

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ  
ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки)

Техническое и информационное обеспечение интеллектуальных систем электроснабжения

(направленность (профиль))

## ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему Модернизация системы электроснабжения повысительной насосной станции  
АО «ТЕВИС» с внедрением систем автоматики и мониторинга

Студент

Н.В. Тимофеев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный  
руководитель

к.т.н., доцент, В.Н. Кузнецов

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2021

## Содержание

Введение.....	3
1 Описание объекта модернизации .....	6
1.1 Технологическая часть .....	10
1.2 Природные условия .....	12
1.3 Генплан.....	15
1.4 Архитектурно-строительная часть .....	16
1.5 Электротехническая часть.....	17
1.6 Водоснабжение, канализация, отопление и вентиляция.....	20
2 Расчет электрических нагрузок .....	25
2.1 Расчет электрических нагрузок 0,4 кВ.....	25
2.2 Расчет высоковольтной нагрузки насосной станции .....	36
3 Расчет системы освещения.....	38
3.1 Внутреннее освещение .....	38
3.2 Наружное освещение .....	42
4 Расчет силовых трансформаторов низковольтной нагрузки.....	46
5 Расчет силовых трансформаторов высоковольтной нагрузки .....	61
6 Расчет токов короткого замыкания .....	70
7 Выбор высоковольтных коммутационных аппаратов .....	82
8 Выбор сечения кабельных линий 10/6 кВ .....	86
9 Внедрение современных систем автоматики и мониторинга .....	91
10 Шкаф оперативного тока.....	97
11 Диспетчеризация электроснабжения промышленных предприятий.....	100
Заключение .....	107
Список используемых источников.....	111

## Введение

Стремительное развитие инфраструктуры города Тольятти неминуемо влечет за собой увеличение числа подключаемых к системе водо- и теплоснабжения объектов. Комплекс водо- и теплоснабжения города Тольятти является одним из важнейших составляющих его нормального функционирования и входит в состав системы жизнеобеспечения.

Согласно толкованию словаря справочника «Безопасность жизнедеятельности», системой жизнеобеспечения (СЖО) называется комплекс градостроительных, социально-экономических, хозяйственно-бытовых, медико-профилактических объектов, которые направлены на нейтрализацию или сглаживание негативных воздействий окружающей среды на жизнедеятельность населения и обеспечение его высокой работоспособности при сохранении высокого уровня здоровья и социального благополучия.

Поэтому поддержание работоспособности этой системы является основной задачей для организаций, ответственных за обеспечение города качественными водными, тепловыми ресурсами.

Рассматриваемая повысительная насосная станция, назначение которой – повышение давления в системе теплотрассы, относится к объектам жизнеобеспечения Автозаводского района города Тольятти.

В частности, на площадях повысительной насосной станции развернут процесс принятия и дальнейшей передачи воды с магистральных теплотрасс с использованием современных асинхронных двигателей. Соответственно, при дальнейшей модернизации технологического оборудования должно меняться и энергетическое обеспечение станции.

Конечно, комплексная модернизация технологического процесса, включающая в себя обновление всего оборудования, которое в нем участвует, а также внедрение современных востребованных технологий,

требует значительных материальных и финансовых затрат. Но даже поэтапное достижение данной цели даст ощутимый эффект.

Проведение модернизации системы электроснабжения с применением современных систем автоматизированного управления технологическим процессом позволит в реальном времени отслеживать состояние электрооборудования, параметров сети, уменьшить вероятность ошибочных переключений оперативным персоналом.

Для реализации обозначенной цели необходимо отметить несколько задач, каждая из которых имеет свою значимость.

Первая задача – подробный анализ текущего состояния объекта, его системы электроснабжения, исследование и проработка возможных вариантов по модернизации, внедрения автоматизированных систем мониторинга, диспетчеризации.

Вторая задача – исследование вариантов модернизации системы электроснабжения с внедрением комплексов автоматики и мониторинга, проработка системы контроля состояния сети, релейной защиты.

Третья задача – технико-экономический расчет выбранного варианта, разрабатываемого для обоснования и целесообразности проведения модернизации системы электроснабжения повысительной насосной станции.

В данной работе представлен подробный расчет высоковольтных и низковольтных нагрузок с целью дальнейшего выбора силового (трансформаторы) и коммутационного (выключатели, разъединители) оборудования. Также приведен вариант замены системы освещения, так как хорошо организованное освещение способствует нормализации ведения технологического процесса, снижает возможность возникновения аварийных ситуаций по вине персонала из-за недостаточной освещенности рабочих мест.

Помимо вышесказанного рассматривается возможность обновления системы релейной защиты, внедрения системы мониторинга за

технологическим процессом, задействованным оборудованием, которое сводится в систему диспетчеризации повысительной насосной станции.

## 1 Описание объекта модернизации

АО «ТЕВИС» - организация, являющаяся крупнейшим поставщиком холодной воды и оказания услуг по водоотведению в г. о. Тольятти Самарской области. В зоне ответственности АО «ТЕВИС» – Автозаводском районе города – проживает свыше 400 тыс. человек, что сравнимо с небольшим областным центром РФ.

В состав организации включены следующие предприятия и службы:

- центральная диспетчерская служба (ЦДС);
- предприятие тепловых сетей (ПТС);
- предприятие водопроводно-канализационных сетей (ПВКС);
- предприятие транспорта и механизации (ПТМ);
- служба эксплуатации зданий (СЭЗ);
- служба электрохозяйства (СЭХ);
- служба контрольно-измерительных приборов и автоматики (СКИПиА);
- служба ремонтов (СР);
- служба технической диагностики (СТД);
- служба материально-технического обеспечения (СМТО);
- лаборатория химико-биологического анализа (ЛХБА).

Служба электрохозяйства занимается ремонтом, обслуживанием, поддержанием работоспособности электрооборудования АО «ТЕВИС». Коллектив из более чем 70 специалистов обслуживает более 1200 электродвигателей разных мощностей и назначения, свыше 450 км электросетей, трансформаторные подстанции и распределительные устройства высокого и низкого напряжения.

Далее речь пойдет непосредственно о рассматриваемом объекте.

Проведенный анализ текущего состояния насосной станции позволил определить несколько моментов, которые требуют рассмотрения и

возможной проработки мероприятий по модернизации, замене соответствующего оборудования.

Во-первых, нужно отметить «возраст» силового оборудования и кабельных линий, которые задействованы в технологическом процессе и находятся в работе. Естественно, что с течением времени оборудование вырабатывает свой ресурс и нуждается в ремонте или же в замене.

Во-вторых, отсутствие современных систем автоматизированного управления технологическим процессом, существенно влияет на оперативность выполнения необходимых операций, что связано со временем выезда оперативного персонала и выполнения им соответствующих переключений.

В-третьих, наблюдается высокая эксплуатационная трудоемкость релейной защиты из-за специфики требований используемых электромеханических защит.

Необходимо понимать, что такой режим работы объекта может привести к серьезной аварии. Чтобы избежать этих последствий, необходимо уже сегодня принимать меры.

Насосная станция имеет производственную площадь в 2772 м<sup>2</sup> при габаритах в 66×42×13 м.

Согласно текущему проекту в помещении насосной станции размещено следующее основное оборудование, представленное в таблице 1.

Таблица 1 – Основное электрооборудование насосной станции

Наименование оборудования	P <sub>пасп</sub> , кВт
Асинхронный двигатель 6кВ ПН-1	710
Асинхронный двигатель 6кВ ПН-2	710
Асинхронный двигатель 6кВ ПН-3	710
Асинхронный двигатель 6кВ ПН-4	710

Продолжение таблицы 1

Асинхронный двигатель 6кВ ПН-5	710
Асинхронный двигатель 6кВ ПН-6	710
Асинхронный двигатель 6кВ ОН-7	500
Асинхронный двигатель 6кВ ОН-8	500
Асинхронный двигатель 6кВ ОН-9	500
Асинхронный двигатель 6кВ ОН-10	500
Электродвигатель задвижки 3-6	3
Электродвигатель задвижки 3-4	3
Электродвигатель задвижки 3-61	8,5
Электродвигатель задвижки 3-62	7,5
Электродвигатель задвижки 3-71	8,5
Электродвигатель задвижки 3-72	8,5
Электродвигатель задвижки 3-81	8,5
Электродвигатель задвижки 3-82	8,5
Электродвигатель задвижки 3-91	4,25
Электродвигатель задвижки 3-92	8,5
Электродвигатель задвижки 3-3	3
Электродвигатель задвижки 3-5	3
Электродвигатель задвижки 3-9	8,5
Электродвигатель задвижки 3-8	4
Электродвигатель задвижки 3-8А	4
Электродвигатель задвижки 3-7	0,75
Электродвигатель задвижки 3-101	8,5
Электродвигатель задвижки 3-102	8,5
Электродвигатель задвижки 3-11	4
Электродвигатель задвижки 3-12	7,5



Продолжение таблицы 1

Электродвигатель задвижки 3-21	4
Электродвигатель задвижки 3-22	8,5
Электродвигатель задвижки 3-31	4
Электродвигатель задвижки 3-32	8,5
Электродвигатель задвижки 3-41	8,5
Электродвигатель задвижки 3-42	8,5
Электродвигатель задвижки 3-51	8,5
Электродвигатель задвижки 3-52	8,5

На рисунке 1 представлен текущий вид помещения ЗРУ-10/6кВ.



Рисунок 1 – Помещение ЗРУ-10/6кВ повысительной насосной станции.

## 1.1 Технологическая часть

Повысительная насосная станция ПНС-3 на подающем и обратном трубопроводе третьего ввода теплосети в г. Тольятти разработана на основании задания, утвержденного зам. генерального директора АВТОВАЗа тов. Мочалкиным В.И. При разработке проекта были использованы следующие материалы:

- Схема теплоснабжения Северо-Восточной части Автозаводского района г. Тольятти, выпущенная ЦНИИЭП инженерного оборудования в 1983 г.

- Технический отчет о работе "Разработка режимов и мероприятий по взаимному резервированию трех вводов тепловой сети в Автозаводской район", шифр работы 84.112.013.01, Союзтехэнерго.

- Технический отчет о работе "Режимы системы теплоснабжения Автозаводского района г. Тольятти на уровне нагрузок 1990 г. при работе трех вводов тепловой сети" - 84.112.013, Союзтехэнерго.

- Рабочая документация III ввода теплосети, выпущенная ЦНИИЭП инженерного оборудования в 1985 г.

- Письмо заказчика №24000/128 ТО от 30.01.89 г. о наличии имеющегося оборудования.

- Техническое задание на компоновку и технологию, учитывающее требования эксплуатирующей организации.

