная циркуляция воздуха сокращает срок службы трансформатора, также в случае подключения соответствующих каналов реле возможно его вмешательство. Схема естественной вентиляции показано на рисунке 14;

– при установке необходимо произвести заземление трансформатора, для это соединить шинопровод заземления с болтом заземления трансформатора. Болты заземления располагаются со сторон НН и ВН на нижнем ярме или опорной балке трансформатора.

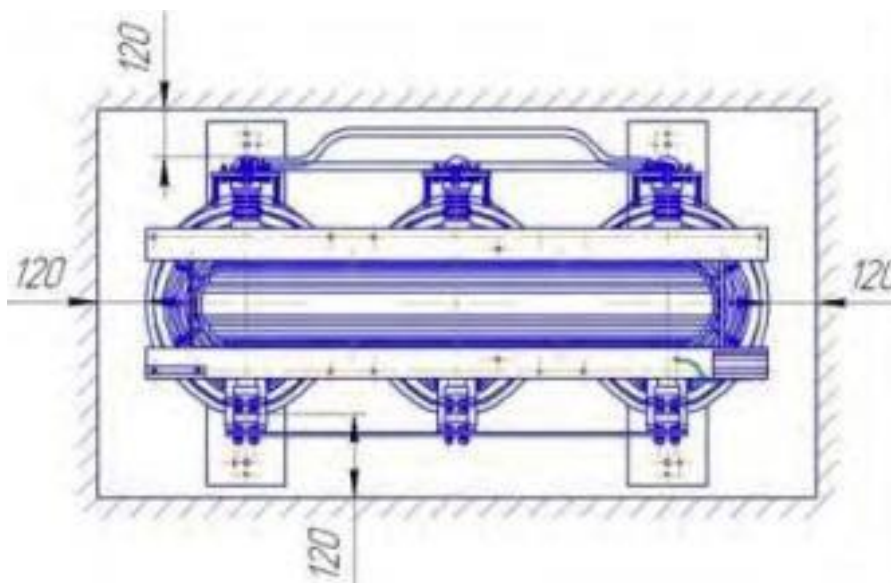


Рисунок 2.1.1 - Рекомендуемые минимальные расстояния от поверхности трансформатора до заземленных конструкций (вид сверху)

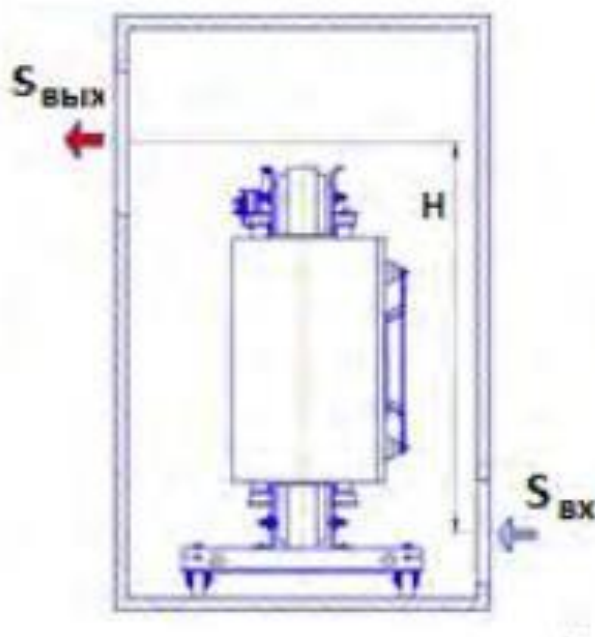


Рисунок 2.1.2 -Естественная циркуляция воздуха в трансформаторном помещении.



Рисунок 2.1.3 – Пример выполнения установки трансформатора внутри здания.

Эксплуатация трансформаторов происходит и осуществляется в соответствии с "Правилами устройства электроустановок", "Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей", нормативной документацией по охране труда и пожарной безопасности, а также другими местными и национальными нормативными актами, при условии выполнения условий, изложенных в разделах 1.1, 1.2 и 3.6 данного руководства по эксплуатации.

2.2 Выбор кабеля и способ их прокладки

После провидения всех расчетов переходим просецу выбора марки кабеля которые будут учитываться ранее провиденные расчеты, при котором вычитанный ток не будет превышать допустимый ток, который учитывает способа прокладки. Сечение кабеля выбираем на 35 мм² он будет оптимальный для прокладки кабеля под землей и как по эстакаде. Для марки кабеля выбрал ПвКШв 3х35. Электрические характеристики кабеля можно

посмотреть в таблице 7.

Таблица 2.2.1 – характеристики кабеля

Длительно-допустимая	90 °С
В режиме перегрузки	130 °С
Предельная при коротком замыкании	250 °С
По условию невозгорания при коротком замыкании	400 °С

Рассмотрим конструкцию ПвКШв 3х25 представлено на рисунке 16

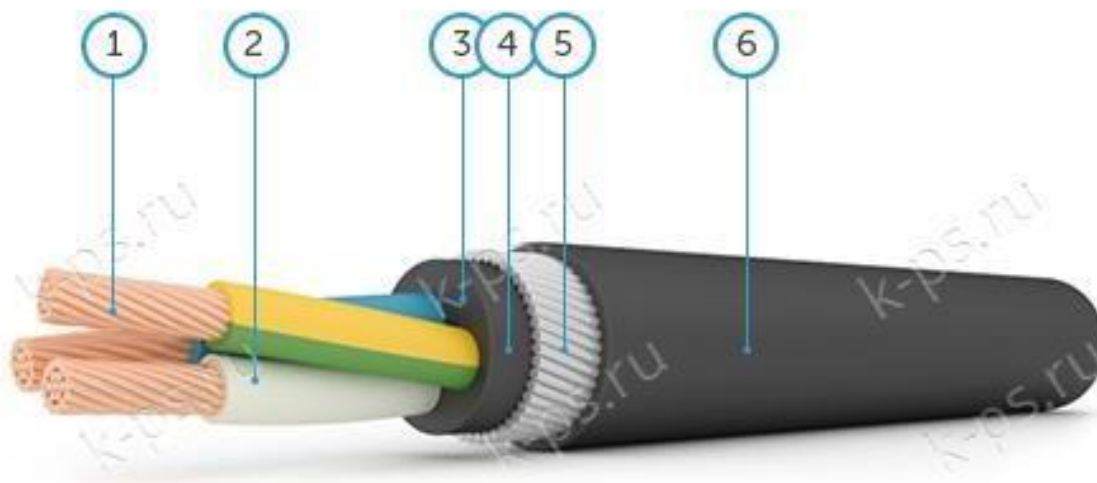


Рисунок 2.2.1– Конструкция ПвКШв

На рисунке представлены:

1. Три медных токопроводящих жилы с площадью поперечного сечения 25 мм².
2. Изоляция из сшитого полиэтилена.
3. Заполнение из ПВХ пластиката или невулканизированной резиновой смеси - для придания кабелю практически круглой формы внутренние и наружные промежутки между изолированными жилами должны быть заполнены.
4. Внутренняя оболочка из поливинилхлоридного (ПВХ) пластиката.
5. Броня из круглых стальных проволок.
6. Защитный шланг из ПВХ пластиката.