ПНС-3 предназначена для увеличения располагаемого напора в трубопроводах теплосети у потребителей Северо-Восточной части Автозаводского района города.

Необходимость в ПНС-3, ее производительность и параметры определены анализом пьезометрических графиков в "Схеме теплоснабжения Северо-Восточной части Автозаводского района", выполненной ЦНИИЭП инженерного оборудования в 1983 г., а также в работах "Союзтехэнерго:

– "Разработка режимов и мероприятий по взаимному резервированию трех вводов тепловой сети в Автозаводской район".

– "Режимы системы теплоснабжения Автозаводского района г. Тольятти на уровне нагрузок 1990 г. при работе трех вводов тепловой сети".

В ПНС-3 на подающей линии устанавливаются шесть насосов (5 рабочих 1 резервный) марки КРНА-300/660/40А-019 производительностью 1250 м<sup>3</sup>/час напором 140 м.вод.ст. каждый с электродвигателем DKRNJ 5023-6X мощностью 710 кВт (производство ГДР).

На обратном трубопроводе устанавливаются 4 насоса (3 рабочих 1 резервный) марки Д-2500-62 с производительностью 2500 м<sup>3</sup>/час и напором 62 м.вод.ст. каждый с электродвигателем А4-400У-6У мощностью 500 кВт. На подающей и обратной линиях устанавливаются регуляторы давления РК-1 Ду 1000 для поддержания заданных параметров в тепловой сети за насосной.

Рабочие параметры составляют:

– Рабочее давление подающего и обратного трубопровода в тепловых сетях и в ПНС-3 1,6 МПа;

– Давление на линии нагнетания насосов на подающем трубопроводе до РК-1 составляет 1,7 МПа;

– Температура теплоносителя воды - 150-70°С;

– Суммарный расход по подающему трубопроводу 6800 м<sup>3</sup>/час, С, по обратному трубопроводу 5130 м<sup>3</sup>/час.

В работах Союзтехэнерго подчеркнуто, что при кольцевой схеме и совместной работе трех насосных должна выполняться комплексная автоматизация и гидравлическая защита потребителей от задавливания либо от опорожнения трубопроводов. Поэтому в ПНС выполнена только автоматизация в динамическом режиме, а гидравлическая защита потребителей от оголения либо задавливания должна быть выполнена отдельным проектом по заданию эксплуатирующей организации. Кроме того, в районе УТ-2 должен быть установлен регулятор поддерживающий постоянное давление в обр. линии. Проект установки регулятора будет

рассматривался дополнительно. Подключение подводящих тепловых сетей ПНС-3 к тепловым сетям III ввода предусмотрено в выполненной ранее рабочей документации в УТ-1.

По трассе тепловой сети к ПНС-3 запроектировано 2 узла УТ-2, УТ-3 на подающем и обратном трубопроводах для установки измерительных диафрагм, согласно требованиям Союзтехэнерго.

Компоновка здания и технологического оборудования выполнена с учетом дополнительных требований эксплуатирующей организации. В насосной предусмотрен сквозной проезд и два электрических крана грузоподъемностью 5 т.

Расчет трубопроводов на прочность и нагрузки на неподвижные и подвижные опоры выполнены с помощью системы САПР.

Компенсация температурных удлинений осуществляется за счет естественных углов поворота трассы 4 П-образных компенсаторов.

## **1.2 Природные условия**

Рассматриваемая ПНС-3 располагается в северо-восточной части Автозаводского района г. Тольятти.

Климат. Город Тольятти находится в умеренно-увлажненной (лесостепной) климатической зоне (район II-B).

Климат континентальный. Зима довольно суровая и длится почти пять месяцев. Средний из абсолютных минимумов годовых температур воздуха составляет - 32°C. Абсолютный минимум приходится на январь месяц и составляет -45°C. Расчетная зимняя температура наружного воздуха -30°C; расчетная зимняя вентиляционная температура -17,7°C, средняя температура отопительного сезона -5,4°C и его продолжительность составляет 203 суток.

Весенний период непродолжительный и длится около 30-35 дней.

В летний период преобладает жаркая сухая погода, продолжительность лета около четырех месяцев. Характерной особенностью района является

засушливость, выражающаяся в низкой относительной влажности воздуха в летний период (минимальная относительная влажность наблюдается в мае составляет 38-64%) и незначительном количестве осадков в течение всего года (373-443 мм). Неблагоприятные условия возникают во время суховеев, когда температура воздуха поднимается выше 40°C.

В течение всего года наибольшую повторяемость (18-22% зимой, 20-23% весной, 15-19% летом и 26% осенью) имеют ветры юго-западного направления. В летний период несколько увеличивается повторяемость ветров северо-западного (18-19%) и северного (14-10%) направлений.

Наибольшие скорости ветра наблюдаются в зимние, осенние и весенние месяцы, наименьшие - летом.

Максимум скорости ветра приходится на дневные часы, минимум - на ночные. При всех направлениях ветра наибольшую повторяемость имеют скорости 2-5 м/сек. Среднегодовая скорость ветра составляет 3,9 м/сек.

Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов составляет 1,6 м.

В геоморфологическом отношении участок приурочен к IV надпойменной левобережной террасе р. Волги. Поверхность участка ровная, не застроена, характеризуется абсолютными отметками 78,61-79,18 м.

В геолого-литологическом строении участка до разведанной глубины 15 м участвуют (сверху вниз).

– Почвенно-растительный слой - суглинок гумусированный. Мощность слоя I,0-I,2 м.

– Суглинок желтовато-коричневый, твердой и полутвердой консистенции, макропористый, с включением солей карбонатов, с гнездами и прослоями мелкого песка. Мощность слоя 8,0-8,4 м.

– Песок мелкий, желтовато-коричневый, глинистый, маловлажный, с прослоями суглинка. Вскрытая мощность слоя 5,5-6,0 м.

Гидрогеологические условия. Подземные воды инженерно-геологическими выработками, пробуренными до глубины 15 м, не вскрыты.

Основной водоносный горизонт приурочен к песчаной толще аллювиальных отложений, уровень залегания которого располагается на абсолютных отметках 51,0-54,0 м. Водоупором служат глины неогена. По данным режимных наблюдений Средневолжской гидрогеологической станции амплитуда колебания уровня подземных вод составляет 0,2-0,7 м.

Территория участка по природным условиям является неподтопляемой. Однако, при инженерном освоении территории возможно образование линз переувлажненных грунтов.

Физико-механические свойства грунтов приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Физико-механические свойства грунтов

Наименование грунта	Объемный вес, г/см <sup>3</sup>		Модуль деформации		Сцепление, МПа
	При природ. влажн.	При водонасыщ.	При природ. влажн.	При водонасыщ.	
Почвенно-растительный слой	1,47	1,73	—	—	—
Суглинок	1,66	1,84	26,0	16,0	<u>0,012</u> 0,010
Песок мелкий	1,70	—	24,0	—	<u>0,003</u> —

Суглинки макропористые обладают просадочными свойствами. Начальное просадочное давление составляет 0,13-0,28 МПа. Согласно изменения природного и начального просадочного давления с глубиной, а также опытных работ по определению типа грунтовых условий по просадочности, выполненных на территории Автозаводского района, грунтовые условия участка в зависимости от возможности проявления просадки грунтов при замачивании от собственного веса относятся к I типу. Мощность просадочной толщи 8,0-8,4 м.

Просадочные суглинки, уплотненные до плотности сухого грунта 1,65-1,70 кг/м<sup>3</sup>, характеризуются удельным сцеплением 0,015 Мпа и углом внутреннего трения - 24°.

Согласно ГОСТ 9.015-74 грунты почвенно-растительного слоя обладают низкой коррозионной активностью по отношению к железу и средней - по отношению к алюминиевой и свинцовой оболочкам кабелей. Суглинки - средней коррозионной активностью к металлам.

Грунты участка незасоленные и неагрессивные к бизонам.

### **1.3 Генплан**

Повысительная насосная станция ПНС-3 на подающем и обратном трубопроводе третьего ввода теплосети в городе Тольятти имеет следующие параметры расположения.

Участок под размещение ПНС-3 расположен в северо-восточной части Автозаводского района и примыкает к площадке насосной станции III подъема.

Поверхность участка равная с небольшими уклонами на северо-запад, характеризуется абсолютными отметками 78,50÷79,50 м.

Генплан решен на основании технологического задания в соответствии с действующими нормативами. Въезд на площадку организован с улицы Полякова. Покрытие проездов принято асфальтобетонное двухслойное на бетонном основании.

Отвод поверхностных вод осуществляется по лоткам проездов с выпуском в водоотводный бетонный лоток улицы Полякова.

Ограждение площадки из металлических сетчатых панелей по ж.б. столбам тип.Мбв, серия 3.017-1.

Площадь свободная от застройки и проездов озеленяется посевом лугового газона.

## **1.4 Архитектурно-строительная часть**

### **1.4.1 Объемно-планировочные решения**

Существующее здание повысительной насосной станции (ПНС-3) в северо-восточной части Автозаводского района г. Тольятти, представляет собой объем в плане 36,0×60,0, высотой 9,6 м. Производственная часть - 36,0×48,0 м и административная двухэтажная часть в плане 12,0×36,0 высота этажа 4,8 м. Подвальная часть отсутствует.

### **1.4.2 Конструктивные решения**

Здание каркасное, 2-х пролетное (по 18 м). Производственная и административная часть выполнена в одном каркасе, с самонесущими стенами из панелей и вставками из кирпича. В качестве составляющих элементов каркаса использованы колонны = 9,6 м по серии 1.423-3; фахверковые колонны по серии КЭ-01-55; балки покрытия на оба пролета L = 18,0 м по серии 1.462-3/80.

В качестве плит покрытия использованы сборные ж.-бетонные плиты марки ПГИ ПВ по ГОСТ 22701.1-77 и 22701.2-77.

В качестве ограждения панели из керамзитобетона  $\gamma = 1100 \text{ кг/м}^3$  толщиной 250 мм с облицовкой наружной поверхности керамической плиткой типа "ириска" по серии 1.030.1-1.

Фундаменты под здание и фундаменты под оборудование выполнены из монолитного железобетона с частично использованием стеновых блоков по ГОСТ 13579-78.

Перекрытие административной части многопустотные плиты по серии 1.141-1 вып.60 по металлическим балкам.

Здание оборудовано двумя кранами грузоподъемностью 5,0 т.

Подводы трубопроводов к зданию осуществлены в каналах, которые состоят из сборных железобетонных элементов по серии 3.006.1-2/82. Вводы в здание обеспечены путем устройства камер ПТК-1 и ПТК-2.



## **1.5 Электротехническая часть**

### **1.5.1 Внешнее электроснабжение**

Внешнее электроснабжение ПНС-3 осуществляется напряжением 10 кВ от ГПП-4 на основании технических условий № 3400/236 Управления электрических сетей г. Тольятти. Проект внешнего электроснабжения выпущен, в 1986 году сохраняется. По надежности электроснабжения потребители ПНС-3 относятся к I категории. В здании ПНС-3 размещаются два распределительных устройства напряжением 10 кВ и 6 кВ. РУ - 10 кВ служит для приема электроэнергии от источника питания, РУ - 6 кВ для распределения электроэнергии и двигателям напряжением 6 кВ и комплектной трансформаторной подстанции (ЗИТП 1x250 кВА), установленной для получения напряжения 0,4 кВ.

На ПНС-3 устанавливаются 2 трансформатора 10/6 кВ. Мощность каждого трансформатора 4,0 МВА.

Распределительные устройства напряжением 10 и 6 кВ укомплектованы камерами КСО-285, изготовленными заводами Главэлектромонтажа.

### **1.5.2 Силовое электрооборудование**

Питание и управление электродвигателей 380/220В осуществляется от комплектных устройств типа РТ30-81 (для электроприводов задвижек) и шкафов управления типа Я-5000.

Распределение электроэнергии на напряжение 380/220В выполнено от панелей типа ЩО-70. Силовая распределительная сеть выполнена кабелем АВВГ, контрольная сеть кабелем АКВВГ. Высоковольтные электродвигатели подкачивающих насосов на прямой и обратной сетевой воде управляются со щитов управления.

Для обеих групп насосов предусмотрена система АВР. В случае выхода из строя любого из рабочих насосов, автоматически включается резервный. Выполнены блокировки, обеспечивающие автоматическое открытие

задвижек на напоре насосов после включения насоса (сначала задвижки на байпасе, а затем основной) и закрытие задвижки после остановки насоса (сначала основной задвижки, а затем байпасной).

В случае включения ПНС-3 в систему диспетчеризации, схемами предусмотрена возможность запуска и остановки насосов с диспетчерского пункта.

### **1.5.3 Внутреннее электрическое освещение**

Освещенность помещений принята согласно СНиП П-4-79.

Общее рабочее и аварийное освещение. Выбор светильников производился в зависимости от назначения помещений, условий среды и высоты подвеса. В основном использованы светильники с люминесцентными лампами и лампами ДРЛ. Напряжение сети общего освещения 380/220В, переносного - 36В. Питание сети освещения запроектировано от распределительных щитов ЩО-70. В качестве групповых щитков приняты щитки типа ОЩВ-6 и ЯОУ 8502.

Групповые и питающие сети выполнены кабелем АВВГ, прокладываемым по стенам на конструкциях и скобах и проводом АПВ, проложенным в коробах и в трубах, в бытовых помещениях проводом АППВ скрыто.

Управление рабочим и аварийным освещением осуществляется выключателями, установленными у входов. Для зануления элементов электрооборудования используется нулевой рабочий провод сети.

### **1.5.4 Наружное освещение**

Освещение территории станции выполнено светильниками типа РКУ01х250 с лампами ДРЛ-250, установленными на опорах типа СЦ-0,65-8 с кабельным подводом питания с металлическими кронштейнами типа КО- $\frac{2 \times 2}{0,19}$  по типовой серии 3.320-1.

Выполнение сети наружного освещения выполнено кабелем АВВГ, напряжение сети 380/220В.

Питание светильников предусмотрено от распределительного щита ЩО-70.

Управление наружным освещением осуществляется из помещения операторской.

Для зануления элементов электрооборудования используется нулевой рабочий провод сети.

#### **1.5.5 Связь и сигнализация**

Изначальным проектом предусматривалась телефонизация здания. Телефонный выполнен кабелем ТПП 10x2x0,4, на вводе установлена распределительная коробка КРТП-10.

Абонентская разводка телефонной сети выполнена проводом 2x0,6 открыто и по стенам. Ввод радиотелефонии выполнен кабелем ПРППМ 2x1,2 с установкой абонентского трансформатора ТАМУ-10. Внутренняя разводка радиотрансляционной сети выполнена проводом ТПТЖ 2x1,2 и ПТПЖ 2x0,6 открыто по стенам. Для оповещения персонала в случае возникновения пожара, в операторской установлен прибор пожарной сигнализации "ППС-1" и используются тепловые (ИП-104-1) и дымовые (ДИП-3) извещатели. Сеть пожарной сигнализации выполнена проводом ТРП 1x2x0,5 открыто по стенам и потолкам.

Защитное заземление и зануление прибора "ППС-1" выполнено в соответствии с ПУЭ, СН-102-76 и технической документацией на прибор. Электропитание прибора осуществлено от групповых щитков освещения (рабочего и аварийного).

#### **1.5.6 Автоматизация**

Проектом автоматизации предусматривались контрольно-измерительные приборы и регуляторы, необходимые для правильного ведения технологического процесса.

Контроль за давлением во всасывающих и напорных патрубках насосов производится показывающими и электроконтактными манометрами. Давление и температура в трубопроводах прямой и обратной сетевой воды

контролируются самопишущими приборами, установленными на щите оператора. Расход воды в прямом и обратном трубопроводах контролируется с диафрагм, дифманометров с унифицированным выходным сигналом и вторичных приборов, установленных на щите управления.

На щитах управления размещена аппаратура сигнализации о нарушениях технологических параметров и аварийном отключении электродвигателей. Сигнализация световая и звуковая. На щитах размещается также аппаратура управления электродвигателями насосов.

Щиты управления приняты типа по ГОСТ 3613-76.

В ПНС-3 предусмотрены два регулятора: регулятор давления после себя, после насосов подкачки и регулятор до себя на обратном трубопроводе из сети. Регуляторы приняты гидравлические с регулируемыми клапанами типа РК-1.

## **1.6 Водоснабжение, канализация, отопление и вентиляция**

Рассмотрим вопросы водоснабжения объекта.

### **1.6.1 Введение**

Проект наружных сетей водоснабжения и канализации ПНС-3 выполнен согласно СНиП 2.04.03-85 и 2.04.02-84, проект внутренних сетей водоснабжения и канализации в соответствии со СНиП 2.04.01-85.

### **1.6.2 Наружные сети и водоснабжение**

Источником водоснабжения ПНС-3 принят внеплощадочный водопровод с подключением к водоводам от насосной станции III подъёма. На площадке установлен объединённый хозяйственно-питьевой-производственно-противопожарный водопровод.

При наличии двух независимых вводов, обеспечивающих необходимый расход на нужды ПНС-3.

Сеть водоснабжения выполнена из чугунных труб на резиновых уплотнителях по ГОСТ 21053-75.

### **1.6.3 Канализация**

На площадке ПНС-3 выполнены следующие сети канализации:

- Производственная канализация;
- хоз-фекальная канализация.

В производственную канализацию поступают стоки от охлаждения подшипников насосов.

Сеть производственной канализации выполнена из железобетонных труб РТ-6п по ГОСТ 6482-79.

Сеть хоз-фекальной канализации выполнена из труб керамических канализационных по ГОСТ 286-74 и асбестоцементных напорных ВТ-9 по ГОСТ 539-80.

### **1.6.4 Внутренние сети**

В соответствии с требованиями к качеству расходуемой воды и составом сточных вод в ПНС используются следующие сети водопровода и канализации:

- Объединенный хозяйственно-питьевой-производственно-противопожарный водопровод;
- водопровод горячей воды;
- бытовая канализация;
- производственная канализация;
- внутренние водостоки.
- хозяйственно-питьевой-производственно-противопожарный водопровод

Предназначен для обеспечения водой хозяйственно-питьевых и производственных нужд ПНС-3, а также для целей пожаротушения.

Внутреннее пожаротушение осуществляется через пожарные краны, из расчета действия струи производительностью 2,6 л/сек.

Требуемый напор на вводе, с учетом пожаротушения и давления в подводках узлов охлаждения насосов - 25 м.вод.ст.

Питание внутренней сети водопровода осуществляется двумя вводами диаметром = 100 мм каждый с установкой водомерного узла. Сеть принята кольцевая.

Прокладка внутренней сети выполнена открытая из стальных водогазопроводных оцинкованных труб.

Вводы используются из чугунных напорных труб.

– Водопровод горячей воды

Предназначен для обеспечения горячей водой бытовых помещений ПНС. Приготовление горячей воды осуществляется в водоводяных подогревателях непосредственно в ПНС. Разводка сети аналогична холодному водопроводу.

– Бытовая канализация

Предназначена для отвода стоков от санитарных приборов бытовых помещений ПНС в наружную сеть канализации.

Сеть канализации проложена по полу и в полу из чугунных канализационных труб.

– Производственная канализация

Предназначена для отвода стоков от охлаждения насосов в наружную сеть канализации и далее в дренажную насосную станцию.

Сеть производственной канализации проложена по полу и в каналах из стальных не оцинкованных труб по ГОСТ 3262-75.

– Внутренние водостоки

Предназначены для отвода атмосферных осадков с кровли ПНС.

Внутренняя сеть выполнена из полиэтиленовых напорных труб тип С по ГОСТ 18599-83.

Выпуск стоков предусматривается на отмостку.

Далее рассмотрим вопросы системы отопления и вентиляции рассматриваемого объекта.

Проект отопления и вентиляции ПНС-3 выполнен на основании:

– Технологического задания;

- архитектурно-строительных и технологических чертежей;
- действующих нормативных материалов.

Проект выполнен изначально для расчетной наружной температуры - 30°C. Источником теплоснабжения являются сети. Теплоносителем служит вода с параметрами 150-70°C. Присоединение систем отопления и теплоснабжения проектируется - непосредственное. Место подключения - насосная.

Отопление административно-бытовых помещений водяное. Система принимается горизонтальная, бифилярная. Теплоноситель - вода 150-70°C. В качестве нагревательных приборов приняты конвектора типа "КН-20" трубопроводы выполняются из водогазопроводных труб по ГОСТ 3262-75.

Отопление помещения насосной не выполнялось в связи с большими тепло избытками.

Вентиляция административно-бытовых и производственных помещений используется приточно-вытяжная с естественным и механическим побуждением.

В помещении насосной вентиляция рассчитана на ассимиляцию тепло избытков. Вытяжка осуществляется дефлекторами и рециркуляционным воздуховодом системы П1 (в зимнем режиме), а также вентиляторами (в летнем режиме). Приток проектируется организованно.