К общим техническим характеристикам можно увидеть в таблице 3.2.3

Таблица 2.2.3 – Технические характеристики

Класс пожарной безопасности	О1.8.2.5.4
Срок службы	30 лет
Гарантийный срок эксплуатации кабеля	5 лет
Температура окружающей среды при эксплуатации кабеля	от -50 °С до 50 °С
Стойкость к воздействию повышенной относительной влажности при температуре окружающей среды до 35 °С	98%
Минимальная температура прокладки кабеля без предварительного подогрева	-15 °С

Расшифровка кабеля ПвКШв 3х25:

Пв – изоляция из шитого полиэтилена

К – броня из стального оцинкованных круглях проволок б – без подушки под броней

Шв – выпрессованный пвх защитный шланг 3 – трехжильный

25 – площадь поперечного сечения силовой жилы (мм²)

При выборе марки кабеля стоит учитывать буквинные обозначения после марки кабеля:

ПвКШв-ХЛ 3х25 –холодностойкое исполнение (температура эксплуатации до -60 %);

ПвКШв- Т 3х25- тропическое исполнение (стойкость к воздействию плесневых грибов);

ПвКШв- N 3х25 – нулевая жила ; ПвКШв-Ре 3х25 – жила заземленная ;

ПвКШв-ож 3х25 – однопроволочная жила; ПвКШв-ок 3х25 – однопроволочная круглая жила;

ПвКШв-(мж; мн; мн) 3х25 – многопроволочная жила; ПвКШв- мк 3х25 – многопроволочная круглая жила; ПвКШв-мс 3х25 – многопроволочная секторная жила.

Допустимые температуры нагрева токопроводящих жил кабеля:

Таблица 2.2.4 – допустимые температуры нагрева токопроводящих жил

Длительно-допустимая	90 °С
----------------------	-------

В режиме перегрузки	130 °C
Предельная при коротком замыкании	250 °C
По условию невозгорания при коротком замыкании	400 °C

Минимальный допустимый радиус изгиба составляет 10 диаметров при прокладке многожильного кабеля можно посмотреть на рисунке 17.

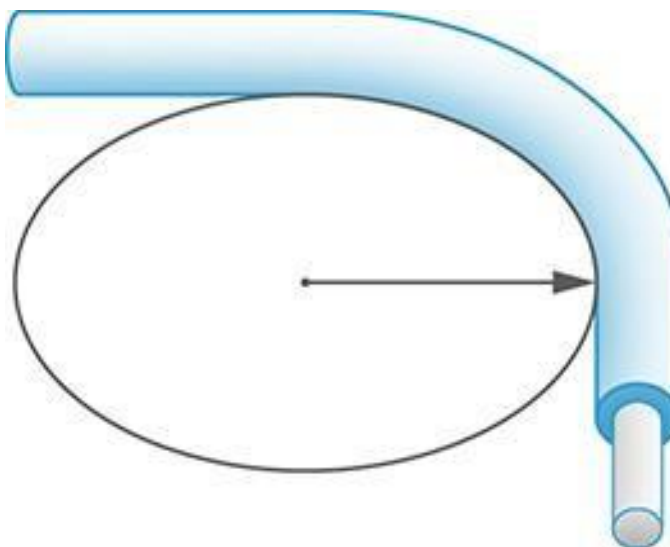


Рисунок 2.2.2–Минимальный допустимый радиус изгиба

После выбора марки кабеля выбираем способ прокладки кабеля по земле. Стоит разработать трассу для прокладки кабеля. Прокладке по прямой трассы потребуется меньшее количество. Но, к сожалению, это далеко не всегда возможно. При прокладке трассы стоит избегать:

- прокладка трассы вблизи больших деревьев должна осуществляться на расстоянии не менее одного метра от крупных экземпляров. Если дерево расположено непосредственно на трассе, рекомендуется обойти его по дуге или траектории, близкой к ней. Оптимальное расстояние составляет полтора метра. Если такая дуга не вписывается в участок, можно выкопать небольшие траншеи с обеих сторон от дерева, поместить в грунт между ними металлическую трубу и протянуть кабель через неё.. Показано на рисунке 18.

- желательно обходить места с повышенной нагрузкой: парковочные площадки, места для подъезда ассенизационной машины, пешеходные

дорожки и т.д. Такие зоны можно обойти по периметру;

- в случаях, когда невозможно избежать участков с высокой нагрузкой, применяются защитные футляры для усиления безопасности. Также они необходимы при пересечении с дренажными системами, на пересечениях водопроводных, газовых и других инженерных сетей. Если имеются участки трассы с глубиной канавы менее 50 сантиметров или в местах, где невозможно устранить твёрдые препятствия (старые фундаменты, крупные камни и прочее), необходимо установить защитный футляр на всей протяжённости таких зон.;

- если трасса подземной прокладки кабеля проходит вдоль фундамента, от него она должна находиться на расстоянии не менее 60 см. Прокладка кабеля в земле ближе к фундаменту запрещена — подвижки грунта или здания могут повредить линию электропитания;

- Рекомендуется избегать пересечения с другими кабелями, однако, если это невозможно, следует обеспечить их защиту с помощью футляра. Оба кабеля должны находиться в футляре, выступая за пределы пересечения не менее чем на 1 метр в каждую сторону, с промежутком между ними не менее 15 сантиметров.