Воздуховоды выполняются из кровельной стали толщиной = 0,5+0,7 мм.

После монтажа системы отопления и вентиляции были окрашены масляной краской за 2 раза.

Для создания циркуляции и последовательной работы двух групп насосов в эксплуатационном режиме имеется перемычка Ø 500 между напорным трубопроводом обратной линии и всасывающим трубопроводом подающей линии. Для возможности "обкатки" насосов предусмотрены две перемычки 500 между всасывающим и нагнетательным трубопроводом каждой группы насосов.

Опорожнение из труб теплосети в аварийных режимах происходит через спускные устройства в резервуар АНС в ливневую канализацию.

Вывод по первому разделу.

В первом разделе представлено подробное описание рассматриваемого объекта.

Проведенный анализ текущего состояния насосной станции позволил определить несколько моментов, которые требуют рассмотрения и возможной проработки мероприятий по модернизации, замене соответствующего оборудования.

Также нужно отметить «возраст» силового оборудования и кабельных линий, которые задействованы в технологическом процессе и находятся в работе.

Большой срок эксплуатации объекта и, соответственно, используемого оборудования требует тщательного наблюдения, своевременного выполнения всех планово-предупредительных ремонтов в соответствии с утвержденными методиками.

Но даже этих мер недостаточно, поэтому в следующем разделе проведем расчет электрических нагрузок объекта, чтобы после рассчитать новое силовое и коммутационное оборудование взамен старого, постепенно вырабатывающего свой ресурс.

Общие вопросы модернизации и улучшения технологического процесса на объектах теплоснабжения описаны в [25].



## **2 Расчет электрических нагрузок**

### **2.1 Расчет электрических нагрузок 0,4 кВ**

Проведение расчета прогнозируемых электрических нагрузок промышленных объектов является основным пунктом при расчете системы электроснабжения. Полученные данные в дальнейшем используются для расчета силовых трансформаторов, выбора соответствующего коммутационного оборудования. Методы проведения расчетов описаны в [14] и [23].

Основываясь на полученных в ходе проведения расчетов данных методом коэффициента максимума, который построен на вычислении максимальных расчетных нагрузок групп электроприемников, проведем выбор числа и мощности силовых трансформаторов, сечений проводников питающих линий.

По [14] проводится подробный расчет электрических нагрузок 0,4 кВ на примере узла 1РТ30; полный расчет нагрузок 0,4 кВ по ПНС-3 приводится в таблице 2.

В первом (1) столбце отображено наименование узла и все электроприемники, присоединенные к данному узлу.

Электроприемники узла 1РТ30:

- ЭД задвижки АИМА АХО10-2185;
- ЭД задвижки 4АМС132S4;
- ЭД задвижки 2В100L4;
- ЭД задвижки АИМА АД 0071-4L.

Во втором (2) столбце отображено количество рабочих электроприемников:

Количество электроприемников узла 1РТ30:

- ЭД задвижки АИМА АХО10-2185 – 2 ед.;
- ЭД задвижки 4АМС132S4 – 3 ед.;

- ЭД задвижки 2В100L4– 2 ед.;
- ЭД задвижки АИМА AD 0071-4L – 1 ед.

В третьем (3) столбце отображены значения номинальных мощностей электроприемников по группам.

Мощности электроприемников узла 1 составляют:

- ЭД задвижки АИМА АХО10-2185 – 3 кВт;
- ЭД задвижки 4АМС132S4 – 8,5 кВт;
- ЭД задвижки 2В100L4 – 4 кВт;
- ЭД задвижки АИМА AD 0071-4L – 0,75 кВт.

В четвертом (4) столбце отображена суммарная номинальная мощность электроприемников группы, которая определяется по формуле:

$$P_n = \sum p_n. \quad (1)$$

Так как количество рабочих единиц электроприемников различно, то суммарная мощность изменится:

- ЭД задвижки АИМА АХО10-2185 – 6 кВт;
- ЭД задвижки 4АМС132S4 – 25,5 кВт;
- ЭД задвижки 2В100L4 – 8 кВт;
- ЭД задвижки АИМА AD 0071-4L – 0,75 кВт.

Суммарная номинальная мощность электроприемников узла 1РТ30 составляет:

$$P_n = \sum p_n = 40,25 \text{ кВт.}$$

Пятый (5) столбец заполняется для узла величиной  $m$ . Она определяется по следующей формуле:

$$m = \frac{P_{\text{н.наиб}}}{P_{\text{н.наим}}}; \quad (2)$$

где  $P_{\text{н.наиб}}$  – номинальная активная мощность наибольшего электроприемника в группе, а  $P_{\text{н.наим}}$  – номинальная активная мощность наименьшего электроприемника в группе. Значение  $m$  записывается как  $>3$  или  $\leq 3$ .

$$m = \frac{40,25}{3} = 13,42;$$

$$13,42 > 3.$$

В шестом (6) и седьмом (7) столбцах отображены  $K_{\text{И}}$  и  $\cos\varphi$  для отдельных групп электроприемников.

Для электроприемников узла 1РТ30 значения  $K_{\text{И}}$  и  $\cos\varphi$  составляют:

– ЭД задвижки АИМА АХО10-2185 – 0,15/0,83;

– ЭД задвижки 4АМС132S4 – 0,15/0,86;

– ЭД задвижки 2В100L4 – 0,15/0,84;

– ЭД задвижки АИМА АД 0071-4L – 0,15/0,83.

В восьмом (8) и девятом (9) столбцах для каждой группы электроприемников рассчитываются значения активной и реактивной мощностей по формулам:

$$P_{\text{см}} = K_{\text{И}} \times P_{\text{Н}}; \quad (3)$$

$$Q_{\text{см}} = P_{\text{см}} \times \operatorname{tg}\varphi. \quad (4)$$

Определяются значения активной и реактивной мощностей электроприемников узла 1РТ30.

Для ЭД задвижки АИМА АХО10-2185  $P_{\text{см}} = 0,9$  кВт;  $Q_{\text{см}} = 0,61$  квар.

Для ЭД задвижки 4АМС132S4  $P_{см} = 3,82$  кВт;  $Q_{см} = 2,25$  квар.

Для ЭД задвижки 2В100L4  $P_{см} = 1,2$  кВт;  $Q_{см} = 0,78$  квар.

Для ЭД задвижки АИМА АД 0071-4L  $P_{см} = 0,11$  кВт;  $Q_{см} = 0,07$  квар.

В десятом (10) столбце отображено эффективное число электроприемников  $n_{э}$  по формуле:

$$n_{э} = 2 \times \frac{\sum p_{н}}{P_{н.наиб}}. \quad (5)$$

Для узла 1РТ30 значение эффективного числа электроприемников составляет:

$$n_{э} = 2 \times \frac{40,25}{25,5} = 3,15;$$

$$n_{э} = 4.$$

В одиннадцатом (11) столбце 11 дробью отображены в числителе значения коэффициента максимума для активной мощности  $k_{ма}$ , а в знаменателе значения коэффициента максимума для реактивной мощности  $k_{мр}$ .

Значения данных коэффициентов для узла 1  $k_{ма}$  и  $k_{мр}$  соответственно равны 2,78 и 1,1.

В столбцах двенадцать (12) и тринадцать (13) отображены значения расчетных активной и реактивной нагрузок по узлу, которые определяются по формулам:

$$P_p = k_{ма} \times P_{см}; \quad (6)$$

$$Q_p = K_{\text{мр}} \times Q_{\text{см}}. \quad (7)$$

Для узла 1РТ30 значения расчетных активной и реактивной нагрузок составляют:

$$P_p = 16,76 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 4,08 \text{ квар}.$$

В столбцах четырнадцать (14) и пятнадцать (15) отображаются расчетные полная мощность и ток по узлу, которые определяются по формулам:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}; \quad (8)$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \times U_{\text{н.л}}}. \quad (9)$$

Для узла 1 значения расчетных полной мощности и тока составляют:

$$S_p = 17,25 \text{ кВА};$$

$$I_p = 26,24 \text{ А}.$$

В таблице 3 приводятся дальнейшие расчеты электрических нагрузок 0,4 кВ по ПНС-3.

Таблица 3 – Расчет электрических нагрузок 0,4 кВ ПНС-3

Наименование групп ЭП и узлов питания	Кол. ЭП	Установленная мощность, $P_{ном}$ (ПВ 100%)		m	$K_{И}$	$\frac{\cos\phi}{\text{tg}\phi}$	Среднесменная нагрузка		$n_{Э}$	$\frac{\text{Км. а}}{\text{Км. р.}}$	Расчетная нагрузка			$I_p$
		$P_{\min}$ – $P_{\max}$ , кВт	$P_{ном \text{ сум}}$ , кВт				$P_{см}$ , кВт	$Q_{см}$ , квар			$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	$S_p$ , кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<b>1PT30</b>														
ЭД задвижки АИМА АХО10-2185	2	3	6	>3	0,15	$\frac{0,83}{0,67}$	0,9	0,61						
ЭД задвижки 4АМС132S4	3	8,5	25,5		0,15	$\frac{0,86}{0,59}$	3,82	2,25						
ЭД задвижки 2В100L4	2	4	8		0,15	$\frac{0,84}{0,65}$	1,2	0,78						
ЭД задвижки АИМА АД 0071-4L	1	0,75	0,75		0,15	$\frac{0,83}{0,67}$	0,11	0,07						

Продолжение таблицы 3

31

<b>Итого по 1РТ30</b>	8	0,75- 8,5	40,25		0,15	$\frac{0,84}{0,64}$	6,03	3,71	4	$\frac{2,78}{1,1}$	16,76	4,08	17,25	26,24
<b>2РТ30</b>														
ЭД задвижки АИМА АХО10-2185	2	3	6	<3	0,15	$\frac{0,83}{0,67}$	0,9	0,61	—	—	51,56	33,51	61,49	93,54
ЭД задвижки 4АМС132S4	6	8,5	51		0,15	$\frac{0,86}{0,59}$	7,65	4,51						
ЭД задвижки АИР132S4	1	7,5	7,5		0,15	$\frac{0,83}{0,67}$	1,12	0,75						
ЭД задвижки 4АМС100L4	1	4,25	4,25		0,15	$\frac{0,84}{0,65}$	0,64	0,42						
<b>Итого по 2РТ30</b>	10	3,0- 8,5	68,75		0,15	$\frac{0,84}{0,65}$	10,31	6,29						
<b>3РТ30</b>														
ЭД задвижки АИМ100L4	2	4	8	>3	0,15	$\frac{0,83}{0,67}$	1,2	0,8						

Продолжение таблицы 3

32

ЭД задвижки 4АИРХ132S	1	7,5	7,5		0,15	$\frac{0,83}{0,67}$	1,12	0,75							
ЭД задвижки 4АМС132S4	5	8,5	42,5		0,15	$\frac{0,86}{0,59}$	6,37	3,76							
ЭД задвижки 2В100L4	1	4	4		0,15	$\frac{0,84}{0,65}$	0,6	0,39	—	—	50,62	32,91	60,38	91,84	
ЭД задвижки 4АИМ112М4	1	5,5	5,5		0,15	$\frac{0,83}{0,67}$	0,82	0,55							
<b>Итого по ЗРТ30</b>	10	4,0- 7,5	67,5		0,15	$\frac{0,84}{0,65}$	10,11	6,25							
<b>Вентиляция</b>															
Приточная ЭД АИР132S4	2	7,5	15		0,6	$\frac{0,83}{0,67}$	9	6,3							
Вытяжная ЭД АИР100L4	4	3	12	<3	0,6	$\frac{0,8}{0,75}$	7,2	5,4	2	$\frac{1,46}{1,1}$	23,65	12,57	26,78	40,74	
<b>Итого по вентиляции</b>	6	4,0- 7,5	27		0,6	$\frac{0,81}{0,71}$	16,2	11,43							



Продолжение таблицы 3

33

<b>Освещение</b>														
Внутреннее Ledel L-Street 80	38	0,066	2,508	—	0,7	$\frac{0,95}{0,33}$	1,93	0,68	—	—	2,82	0,97	2,98	7,83
ЗРУ Ledel L-Industry 60	6	0,06	0,36		0,7	$\frac{0,95}{0,33}$	0,25	0,08						
Наружное Ledel L-Street 48	12	0,076	0,912		0,7	$\frac{0,95}{0,33}$	0,64	0,21						
<b>Итого по узлу освещения</b>	56	—	3,78		0,7	$\frac{0,95}{0,33}$	2,82	0,97						
<b>Отопление ЗРУ</b>														
ЭВНБ-2.0	10	2	20	—	0,75	$\frac{0,75}{0,88}$	9,48	8,35	—	—	9,48	8,35	12,63	19,21
<b>Итого по узлу отопления ЗРУ</b>	10	2	20		0,75	$\frac{0,75}{0,88}$	9,48	8,25						
<b>Кран-балки</b>														
КБ №101	4	2,2	8,8	—	0,3	$\frac{0,5}{1,73}$	2,64	4,57						
КБ №102	4	2,2	8,8		0,3	$\frac{0,5}{1,73}$	2,64	4,57						

Продолжение таблицы 3

<b>Итого по кран-балкам</b>	8	2,2-2,2	17,6		0,3	$\frac{0,8}{0,75}$	5,28	9,14	—	—	13,2	22,84	29,38	40,12
<b>Сварочный трансформатор</b>														
ТДМ-317 У2	1	9,68	9,68		0,2	$\frac{0,6}{1,33}$	1,93	2,57						
<b>Итого по узлу сварочного трансформатора</b>	1	9,68	9,68	—	0,2	$\frac{0,6}{1,33}$	1,93	2,57	—	—	7,26	9,65	12,07	18,36
<b>Мастерская</b>														
Станок сверлильный	1	1,1	1,1		0,14	$\frac{0,5}{1,73}$	0,15	0,26						
Эл. дрель	3	0,81	2,43		0,06	$\frac{0,65}{1,17}$	0,14	0,16						
УШМ	2	2	4	>3	0,06	$\frac{0,65}{1,17}$	0,24	0,28						
Станок заточной	1	0,66	0,66		0,14	$\frac{0,5}{1,73}$	0,09	0,16						
Эл. лобзик	1	0,72	0,72		0,06	$\frac{0,65}{1,17}$	0,04	0,05						

Продолжение таблицы 3

Фен технический	1	2	2		0,06	$\frac{0,65}{1,17}$	0,12	0,14	2	$\frac{3,43}{1,1}$	2,67	1,15	2,91	7,64
<b>Итого по узлу мастерской</b>	9	0,66-2	10,92		0,09	$\frac{0,6}{1,35}$	0,78	1,05						
<b>ВРУ коллектора</b>														
ЭД насоса 4АМСС160М2	2	18,5	37	>3	0,7	$\frac{0,8}{0,75}$	25,9	19,42	2	$\frac{1,29}{1,1}$	48,31	29,53	56,62	86,12
ЭД насоса АИР100L2 У3	1	5,5	5,5		0,7	$\frac{0,83}{0,67}$	3,85	2,89						
ЭД насоса 4АМС132М2 У3	1	11	11		0,7	$\frac{0,86}{0,59}$	7,7	4,54						
<b>Итого по насосам</b>	4	5,5- 18,5	53,5		0,7	$\frac{0,83}{0,67}$	37,45	26,85						
ЭД задвижки №1ОП 1АР100L4	1	3	3	<3	0,2	$\frac{0,8}{0,75}$	0,6	0,45						
ЭД задвижек №2ОО, 3-1 1-С 4АМС132S4	2	8,5	17		0,2	$\frac{0,86}{0,59}$	3,4	2						
ЭД задвижек 3-2 2-С АИМ100L4	1	8	8		0,2	$\frac{0,83}{0,67}$	1,6	1,07						

Продолжение таблицы 3

<b>Итого по задвижкам</b>	4	3-8,5	28		0,2	$\frac{0,83}{0,67}$	5,6	3,52	2	$\frac{2,64}{1,1}$	14,78	3,87	15,27	23,22
Освещение коллектора	—	—	3,5	—	0,85	$\frac{0,95}{0,33}$	3	1	—	—	3	1	3,2	4,9
<b>Итого по КТП</b>	70	—	332,88	>3	0,36	$\frac{0,85}{0,83}$	188,99	63,64	12	$\frac{2,32}{1,1}$	244,11	160,43	297,96	459,76

## 2.2 Расчет высоковольтной нагрузки насосной станции

Расчет высоковольтной нагрузки проводим отдельно от низковольтной, так как запитана она не от КТП. Количество электроприемников на напряжении 6-10 кВ численно не так велико, как количество низковольтных электроприемников, поэтому корректирующий коэффициент принимаем равным единице, а расчетную мощность будем считать равной средней мощности. Также известен график работы асинхронных двигателей и их режим работы. В [24] представлены характеристики для типового силового оборудования.

Расчетная активная и реактивная мощность высоковольтного оборудования:

$$P_{рв} = n \times P_{ном} \times K_{И} \quad (10)$$

$$Q_{рв} = P_{рв} \times tg\varphi_{в} \quad (11)$$

где  $n$  – число рабочих потребителей,  $K_{И}$  – коэффициент использования высоковольтной нагрузки.

Полная высоковольтная нагрузка определяется по формуле 12.

$$S_{рв} = \sqrt{P_{рв}^2 + Q_{рв}^2}; \quad (12)$$

В таблице 4 приводятся дальнейшие расчеты электрических нагрузок высоковольтной нагрузки по ПНС-3.

Таблица 4 - Высоковольтная нагрузка ПНС-3

<b>Высоковольтная нагрузка</b>							
Наименование	$K_{И}$	$\cos\varphi$	$n$	$tg\varphi$	$P_{рв}$ , кВт	$Q_{рв}$ , квар	$S_{рв}$ , кВА
Насосы ПН DKRNJ 5023-6X	0,7	0,84	6	0,65	2982	1932,5	3556,6
Насосы ОН А4-400У-6У	0,7	0,86	4	0,59	1400	826	1625,5
<b>Итого</b>	0,7	0,85	10	0,62	4382	2764,3	5182,1

Вывод по второму разделу.

Проведен подробный расчет низковольтной и высоковольтной нагрузки повысительной насосной станции.

Вопросы проектирования и расчетов нагрузок также подробно описаны в [3] и [4].

Так как проведение расчета прогнозируемых электрических нагрузок промышленных объектов является основным пунктом при расчете системы электроснабжения, именно с этого пункта и начата расчетная часть магистерской диссертации.

Полученные данные будут использованы для расчета силовых трансформаторов, выбора соответствующего коммутационного оборудования в последующих разделах.

Используя метод коэффициента максимума, который построен на вычислении максимальных расчетных нагрузок групп электроприемников, рассчитана низковольтная нагрузка.

Расчет высоковольтной нагрузки был проведен отдельно от низковольтной, потому что она запитана она не от КТП. Также количество электроприемников на напряжении 6-10 кВ численно не так велико, как количество низковольтных электроприемников.

Далее проведем расчет системы освещения повысительной насосной станции.

### **3 Расчет системы освещения**

Отдельное внимание в производственном процессе уделяется достаточному и качественному освещению.

«Недостаточная освещенность рабочего места может снизить производительность работника, повысить утомляемость, раздражительность. А также это может оказаться критическим фактором, который может привести к несчастному случаю. Поэтому грамотная организация системы освещения необходима для повышения работоспособности персонала без вреда для его здоровья.» [22]

Существующая тенденция применения светодиодных светильников, выдающих рассеянный свет, который является комфортным для выполнения производственного процесса, актуальна для помещений с высокими потолками. В [7] описаны преимущества светодиодных светильников.

Для последующих расчетов принимаем среднее время работы светильников, равное 12 часам в сутки. Однако при определенных условиях это время может быть увеличено. Такой график работы системы освещения ставит важный вопрос: а именно обслуживание светильников с использованием техники и специального оборудования, и, конечно, квалифицированного персонала.

Для внутреннего и наружного освещения насосной станции ПНС-3 будут рассмотрены варианты замены существующей системы освещения на современные светодиодные светильники Казанской компании «LEDEL».

#### **3.1 Внутреннее освещение**

В данном пункте рассмотрено внутреннее рабочее, аварийное и эвакуационное электроосвещение машинного зала насосной станции ПНС-3 в том числе:

- Установка светодиодных светильников рабочего, аварийного и эвакуационного освещения;
- установка электрощита рабочего освещения, электрощита аварийного освещения, пульта управления освещением в машинном зале ПНС-3;
- технический учет потребляемой электроэнергии групп рабочего и аварийного освещения.

Требования к освещению рабочего места персонала и освещенности помещений описан в [19].

Установка светодиодных светильников рабочего и аварийного освещения выполняется на кронштейны К1П по сторонам «север», «восток», «запад», «центр» и регулируемые кронштейны РКУ-500 по стороне «юг». Также осуществляется установка дополнительного освещения некоторых участков машинного зала.

Для реализации эвакуационного освещения устанавливаются круглые светодиодные светильники, выполняется электропитание от щита аварийного освещения.