Порядок и технология укладки кабеля в землю. Глубина прокладывания электрических кабельных линий должна в полной мере обеспечить безопасность эксплуатации. Согласно ПУЭ заложение кабеля производится:

- при напряжении линии до 20 кВ на глубине не менее 0,7 м;
- при напряжении линии от 20 кВ до 35 кВ на глубине не менее 1,0 м.

Глубина заложения не должна быть менее 1,0 метра в местах пересечения кабельных линий улиц и площадей независимо от напряжения. Прокладка кабельных линий напряжением 10 кВ по пахотным землям должна производиться на глубине не менее 1 м, при этом полоса земли над трассой может быть занята под посевы. При пересечении кабельной линией автомобильной или железной дороги, трасса должна прокладываться в блочном или трубном туннеле, на глубине 1 м от полотна и полуметра от дна

водоотводного кювета. Глубина прокладки кабеля определяется р.ч. и не должна отклоняться от принятой величины более чем на ± 10 см. В процессе укладки кабеля эта величина должна систематически контролироваться. Как правило, глубина траншеи должна быть не менее 0,8 м для того, чтобы обеспечить укладку кабеля на глубине не менее 0,7 м от поверхности почвы, или от планировочной отметки. На дне траншеи не должно быть воды. При прокладке кабельных линий непосредственно в земле кабели должны прокладываться в траншеях и иметь снизу подсыпку, а сверху засыпку слоем мелкой земли, не содержащей камней, строительного мусора и шлака.

Необходимость защиты кабельных линий от коррозии должна определяться по совокупности данных измерений и химического анализа почвы. Для защиты кабелей следует применять трубы (асбестоцементные, безнапорные пластмассовые, бетонные, керамические, чугунные), при этом диаметр труб должен быть не менее полуторакратного наружного диаметра кабеля.

Вся процедура подземной прокладке кабеля включает в себя несколько этапов:

- планирование и выбор маршрута: Определение оптимального пути для прокладки кабеля, учитывая особенности местности и технические требования;
- разметка трассы: Отметка на местности точного расположения кабеля с использованием геодезических инструментов;
- выемка грунта: Ровное копание траншеи по размеченной трассе;
- подготовка основания: Засыпание траншеи слоем мелкозернистого грунта без камней и мусора для создания ровной и устойчивой основы для кабеля;
- установка защитных труб (при необходимости): Прокладка труб для защиты кабеля от механических повреждений, если это предусмотрено проектом;
- приемка траншеи: Проверка готовности траншеи к укладке кабеля

специалистами;

- подготовка кабеля: Проверка состояния кабеля, его маркировка и подготовка к прокладке;

- укладка кабеля: Аккуратное размещение кабеля в траншее, а также протяжка его через трубы, если это необходимо;

- установка соединительных муфт: Соединение кабельных отрезков с помощью специальных муфт для обеспечения непрерывности линии.

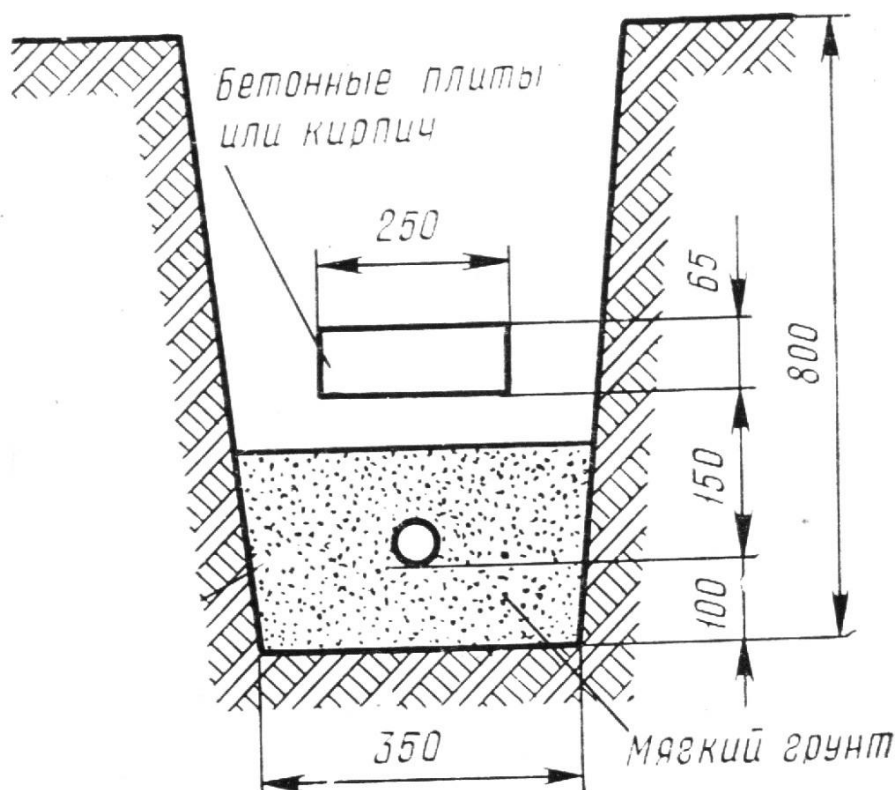
- засыпка кабеля: Покрытие кабеля слоем мелкозернистого грунта без камней для его защиты;

- дополнительная защита (при необходимости): Установка защитных элементов из кирпича или асбестоцементных плит для усиления защиты кабеля, если это предусмотрено проектом;

- прокладка сигнальной ленты (при необходимости): Укладка ленты над кабелем для обозначения его расположения, если это предусмотрено проектом;

- документация: Составление акта скрытых работ, подтверждающего выполнение этапов прокладки кабеля;

- тестирование и завершение работ: Проведение испытаний кабельной линии для подтверждения ее работоспособности, а затем полная засыпка



траншеи грунтом.

Рисунок 2.2.3 – схема прокладки кабеля под землей

Сигнальная лента должна укладываться в траншею над кабелями на расстоянии 250 мм от их наружных покровов. При расположении в траншее одного кабеля лента должна укладываться по оси кабеля, при большем количестве кабелей края ленты должны выступать за крайние кабели не менее чем на 50 мм. При укладке по ширине траншеи более одной ленты смежные ленты должны прокладываться с нахлестом шириной не менее 50 мм. При применении сигнальной ленты прокладка кабелей в траншее с устройством подушки для кабелей, присыпка кабелей первым слоем земли и укладка ленты, включая присыпку ленты слоем земли по всей длине, должны производиться в присутствии представителя электромонтажной организации и владельца электросетей.

Прокладка кабеля по эстакаде будет целесообразна при условии:

- на химических, нефтехимических, металлургических и других заводах, территории которых насыщены различными подземными коммуникациями;
- на предприятиях с большой агрессивностью почвы;
- в местах, где возможно значительное скопление при подземных способах прокладки (каналы и туннели) взрывоопасных газов тяжелее воздуха.

Токопроводы 6–35 кВ представляют собой эффективное решение для организации магистрального энергоснабжения на промышленных предприятиях с высокой концентрацией мощных установок и потребителей. Их применение особенно актуально в черной и цветной металлургии, а также в химической промышленности.

Преимущества токопроводов:

- эффективность использования материалов: Замена высоковольтных кабелей на неизолированные алюминиевые шины позволяет сократить потребление свинца и алюминия, традиционно используемых для оболочек

кабелей и изоляционных материалов;

- индустриализация монтажа: Использование готовых секций токопроводов ускоряет процесс монтажа, делая его более индустриальным и эффективным;

- высокая перегрузочная способность: Отсутствие горючей изоляции позволяет токопроводам выдерживать большие перегрузки по сравнению с кабельными линиями, повышая надежность энергоснабжения;

- применение в открытых сетях: Токопроводы 6–35 кВ применяются в открытых сетях, что упрощает доступ для обслуживания и ремонта.

Особенности конструкции:

- открытые токопроводы: В сетях напряжением 6–35 кВ используются открытые токопроводы, обеспечивающие доступ для визуального контроля и обслуживания;

- асимметричная жёсткая ошиновка: Токопроводы с асимметричной жёсткой ошиновкой изготавливаются из алюминия или его сплавов, обеспечивая высокую прочность и устойчивость к механическим нагрузкам.

Плоские и профильные шины: Плоские шины используются при токах до 2000 ампер, а шины с профилем в виде буквы «ш» применяются для токов свыше 2000 ампер, обеспечивая необходимую пропускную способность. Конструкция открытого токопровода с вертикальными опорными изоляторами для наружной установки. Этот тип токопровода характеризуется высокой стоимостью строительства и создаёт значительную асимметрию напряжения из-за различной индуктивности фаз.

Жёсткие токопроводы отличаются небольшими расстояниями между точками крепления шин, что приводит к увеличению количества точек изоляции и контактных соединений.

Гибкие токопроводы монтируются на отдельных металлических опорах, напоминая воздушные линии с увеличенным сечением проводов. В таких токопроводах расстояние между опорами значительно больше, чем в жёстких токопроводах, но они требуют больше места на промышленной площадке.

Ширина зоны, занимаемой двухцепным гибким токопроводом вместе с его молниезащитными устройствами, составляет 24 метра. Опорные гирлянды крепятся на высоте 15 метров от поверхности земли

3 ОХРАНА ТРУДА И ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭКОЛОГИЯ

3.1 Расчет защитного заземления и зануления

Склад металла по степени опасности поражения электрическим током относится к помещениям с повышенной опасностью ввиду наличия токопроводящих бетонных полов, металлических стеллажей и крупногабаритных грузов. Согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ, 7-е издание), для электроустановок напряжением до 1000 В с глухозаземленной нейтралью (системы TN-C-S или TN-S) сопротивление заземляющего устройства не должно превышать $R_{\text{доп}} = 4$ Ом.

Для трансформаторной подстанции и вводно-распределительного устройства склада выполнен расчет искусственного заземляющего контура. Грунт в районе расположения склада — суглинок с удельным сопротивлением $\rho = 100$ Ом·м. С учетом коэффициента сезонности $k_{\text{сез}} = 1,5$ (для средней полосы России) расчетное удельное сопротивление грунта составляет:

$$\rho_{\text{расч}} = \rho \cdot k_{\text{сез}} = 100 \cdot 1,5 = 150 \quad (34)$$

В качестве вертикальных электродов принят стальной уголок с шириной полки 50 мм, что соответствует эквивалентному диаметру $d_{\text{в}} = 0,5$ м. Длина вертикального электрода $l_{\text{в}} = 3$ м. Глубина заложения (расстояние от поверхности земли до середины электрода) составляет:

$$t = H_0 + \frac{l_{\text{в}}}{2} = 0,8 + \frac{3}{2} = 2,3 \text{ м}, \quad (35)$$

где $H_0 = 0,8$ м — глубина заложения верха электрода.

Сопротивление одиночного вертикального электрода определяется по формуле:

$$R_{\text{в}} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{расч}}}{l_{\text{в}}} \left[\lg \frac{2l_{\text{в}}}{d_{\text{в}}} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t + l_{\text{в}}}{4t - l_{\text{в}}} \right]. \quad (36)$$

Подставляя численные значения:

$$R_{\text{в}} = \frac{0,366 \cdot 150}{3} \left[\lg \frac{2 \cdot 3}{0,5} + 0,5 \lg \frac{4 \cdot 2,3 + 3}{4 \cdot 2,3 - 3} \right] = 18,3 \cdot [\lg(120) + 0,5 \lg \frac{12,2}{6,2}] \quad (37)$$

Вычисляя логарифмы: $\lg(120) \approx 2,79$,
 $\lg(12,2/6,2) = \lg(1,968) \approx 0,294$, получаем:

$$R_{\text{в}} = 18,3 \cdot [2,79 + 0,5 \cdot 0,294] = 18,3 \cdot (2,79 + 0,147) = 18,3 \cdot 2,226 \approx 40,70 \text{ м.} \quad (38)$$

Как видно, сопротивление одиночного электрода значительно превышает допустимое значение, поэтому требуется устройство многоэлектродного контура. Предварительное количество вертикальных электродов при коэффициенте использования $\eta_{\text{в}} \approx 0,65$ определяется по формуле:

$$n_{\text{пред}} = \frac{R_{\text{в}}}{R_{\text{доп}} \cdot \eta_{\text{в}}} = \frac{40,7}{4 \cdot 0,65} = \frac{40,7}{2,6} \approx 15,65 \quad (39)$$

Принимаем $n = 16$ электродов, размещенных по периметру здания склада. Длина горизонтальной соединительной полосы (сталь 40×4 мм, ширина $b = 0,4$ м) с учетом коэффициента 1,05 на повороты и ответвления составляет:

$$L = 1,5 \cdot n \cdot l_{\text{в}} = 1,5 \cdot 16 \cdot 3 = 50,4 \text{ м.} \quad (40)$$