Сети рабочего освещения выполняются кабелем марки ВВГнг(А)-LS 0,66кВ, сети аварийного освещения выполняются кабелем марки ВВГнг(А)-FRLS 1кВ. Управление освещением выполняется экранированным кабелем марки КВВГЭнг(А)-LS.

Далее проведем расчет срока окупаемости светодиодных светильников взамен существующих.

Стоимость 1 кВт×ч электроэнергии принимаем равным 3,0 рублям.

Существующие светильники РКУ 250 с лампой ДРЛ-250, активная потребляемая мощность которых составляет 0,3 кВт, и общее число равно 27 штук, светильники НСП20-500 мощностью 0,5 кВт в количестве 10 штук заменяются на светодиодные светильники LEDEL «L-Street 80 Turbine». Их активная потребляемая мощность составляет 0,066 кВт, а общее количество равно 38 штук.



Наработку электроосвещения в год принимаем равной 4380 часов, что в среднем составляет 12 часов работы светильника в сутки.

Потребление электроэнергии существующим внутренним электроосвещением за год составляет:

$$(27 \text{ шт. (свет.)} \times 0,3 \text{ кВт (мощ.)} + 10 \text{ шт. (свет.)} \times 0,5 \text{ кВт (мощ.)}) \times 4380 \text{ часов} = 57378 \text{ кВт} \times \text{ч}$$

Затраты в год на электроэнергию составляют:

$$57378 \text{ кВт} \times \text{ч} \times 3,0 \text{ (стоимость 1 кВт} \times \text{ч)} = 172134 \text{ рублей}$$

Потребление электроэнергии проектируемым внутренним электроосвещением за год:

$$38 \text{ шт. (свет.)} \times 0,066 \text{ (мощ.)} \times 4380 \text{ часов} = 10985 \text{ кВт} \times \text{ч}$$

Затраты в год на электроэнергию составляют:

$$10985 \text{ кВт} \times \text{ч} \times 3,0 \text{ (стоимость 1 кВт} \times \text{ч)} = 32955 \text{ рублей}$$

Экономия без учета роста тарифов на электроэнергию от снижения потребляемой электроэнергии за год составит:

$$172134 \text{ рублей} - 32955 \text{ рублей} = 139179 \text{ рубля}$$

Таким образом срок окупаемости замены существующих светильников РКУ-250 и НСП20-500 на светодиодные LEDEL «L-Street 80 Turbine», без учета стоимости работ составит:

При стоимости светильника LEDEL «L-Street 80 Turbine» 10500 рублей за 1 штуку 399000 рублей (38 шт.  $\times$  10500 рублей) / 139179 рублей (экономия) = 2,87 лет.

Срок окупаемости данной замены 2,87 года без учета увеличения роста тарифов на электроэнергию, уменьшения стоимости на обслуживание и замену ламп. План внутреннего освещения насосной станции с установленными светодиодными светильниками представлен на рисунке 2.

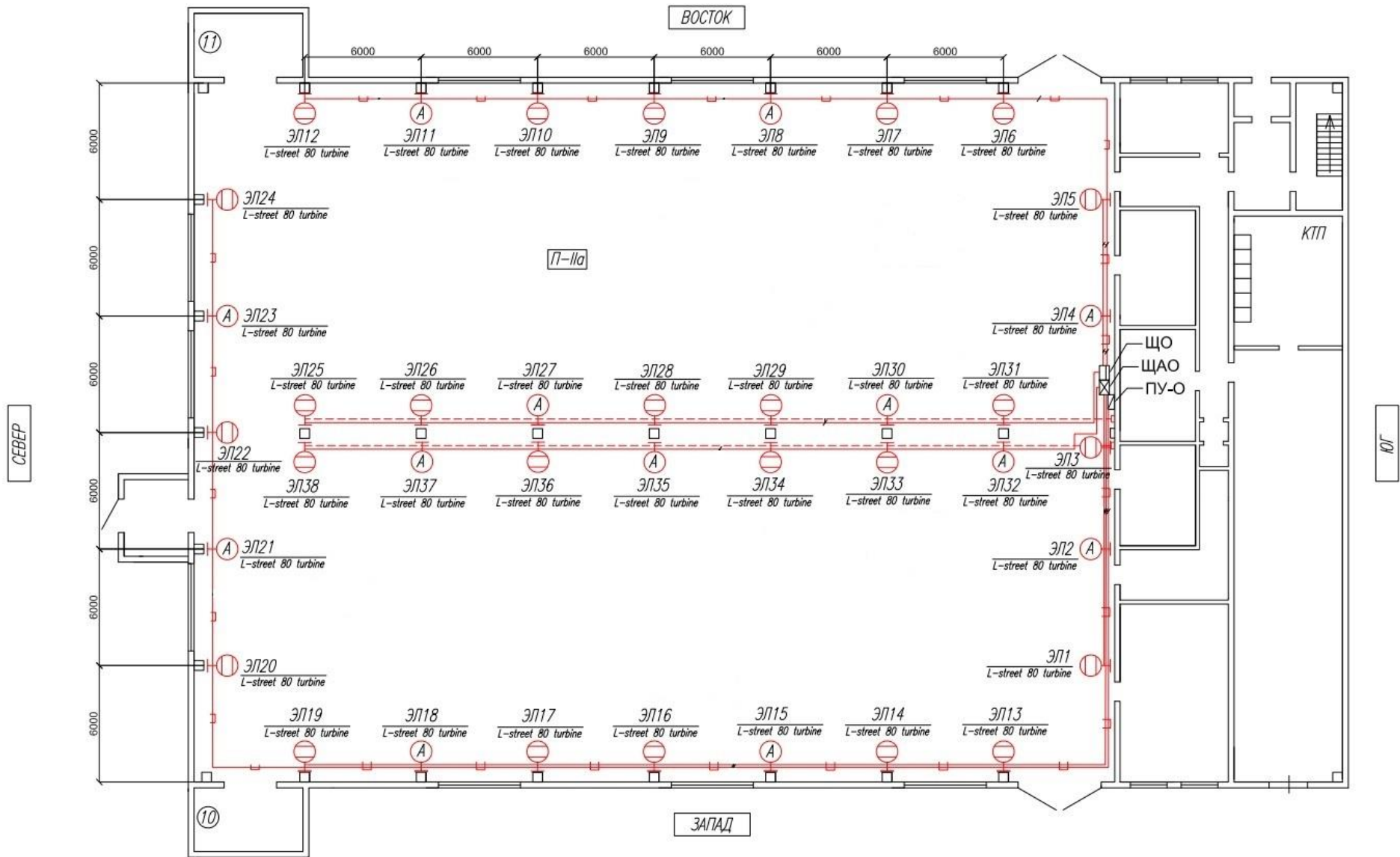


Рисунок 2 - План внутреннего освещения насосной станции с установленными светодиодными светильниками.

### 3.2 Наружное освещение

В данном пункте рассмотрено наружное электроосвещение территории насосной станции ПНС-3 в том числе:

- Установка светодиодных светильников и прожекторов на фасаде и кровле здания;
- установка электрощита наружного освещения в помещении электрощитовой;
- технический учет потребляемой электроэнергии.

Установка светодиодных светильников на фасад здания осуществляется на регулируемый фасадный кронштейн РКУ-500, что позволяет менять угол наклона светильника и упрощает возможность его обслуживания с кровли здания ПНС-3. Для освещения отдельных участков, а именно территории уличного склада и зоны расположения поста охраны, предусматривается установка светодиодных прожекторов.

В помещении КТП ПНС-3 устанавливается электрощит наружного освещения ЩОН. Дистанционное управление наружного освещения осуществляется с пульта управления освещением ПУ-0. С него также осуществляется переключение режимов управления «ручное/автоматическое» переключателем.

Далее проведем расчет срока окупаемости светодиодных светильников взамен существующих.

Стоимость 1 кВт×ч электроэнергии принимаем равным 3,0 рублям.

Существующие светильники РКУ 250 с лампой ДРЛ-250, активная потребляемая мощность которых составляет 0,3 кВт, и общее число равно 9 штук заменяются на светодиодные светильники LEDEL «L-Street 48». Их активная потребляемая мощность составляет 0,066 кВт, а общее количество равно 12 штук.

Наработку электроосвещения в год принимаем равной 4380 часов, что в среднем составляет 12 часов работы светильника в сутки.

Потребление электроэнергии существующим внутренним электроосвещением за год составляет:

$$9 \text{ шт. (свет.)} \times 0,3 \text{ кВт (мощ.)} \times 4380 \text{ часов} = 11826 \text{ кВт} \times \text{ч}$$

Затраты в год на электроэнергию составляют:

$$11826 \text{ кВт} \times \text{ч} \times 3,0 \text{ (стоимость 1 кВт} \times \text{ч)} = 35478 \text{ рублей}$$

Потребление электроэнергии проектируемым внутренним электроосвещением за год:

$$12 \text{ шт. (свет.)} \times 0,076 \text{ (мощ.)} \times 4380 \text{ часов} = 3994,6 \text{ кВт} \times \text{ч}$$

Затраты в год на электроэнергию составляют:

$$3994,6 \text{ кВт} \times \text{ч} \times 3,0 \text{ (стоимость 1 кВт} \times \text{ч)} = 11983,68 \text{ рублей}$$

Экономия без учета роста тарифов на электроэнергию от снижения потребляемой электроэнергии за год составит:

$$35478 \text{ рублей} - 11983,68 \text{ рублей} = 23494,32 \text{ рубля}$$

Таким образом срок окупаемости замены существующих светильников РКУ-250 на светодиодные LEDEL «L-Street 48», без учета стоимости работ составит:

При стоимости светильника LEDEL «L-Street 48» 11600 рублей за 1 штуку  $139200 \text{ рублей} (9 \text{ шт.} \times 11600 \text{ рублей}) / 23494,32 \text{ рублей (экономия)} = 5,9 \text{ лет.}$

Срок окупаемости данной замены 5,9 лет без учета увеличения роста тарифов на электроэнергию, уменьшения стоимости на обслуживание и замену ламп. План наружного освещения насосной станции с установленными светодиодными светильниками представлен на рисунке 3.