Сопротивление горизонтальной полосы рассчитывается по формуле:

$$R_{\text{г}} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{расч}}}{L} \cdot \lg \frac{2L^2}{b \cdot H_0}. \quad (41)$$

Подставляя значения:

$$R_{\text{г}} = \frac{0,366 \cdot 150}{50,4} \cdot \lg \frac{2 \cdot (50,4)^2}{0,4 \cdot 0,8} = 1,89 \cdot \lg \frac{2 \cdot 2540,16}{0,32} = 1,89 \cdot \lg \frac{5080,32}{0,32}.$$

Вычисляя:

$5080,32/0,32 = 158760$, $lg(158760) \approx 5,201$. Тогда:

$$R_r = 1,89 \cdot 5,201 \approx 5,660 \text{ м.}$$

Коэффициенты использования для вертикальных электродов (η_v) и горизонтальной полосы (η_r) при отношении расстояния между электродами к их длине, равном 1 (электроды расположены по контуру), и количестве 16 штук принимаются по справочным таблицам: $\eta_v = 0,58$, $\eta_r = 0,34$. Общее сопротивление заземляющего контура вычисляется по формуле:

$$R_{\text{общ}} = \frac{R_v \cdot R_r}{R_v \cdot \eta_r + R_r \cdot \eta_v \cdot n}. \quad (42)$$

Подстановка численных значений дает:

$$R_{\text{общ}} = \frac{40,7 \cdot 5,66}{40,7 \cdot 0,34 + 5,66 \cdot 0,58 \cdot 16} = \frac{230,36}{13,84 + 52,52} = \frac{230,36}{66,36} \approx 3,470 \text{ м.} \quad \begin{matrix} (4 \\ 3) \end{matrix}$$

Полученное значение $R_{\text{общ}} = 3,47$ Ом меньше допустимого $R_{\text{доп}} = 4$ Ом, следовательно, спроектированный контур заземления обеспечивает безопасное стекание тока замыкания на землю.

Расчет зануления сводится к проверке условия надежного срабатывания защиты. Ток однофазного короткого замыкания $I_{\text{кз}}$ должен превышать номинальный ток расцепителя автоматического выключателя I_n не менее чем в три раза, то есть:

$$I_{\text{кз}} \geq 3 \cdot I_n. \quad (44)$$

Фактический ток короткого замыкания зависит от сопротивления петли «фаза-ноль» и определяется по формуле:

$$I_{\text{кз}} = \frac{U_\phi}{Z_{\text{петли}}} = \frac{220}{Z_{\text{петли}}}, \quad (45)$$

где $U_\phi = 220$ В — фазное напряжение, $Z_{\text{петли}}$ — полное сопротивление петли «фаза-ноль», включающее сопротивление трансформатора, фазного и нулевого защитного проводников. Сечение нулевого защитного проводника принято равным половине сечения фазного (для фазных жил сечением до 25

мм², что соответствует требованиям ПУЭ), что обеспечивает выполнение условия отключения.

3.2 Анализ вредных факторов производства

В процессе эксплуатации системы электроснабжения склада металла и выполнения складских операций персонал подвергается воздействию нескольких вредных факторов, которые классифицируются по природе происхождения.

Среди химических факторов ведущее место занимает повышенная запыленность воздуха рабочей зоны. При погрузке, разгрузке и перемещении металла, особенно содержащего остатки окалины, грунта или мелкой фракции лома, в воздух выделяется неорганическая пыль, преимущественно оксиды железа и диоксид кремния. Предельно допустимая концентрация (ПДК) для данной пыли в воздухе рабочей зоны составляет 4 мг/м³. Превышение этого уровня приводит к профессиональным заболеваниям легких, включая пневмокониоз и фиброз, а также к раздражению слизистых оболочек глаз и дыхательных путей.

Особую опасность представляют примеси тяжелых металлов — свинца (ПДК 0,01 мг/м³), марганца (ПДК 0,05 мг/м³) и цинка (ПДК 0,5 мг/м³). Эти вещества содержатся в пыли, образующейся при хранении и перемещении легированных сталей и цветных металлов, а также выделяются при зарядке аккумуляторных батарей электропогрузчиков. Тяжелые металлы обладают кумулятивным эффектом, накапливаясь в организме и поражая центральную нервную систему, паренхиматозные органы (печень, почки) и систему кроветворения.

Среди физических вредных факторов следует выделить электромагнитные поля, создаваемые токоведущими частями, открытыми шинопроводами, кабельными линиями и распределительными устройствами. Нормируемыми параметрами являются напряженность электрического поля (ПДУ = 25 кВ/м для рабочего места) и плотность потока энергии (ПДУ = 10

мкВт/см²). Длительное воздействие электромагнитных полей вызывает повышенную утомляемость, головные боли, вегетативные расстройства и функциональные нарушения сердечно-сосудистой системы.

Повышенный уровень шума возникает при работе трансформаторов подстанции (уровень звука до 70 дБА), систем принудительной вентиляции (до 75 дБА) и особенно электропогрузчиков (до 85 дБА). Предельно допустимый уровень шума для постоянных рабочих мест составляет 80 дБА. Превышение этого уровня ведет к постепенному снижению слуха, ухудшению концентрации внимания и, как следствие, повышению риска травматизма при работе с электрооборудованием.

Наконец, главным специфическим фактором для электротехнического персонала остается опасность поражения электрическим током. Согласно ГОСТ 12.1.038-82, предельно допустимые напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при аварийном режиме электроустановки, не должны превышать 2 В (для переменного тока частотой 50 Гц) и 0,3 мА соответственно. Фактор реализуется при повреждении изоляции кабелей, неисправности системы заземления или зануления, а также при нарушении правил эксплуатации ручного электрифицированного инструмента.

3.3 Мероприятия по снижению выбросов и воздействия на окружающую среду

Склад металла оказывает негативное воздействие преимущественно на атмосферный воздух и литосферу. Для минимизации этого воздействия проектом предусмотрен комплекс природоохранных мероприятий, основанных на принципах наилучших доступных технологий.

В области охраны атмосферного воздуха основным направлением является борьба с неорганической пылью. Масса выбросов твердых частиц до внедрения мероприятий ориентировочно составляет $M_{до} = 15$ г/с. Проектом рекомендуется переход к закрытому хранению пылящих

мелкофракционных отходов металла в герметичных бункерах или под навесами с твердым покрытием, что позволяет снизить выбросы за счет исключения ветрового разноса. Эффективность такого решения оценивается в 50%, то есть $M_{\text{после}} = 7,5$ г/с.

Для локации мест перегрузки материала предусматривается подключение аспирационных систем к рукавным фильтрам. Степень очистки рукавных фильтров достигает $\eta_{\text{фильтр}} = 0,995$ (99,5%). Масса выброса после очистки определяется по формуле:

$$M_{\text{оч}} = M_{\text{до}} \cdot (1 - \eta_{\text{фильтр}}) = 15 \cdot (1 - 0,995) = 15 \cdot 0,5 = 0,75 \text{ г/с.} \quad (46)$$

Такое значение удовлетворяет санитарно-гигиеническим нормативам. Дополнительно в сухую погоду предусматривается орошение мест пересыпки и дорог водой с расходом $Q_{\text{воды}} = 0,5$ л/м², а также применение туманообразующих установок в зонах разгрузки.

Для охраны водных ресурсов и почвы проектом предусматривается устройство твердого бетонного покрытия территории склада с уклонами от 1 до 2 градусов. Дождевые и талые воды собираются и направляются в систему ливневой канализации, где проходят очистку в отстойниках-песколовках (эффективность задержания взвешенных веществ 60-70%) и маслоловушках (эффективность задержания нефтепродуктов до 85%). Концентрация взвешенных веществ на выходе определяется как:

$$C_{\text{вых}} = C_{\text{вх}} \cdot (1 - \eta_{\text{отст}}), \quad (47)$$

где $C_{\text{вх}}$ — концентрация взвешенных веществ на входе, составляющая ориентировочно 300 мг/л; $\eta_{\text{отст}} = 0,65$. Тогда $C_{\text{вых}} = 300 \cdot 0,35 = 105$ мг/л, что ниже допустимого значения для сброса (150 мг/л).

Отдельное внимание уделяется обращению с отходами. Образующийся на складе лом черных и цветных металлов в количестве до 50 тонн в год собирается отдельно и передается на переработку в качестве вторичного

сырья. Отработанные масла (1-2 класс опасности), объем которых составляет до 500 литров в год, сливаются в герметичные металлические емкости и вывозятся лицензированными организациями для регенерации. Замасленная ветошь в количестве до 100 кг в год собирается в отдельные контейнеры и утилизируется термическим способом.

Для снижения воздействия вредных факторов на персонал предусматривается выдача средств индивидуальной защиты: респираторов типа «Лепесток» (эффективность фильтрации не менее 90%), противошумных наушников (снижение уровня шума на 20-25 дБА), диэлектрических перчаток и ковриков. Проведение предварительных и периодических медицинских осмотров с участием терапевта, невролога, оториноларинголога, а также лабораторный контроль крови на содержание свинца, марганца и цинка позволяют своевременно выявлять начальные формы профессиональных заболеваний и предотвращать их развитие.

4 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Расчёт экономической эффективности электроснабжения склада сводится к сравнению инвестиций в разработку проекта и монтаж оборудования с последующим снижением эксплуатационных расходов. Проект должен обеспечивать бесперебойную работу логистики, оптимальное освещение и микроклимат при минимальных затратах.

1. Расчёт капитальных затрат (Скап)

$$\text{Скап} = \text{Собор} + \text{Спр} + \text{Сприс} + \text{ССМР} \quad (48)$$

где:

Собор— стоимость оборудования и материалов, руб.

Спр — стоимость проектных и изыскательских работ, руб.

Сприс — плата за технологическое присоединение, руб.

ССМР— стоимость строительно-монтажных и пусконаладочных работ, руб.

2. Оборудование и материалы

Кабель:

$$\text{Скабеля} = P \times L \quad \text{Скабеля} = P \times L$$

где:

P— цена кабеля ААШВ 3×25 , руб. / м

L— длина кабельной линии, м

$$\text{Скабеля} = 338,03 \times 400 = 135\,212 \text{ руб.} \quad (49)$$

Таблица 4.1 - Перечень оборудования и его стоимость:

Наименование	Стоимость,руб.
Трансформаторная подстанция (ТП)	1 140 531
Кабель ААШВ 3×25 (400 м)	135 212
Светильники (LED + датчики)	22 916

Наименование	Стоимость,руб.
Щит автоматического ввода резерва (АВР)	10 000

Итого оборудование:

$$\text{Собор} = 1\,140\,531 + 140\,000 + 135\,212 + 22\,916 + 10\,000 = 1\,448\,659 \text{ руб.} \quad (50)$$

3. Проектные работы

Проектные работы принимаются в размере 10% от стоимости оборудования (согласно сметной практике для объектов электроснабжения):

$$\text{Спр} = 0,1 \times \text{Собор} = 0,1 \times 1\,448\,659 = 144\,866 \text{ руб.} \quad (51)$$

4. Технологическое присоединение

Плата сетевой организации за технологическое присоединение принята в размере 30 000 руб. на основании средних тарифов для объектов мощностью до 150 кВт в Пермском крае (данные Министерства тарифного регулирования).

$$\text{Сприс} = 30\,000 \text{ руб.} \quad (52)$$

5. Строительно-монтажные работы (СМР)

Стоимость СМР принята в размере 155 000 руб. на основании укрупнённого сметного расчёта (прокладка кабеля, монтаж ТП, ВРУ, щитов, пусконаладка).

$$\text{ССМР} = 155\,000 \text{ руб.}$$

6. Итого капитальные затраты

$$\text{Скап} = 1\,448\,659 + 144\,866 + 30\,000 + 155\,000 = 1\,778\,525 \text{ руб.}$$

7. Эксплуатационные расходы (не зависят от длины кабеля)

Базовый вариант (стандартное освещение, без КРМ, без энергосбережения)

Таблица 4.2 – Статьи затрат до модернизации

Статья затрат	Расчёт	Сумма, руб./год
---------------	--------	-----------------

Статья затрат	Расчёт	Сумма, руб./год
Плата за электроэнергию	$200\,000 \text{ кВт}\cdot\text{ч} \times 6,68 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}$	1 336 000
Штраф за реактивную мощность	$30\,000 \text{ руб./мес} \times 12$	360 000
Техническое обслуживание и ремонт	2% от Скап	34 083

$$Сб = 1\,336\,000 + 360\,000 + 34\,083 = 1\,730\,083 \text{ руб./год}$$

Новый вариант (LED, датчики движения, УКРМ)