Фрагмент генплана.  
М 1:500

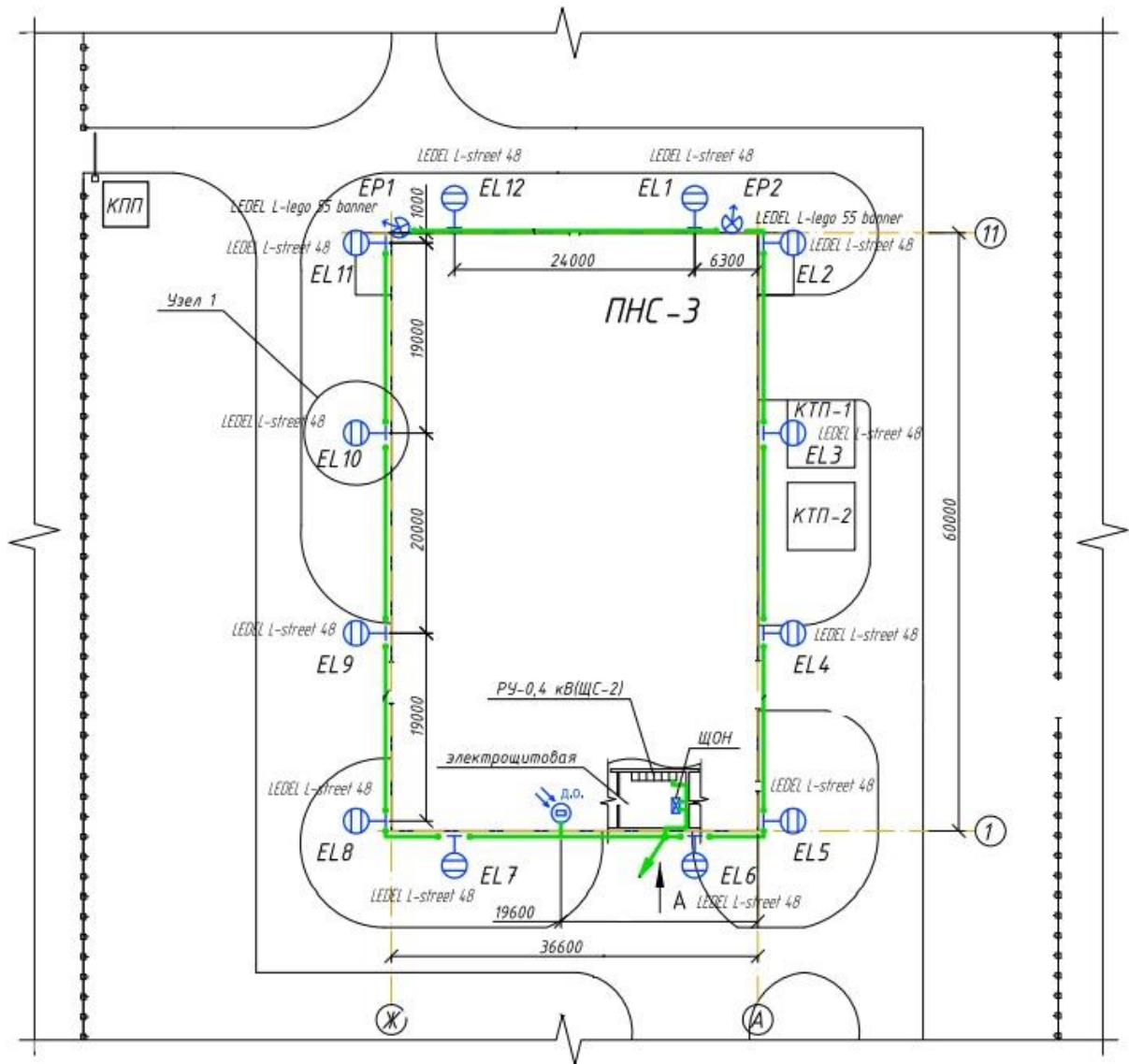


Рисунок 3 - План наружного освещения насосной станции с установленными светодиодными светильниками

Вывод по третьему разделу.

Недостаточная освещенность рабочего места может снизить производительность работника, повысить утомляемость, раздражительность. А также это может оказаться критическим фактором, который может привести к несчастному случаю. Поэтому грамотная организация системы освещения необходима для повышения работоспособности персонала без вреда для его здоровья.

Существующая тенденция применения светодиодных светильников, выдающих рассеянный свет, который является комфортным для выполнения производственного процесса, актуальна для помещений с высокими потолками.

Таким образом было рассчитано, что проведение замены существующей системы освещения позволит снизить потребление электроэнергии, а, соответственно, и расходы, которые связаны с оплатой за электроэнергию.

В результате проведенных расчетов, можно сделать вывод, что за сравнительно короткое время произойдет окупаемость затраченных средств, а на дистанции и вовсе пойдет экономия десятков тысяч рублей.

Следовательно, можно сделать вывод, о пользе проведения реконструкции системы освещения на ПНС-3.

Далее произведем выбор силовых трансформаторов низковольтной и высоковольтной нагрузки для потребителей насосной станции ПНС-3. Рассчитаем их число и мощность.

## 4 Расчет силовых трансформаторов низковольтной нагрузки

Расчет параметров силовых трансформаторов на комплектных трансформаторных подстанциях, а именно их мощность и количество, является одним из ключевых вопросов. Потому как они должны обеспечить надежное питание потребителей при их номинальной нагрузке.

Потребители ПНС-3 относятся к I и II категории надежности электроснабжения. Именно поэтому рассматриваются варианты с установкой двух питающих линий.

Рассмотрим варианты с установкой масляных трансформаторов в герметичном исполнении и сухих трансформаторов отечественного производства.

Исходные данные:

$$P_{\Sigma p} = 244,11 \text{ кВт};$$

$$Q_{\Sigma p} = 160,43 \text{ квар};$$

$$S_{\Sigma p} = 297,96 \text{ кВА}.$$

Путем экономического анализа будет выбран вариант, удовлетворяющий необходимые потребности в питании электроприемников.

Исходя из данных условий принимается  $K_3 = 0,65$ .

$$S_{\text{ном}} = \frac{P_{\Sigma p}}{K_3 \times N_T}; \quad (13)$$

$$S_{\text{ном}} = \frac{244,11}{0,65 \times 2} = 187,78 \text{ кВА}.$$

### 4.1. Вариант 1

Рассматривается вариант с двумя трансформаторами ТМГФ-250/10/0,4 производства российской компании «Электроцит Самара».

В таблице 5 представлены параметры трансформатора ТМГФ-250/10/0,4.

Таблица 5 – Параметры трансформатора ТМГФ-250/10/0,4

Параметр	Значение
Номинальная мощность	$S_{\text{ном.Т}} = 250$ кВА
Потери холостого хода	$\Delta P_{\text{xx}} = 0,58$ кВт
Потери короткого замыкания	$\Delta P_{\text{кз}} = 3,7$ кВт
Напряжение короткого замыкания	$U_{\text{кз, \%}} = 4,5$
Ток холостого хода	$I_{\text{xx, \%}} = 1,9$

«Определим потери в трансформаторах:

$$\Delta P_{\text{T}} = N_{\text{T}} \times (\Delta P_{\text{xx}} \times K_3^2 \times \Delta P_{\text{кз}}); \quad (14)$$

где  $N_{\text{T}}$  – количество трансформаторов;  $\Delta P_{\text{T}}$  – потери активной мощности одного трансформатора, кВт.

$$\Delta Q_{\text{T}} = N_{\text{T}} \times (i_o \times K_3^2 \times U_{\text{кз}}) \times \frac{S_{\text{H}}}{100}; \quad (15)$$

где  $N_{\text{T}}$  – количество трансформаторов;  $\Delta Q_{\text{T}}$  – потери реактивной мощности одного трансформатора, квар.»[5].

В (14,15) подставляются имеющиеся значения:

$$\Delta P_{\text{T}} = 2 \times (0,58 \times 0,65^2 \times 3,7) = 1,8 \text{ кВт.}$$

$$\Delta Q_{\text{T}} = 2 \times (1,9 \times 0,65^2 \times 4,5) \times \frac{250}{100} = 18,1 \text{ квар;}$$



«Определим расчетную нагрузку корпуса с учетом потерь в трансформаторах:

$$P_p = P_{\Sigma p} + \Delta P_T; \quad (16)$$

$$Q_p = Q_{\Sigma p} + \Delta Q_T; \quad (17)$$

Реактивная мощность в часы минимума нагрузки:

$$Q_{min} = Q_p \times 50\%; \quad (18)$$

где  $Q_p$  – расчетная реактивная нагрузка.»[5].

В (16-18) подставляются имеющиеся значения:

$$P_p = 244,11 + 1,8 = 245,91 \text{ кВт.}$$

$$Q_p = 160,43 + 18,1 = 178,53 \text{ квар.}$$

$$Q_{min} = 178,53 \times 0,5 = 89,26 \text{ квар.}$$

«Экономически обоснованные значения реактивной мощности в часы максимума энергосистемы:

$$Q'_{\text{э1}} = Q_p - 0,7 \times Q_{\text{сд}}; \quad (19)$$

$$Q''_{\text{э1}} = \alpha \times P_p; \quad (20)$$

где  $\alpha = 0,28$ ;  $Q_{\text{сд}} = 0$ .»[5].

В (19,20) подставляются имеющиеся значения:

$$Q'_{\varepsilon 1} = 178,53 \text{ квар.}$$

$$Q''_{\varepsilon 1} = 0,28 \times 245,91 = 68,85 \text{ квар;}$$

Принимается меньшее из значений в виду пониженного напряжения в часы максимальных нагрузок:

$$Q_{\varepsilon 1} = 68,85 \text{ квар.}$$

«Экономически обоснованные значения реактивной мощности в режиме наименьших нагрузок:

$$Q'_{\varepsilon 2} = Q_{min} + Q_k; \quad (21)$$

где  $Q_k = 0$ .

$$Q''_{\varepsilon 2} = Q_{min} - Q_{KD} = Q_{min} - (Q_p - Q_{\varepsilon 1}); \quad (22)$$

где  $Q_{\varepsilon 1}$  – минимальное значение реактивной мощности в часы максимальных загрузок.»[5].

В (21,22) подставляются имеющиеся значения:

$$Q'_{\varepsilon 2} = 89,26 \text{ квар;}$$

$$Q''_{\varepsilon 2} = 89,262 - (178,53 - 68,85) = -20,42 \text{ квар.}$$

Принимается большее из значений в виду повышенного напряжения в часы минимальных нагрузок:

$$Q_{\varepsilon 2} = 89,26 \text{ квар.}$$

«Определим суммарную мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{ку max} = 1,1 \times Q_p - Q_{э1}; \quad (23)$$

$$Q_{ку min} = Q_{min} - Q_{э2}; \quad (24)$$

где  $Q_{э2}$  – максимальное значение реактивной мощности в часы минимальных нагрузок.»[5].

В (23,24) подставляются имеющиеся значения:

$$Q_{ку max} = 1,1 \times 178,53 - 68,85 = 127,53 \text{ квар.}$$

$$Q_{ку min} = 89,26 - 89,26 = 0.$$

Исходя из вышеприведённых расчетов, необходима установка регулируемых КУ.