Таблица 4.3 - Статьи затрат после модернизации

Статья затрат	Расчёт	Сумма, руб./год
Плата за электроэнергию	$130\,000 \text{ кВт}\cdot\text{ч} \times 6,68 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}$	868 400
Штраф за реактивную мощность	0 (после установки УКРМ)	0
Техническое обслуживание и ремонт	2% от Скап	34 083

$$Сн = 868\,400 + 0 + 34\,083 = 902\,483 \text{ руб./год}$$

8. Годовой экономический эффект

$$Э_{год} = Сб - Сн \quad (53)$$

$$\text{Эг} = 1\,730\,083 - 902\,483 = 827\,600 \text{ руб./год}$$

9. Показатели окупаемости

Простой срок окупаемости (PP)

$$PP = C_{\text{кап}} / \text{Эгод} \quad (54)$$

$$= 1\,778\,525 / 827\,600 \approx 2,15 \text{ года} \approx 2 \text{ года } 2 \text{ месяца},$$

Чистый дисконтированный доход (NPV)

Расчёт для горизонта 5 лет, ставка дисконтирования 12%.

Коэффициент аннуитета:

$$1 - (1+r)^{-nr} = 1 - (1+0,12)^{-50,12} = 1 - 0,5674260,12 = 0,4325740,12 \approx 3,60478r$$

$$PV_{\text{эконом}} = \text{Эгод} \times 3,60478 = 827\,600 \times 3,60478 \approx 2\,983\,000 \text{ руб.}$$

$$NPV = PV_{\text{эконом}} - C_{\text{кап}} = 2\,983\,000 - 1\,778\,525 = 1\,204\,475 \text{ руб.}$$

$$NPV > 0 \Rightarrow \text{проект эффективен} \quad NPV > 0 \Rightarrow \text{проект эффективен}$$

Таблица 4.4 – Итоговые значения

Показатель	Значение
Капитальные затраты (Скап/Скап)	1 778 525 Р
Годовая экономия (Эгод/Эгод)	827 600 Р
Простой срок окупаемости (PP)	2,15 года (2 года 2 мес.)
NPV (5 лет, r=12%)	1 204 475 Р (>0)
Вывод	Проект эффективен

11. Вывод

В результате расчёта экономической эффективности электроснабжения строящегося склада с длиной кабельной линии 400 м установлено:

капитальные затраты составляют 1,78 млн руб.;

годовая экономия эксплуатационных расходов благодаря применению LED-освещения с датчиками движения и компенсации реактивной мощности достигает 827,6 тыс. руб.;

простой срок окупаемости — 2,15 года;

чистая текущая стоимость (NPV) за 5 лет при ставке дисконтирования 12% положительна и равна 1,20 млн руб.

На основании полученных показателей проект электроснабжения строящегося склада может быть признан экономически целесообразным

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В заключение выполненной дипломной работы можно отметить следующее.

Были решены задачи, связанные с выбором трансформатора тока. В итоге выбран трансформатор марки ТСЗ-250/10, при этом учтены требования правил техники безопасности. Поскольку объект проектируется заново, проблема несоответствия старого оборудования нормам пожарной безопасности изначально исключена — новый трансформатор соответствует всем современным требованиям. Проведенный сравнительный анализ позволил выявить преимущества и недостатки каждого из рассмотренных вариантов. Выбор между сухим и масляным трансформатором должен определяться конкретными условиями эксплуатации и предъявляемыми требованиями безопасности.

Также был выполнен расчет сечения кабеля. По результатам выбора принята марка кабеля ПвКШв 3х25. Дополнительно определен способ прокладки кабеля и его крепления на эстакаде.

Сравнение способов прокладки показало:

—прокладка в земле безопаснее и экологичнее, однако требует значительных затрат на земляные работы и организацию защиты кабеля;

—прокладка на эстакаде обеспечивает удобный доступ для обслуживания и ремонта, но может создавать проблемы с электромагнитной совместимостью и оказывать воздействие на окружающую среду.

Проектирование и монтаж нового трансформатора должны выполняться с учетом всех технических требований и нормативных документов. Это необходимо для обеспечения надежной и безопасной работы создаваемой системы электроснабжения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 7.32-2017. Межгосударственный стандарт. Система стандартов по информации, библиотечному делу и издательскому делу. Отчет о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления
2. Ермаков Иван Иванович, Киселев Владимир Васильевич Линейный трансформатор // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2012. №5-6. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/lineynyy-transformator> (дата обращения 10.05.2026г.).
3. Шакиров Мансур Акмелович Теория трансформаторов. Часть 1. Идеализированный трансформатор с тонкими обмотками // Глобальная энергия. 2019. №3-2 (154). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/teoriya-transformatorov-chast-1-idealizirovannyi-transformator-s-tonkimi-obmotkami> (дата обращения 12.05.2026г.).
4. Шакиров Мансур Акмелович Теория трансформаторов. Часть 2: идеализированный трансформатор с обмотками конечной толщины // Глобальная энергия. 2012. №4 (159). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/teoriya-transformatorov-chast-2-idealizirovannyi-transformator-s-obmotkami-konechnoy-tolschiny> (дата обращения 12.05.2026г.).
5. Шакиров Мансур Акмелович Теория трансформаторов. Часть 3 // Глобальная энергия. 2019. №1. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/teoriya-transformatorov-chast-3> (дата обращения 12.05.2026г.).
6. Меньшов Евгений Николаевич, Шалаев Евгений Сергеевич Разработка тепловой схемы канала принудительного охлаждения обмоток сухого трансформатора // Вестник УлГТУ. 2019. №1 (85). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/razrabotka-teplovoy-shemy-kanala-prinuditelnogo-ohlazhdeniya-obmotok-suhogo-transformatora> (дата обращения 20.05.2026г.).
7. Тиен Нгуен, Гильфанов К.Х. Тепловое моделирование маслонаполненного силового трансформатора ТМ - 160/10 // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2019. №5. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/teplovoe-modelirovanie-maslonapolnennogo-silovogo-transformatora-tm-160-10> (дата

обращения 20.05.2026г

8. Строков Д.Е., Юрковец Н.В. Специальные типы трансформаторов // Актуальные проблемы авиации и космонавтики. 2019. №11. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/spetsialnye-tipy-transformatorov> (дата обращения 20.05.2026г.).

9. И. Д. Кутявин, В. Н. Копьев К расчету сухих трансформаторов // Известия ТПУ. 1976. №. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/k-raschetu-suhih-transformatorov> (дата обращения 20.05.2026г.).

10. Ананян В., Кириллов И.В., Громов М.А., Рахманов И. РАСЧЕТ ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА // The Scientific Heritage. 2021. №75-1. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/raschet-transformatora-toka> (дата обращения 20.05.2026г.).

11. Гизатов А.А. ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА // Вестник науки. 2021. №7 (40). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/otsenka-tehnicheskogo-sostoyaniya-silovogo-transformatora> (дата обращения 20.05.2026г.).

12. Смирнов А. С. Трансформатор с литой изоляцией // Территория Нефтегаз. 2021. №3. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/transformator-s-litoy-izolyatsiey-1> (дата обращения 20.05.2026г.).

13. Мясоедов Ю.В., Сапожник О.О. Современные методы прокладки кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена // Вестник Амурского государственного университета. Серия: Естественные и экономические науки. 2019. №87. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sovremennye-metody-prokladki-kabeley-s-izolyatsiey-iz-sshitogo-polietilena> (дата обращения 25.05.2026г.).

14. Радкевич В. Н., Романов Р. В. О допустимых нагрузках кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. 2020. №3. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/o-dopustimyh-nagruzkah-kabeley-s-izolyatsiey-iz-sshitogo-polietilena> (дата обращения 25.05.2026г.).

15. Тимчук С. А., Деренько Н. С. Оптимизация системы

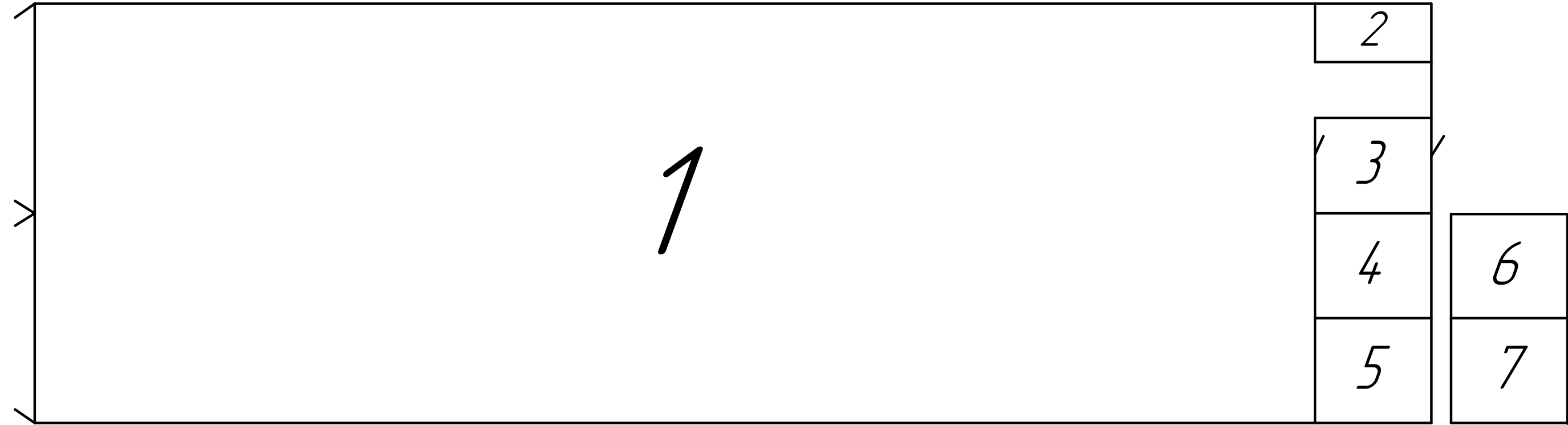
электроснабжения промышленного предприятия при ее реконструкции // ВЕЖПТ. 2019. №8 (64). Малафеев А.В., Юлдашева А.И. Выбор вариантов реконструкции системы электроснабжения на основе теории нечетких множеств и критериев теории принятия решений // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2019. №3. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/vybor-variantov-rekonstruktsii-sistemy-elektrosnabzheniya-na-osnove-teorii-nechetkih-mnozhestv-i-kriteriev-teorii-prinyatiya-resheniy> (дата обращения 25.05.2026г.).

16. Берхане Абраха Монгусту Обоснование критерия оценки надежности электроснабжения // Вестник евразийской науки. 2019. №1 (26). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/obosnovanie-kriteriya-otsenki-nadezhnosti-elektrosnabzheniya> (дата обращения 25.05.2026г.).

17. Петрова Рената Маратовна, Грачева Елена Ивановна, Валтчев Станимир, Мифтахова Наиля Камильевна Методы оценки надежности схем внутрицехового электроснабжения // Вестник МГТУ. 2023. №4. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/metody-otsenki-nadezhnosti-shem-vnutritsehovogo-elektrosnabzheniya> (дата обращения 10.06.2026г.).

18. Луковенко А.С., Зеньков И.В. МЕТОДЫ РАСЧЕТА НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ // Вестник ИргТУ. 2021. №1 (156). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/metody-rascheta-nadezhnosti-sistemy-elektrosnabzheniya> (дата обращения 10.06.2026г.).

19. П. Ю. Красовский Расчет технологических потерь электроэнергии в силовых трансформаторах с учетом срока эксплуатации // Электрификация транспорта. 2019. №10. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/raschet-tehnologicheskikh-poter-elektroenergii-v-silovyh-transformatorah-s-uchetom-sroka-ekspluatatsii> (дата обращения 10.06.2026г.).



№	Наименование помещений	Этаж
1	Ангар	1
2	Трансформаторная подстанция	1
3	Пост охраны	1
4	Рабочее место кладовщика	1
5	Туалеты	1
6	Раздевалка	2
7	Место приема пищи	2

					Экспликация склада			
						Лит.	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата				1:1
Разраб.								
Пров.								
Т.контр.						Лист	Листов	1
Н.контр.								
Утв.								