Проводится выбор числа и мощности трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности.

«Реактивная мощность, которая должна быть передана из сети 10 кВ в сеть напряжением до 1 кВ и не должна компенсироваться:

$$Q_{эн} = Q_{э1} - (Q_p - Q_{\Sigma p}); \quad (25)$$

Реактивная мощность, которая должна быть передана из сети 10 кВ в сеть напряжением до 1 кВ:

$$Q_T = \sqrt{(N_T \times K_3 \times S_{ном.Т})^2 - P_{\Sigma p}^2}; \quad (26)$$

где  $P_{\Sigma p}$  – суммарная расчетная активная нагрузка.»[5].

В (25,26) подставляются имеющиеся значения:

$$Q_{\text{ЭН}} = 68,85 - (178,53 - 160,43) = 50,75 \text{ квар.}$$

$$Q_{\text{T}} = \sqrt{(2 \times 0,65 \times 250)^2 - 244,11^2} = 214,56 \text{ квар.}$$

«Мощность КУ, устанавливаемых на стороне до 1 кВ:

$$Q_{\text{КУ.н}} = Q_{\Sigma p} - Q_{\text{T}}. \quad (27)$$

В (27) подставляются имеющиеся значения:

$$Q_{\text{КУ.н}} = 160,43 - 214,56 = -54,13 \text{ квар.}$$

Так как  $Q_{\text{КУ.н}} < 100$  квар, установка компенсирующих устройств на стороне до 1 кВ не целесообразна.»[5].

«Мощность КУ, которые могут быть установлены на стороне 10 кВ:

$$Q_{\text{КУ.в}} = Q_{\text{КУ. max}} - Q_{\text{КУ.н}}; \quad (28)$$

В (28) подставляются имеющиеся значения:

$$Q_{\text{КУ.в}} = 127,53 - (-54,13) = 181,66 \text{ квар.}$$

Так как  $Q_{\text{КУ.в}} < 800$  квар, то установка БК на стороне 10 кВ не целесообразна.»[5].

Производится расчет материальных затрат на установку комплектной трансформаторной подстанции с трансформаторами ТМГФ-250/10/0,4:

$$З_{\text{КТП}} = n \cdot (E \cdot K_{\text{ТП}} + C \cdot \Delta P_{\text{T}}); \quad (29)$$

где  $C$  – удельная стоимость максимальных активных нагрузочных потерь.

«Определим значение удельной стоимости максимальных активных нагрузочных потерь:

$$C = \left( \frac{\alpha}{T_M} + \beta \times 10^{-2} \right) \times \tau; \quad (30)$$

где  $\alpha$  – основная ставка тарифа за 1 кВт потребленной электроэнергии;  $T_M$  – время использования максимальной нагрузки предприятия в год.

$$C \times \Delta P_T = C_0 \times \Delta P_{XX} + C \times K_3^2 \times \Delta P_{K3}; \quad (31)$$

где  $\Delta P_{K3}$  – величина потерь короткого замыкания трансформатора, кВт.»[5].

В (30,31) подставляются имеющиеся значения:

$$C = \left( \frac{36}{7920} + \beta \times 10^{-2} \right) \times 7350 = 99,56 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \times \text{год}};$$

$$C \times \Delta P_T = 118,66 \times 0,59 + 99,56 \times 0,65^2 \times 3,7 = 224,4 \text{ тыс. руб}$$

«Определим значение удельной стоимости потерь холостого хода трансформатора:

$$C_0 = \left( \frac{\alpha}{T_M} + \beta \times 10^{-2} \right) \times T_p; \quad (32)$$

Определим время максимальных потерь по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000}\right)^2 \times T_p; \quad (33)$$

где  $T_p$  – время работы трансформатора в году.»[5].

В (32,33) подставляются имеющиеся значения:

$$C_0 = \left(\frac{36}{7920} + 0,9 \times 10^{-2}\right) \times 8760 = 118,66 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \times \text{год}};$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{7920}{10000}\right)^2 \times 8760 = 7350 \text{ ч};$$

Тогда по (29) затраты на установку КТП с трансформаторами ТМГФ-250/10/0,4 составят:

$$Z_{\text{КТП}} = 2 \cdot (0,223 \cdot 411,0 + 224,4) = 632,1 \text{ тыс. руб.}$$

## 4.2. Вариант 2

Рассматривается вариант с двумя трансформаторами ТСЗ-250/10/0,4 - производства производственного объединения РусЭнерго, г. Санкт-Петербург.

В таблице 6 представлены параметры трансформатора ТСЗ-250/10/0,4.

Таблица 6 – Параметры трансформатора ТСЗ-250/10/0,4.

Параметр	Значение
Номинальная мощность	$S_{\text{ном.Т}} = 250 \text{ кВА}$
Потери холостого хода	$\Delta P_{\text{xx}} = 0,95 \text{ кВт}$
Потери короткого замыкания	$\Delta P_{\text{кз}} = 3,4 \text{ кВт}$
Напряжение короткого замыкания	$U_{\text{кз, \%}} = 4,5$

Продолжение таблицы 6

Ток холостого хода	$I_{xx,\%} = 1,5$
--------------------	-------------------

«Определим потери в трансформаторах:

$$\Delta P_T = N_T \times (\Delta P_{xx} \times K_3^2 \times \Delta P_{кз}); \quad (14)$$

где  $N_T$  – количество трансформаторов;  $\Delta P_T$  – потери активной мощности одного трансформатора, кВт.

$$\Delta Q_T = N_T \times (i_o \times K_3^2 \times U_{кз}) \times \frac{S_H}{100}; \quad (15)$$

где  $N_T$  – количество трансформаторов;  $\Delta Q_T$  – потери реактивной мощности одного трансформатора, квар.»[5].

В (14,15) подставляются имеющиеся значения:

$$\Delta P_T = 2 \times (0,95 \times 0,65^2 \times 3,4) = 2,73 \text{ кВт.}$$

$$\Delta Q_T = 2 \times (1,5 \times 0,65^2 \times 4,5) \times \frac{250}{100} = 14,26 \text{ квар;}$$

«Определим расчетную нагрузку корпуса с учетом потерь в трансформаторах:

$$P_p = P_{\Sigma p} + \Delta P_T; \quad (16)$$

$$Q_p = Q_{\Sigma p} + \Delta Q_T; \quad (17)$$

Реактивная мощность в часы минимума нагрузки:

$$Q_{min} = Q_p \times 50\%; \quad (18)$$

где  $Q_p$  – расчетная реактивная нагрузка.»[5].

В (16-18) подставляются имеющиеся значения:

$$P_p = 244,11 + 2,73 = 246,84 \text{ кВт.}$$

$$Q_p = 160,43 + 14,26 = 174,69 \text{ квар.}$$

$$Q_{min} = 174,69 \times 0,5 = 87,34 \text{ квар.}$$

«Экономически обоснованные значения реактивной мощности в часы максимума энергосистемы:

$$Q'_{э1} = Q_p - 0,7 \times Q_{сд}; \quad (19)$$

$$Q''_{э1} = \alpha \times P_p; \quad (20)$$

где  $\alpha = 0,28$ ;  $Q_{сд} = 0$ .»[5].

В (19,20) подставляются имеющиеся значения:

$$Q'_{э1} = 174,69 \text{ квар.}$$

$$Q''_{э1} = 0,28 \times 246,84 = 69,11 \text{ квар;}$$

Принимается меньшее из значений в виду пониженного напряжения в часы максимальных нагрузок:

$$Q_{э1} = 69,11 \text{ квар.}$$



«Экономически обоснованные значения реактивной мощности в режиме наименьших нагрузок:

$$Q'_{\varepsilon 2} = Q_{min} + Q_K; \quad (21)$$

где  $Q_K = 0$ .

$$Q''_{\varepsilon 2} = Q_{min} - Q_{KD} = Q_{min} - (Q_p - Q_{\varepsilon 1}); \quad (22)$$

где  $Q_{\varepsilon 1}$  – минимальное значение реактивной мощности в часы максимальных загрузок.»[5].

В (21,22) подставляются имеющиеся значения:

$$Q'_{\varepsilon 2} = 87,34 \text{ квар};$$

$$Q''_{\varepsilon 2} = 87,34 - (174,69 - 69,11) = -18,24 \text{ квар}.$$

Принимается большее из значений в виду повышенного напряжения в часы минимальных нагрузок:

$$Q_{\varepsilon 2} = 87,34 \text{ квар}.$$

«Определим суммарную мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{ку max} = 1,1 \times Q_p - Q_{\varepsilon 1}; \quad (23)$$

$$Q_{ку min} = Q_{min} - Q_{\varepsilon 2}; \quad (24)$$

где  $Q_{\varepsilon 2}$  – максимальное значение реактивной мощности в часы минимальных загрузок.»[5].

В (23,24) подставляются имеющиеся значения:

$$Q_{ку\ max} = 1,1 \times 174,69 - 69,11 = 123,05 \text{ квар.}$$

$$Q_{ку\ min} = 87,34 - 87,34 = 0.$$

Исходя из вышеприведённых расчетов, необходима установка регулируемых КУ.

Проводится выбор числа и мощности трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности.

«Реактивная мощность, которая должна быть передана из сети 10 кВ в сеть напряжением до 1 кВ и не должна компенсироваться:

$$Q_{эн} = Q_{э1} - (Q_p - Q_{\Sigma p}); \quad (25)$$

Реактивная мощность, которая должна быть передана из сети 10 кВ в сеть напряжением до 1 кВ:

$$Q_T = \sqrt{(N_T \times K_3 \times S_{ном.Т})^2 - P_{\Sigma p}^2}; \quad (26)$$

где  $P_{\Sigma p}$  – суммарная расчетная активная нагрузка.»[5].

В (25,26) подставляются имеющиеся значения:

$$Q_{эн} = 69,11 - (174,69 - 160,43) = 54,85 \text{ квар.}$$

$$Q_T = \sqrt{(2 \times 0,65 \times 250)^2 - 244,11^2} = 214,56 \text{ квар.}$$

«Мощность КУ, устанавливаемых на стороне до 1 кВ:

$$Q_{КУ.н} = Q_{\Sigma p} - Q_T. \quad (27)$$

В (27) подставляются имеющиеся значения:

$$Q_{\text{КУ.н}} = 160,43 - 214,56 = -54,13 \text{ квар.}$$

Так как  $Q_{\text{КУ.н}} < 100$  квар, установка компенсирующих устройств на стороне до 1 кВ не целесообразна.»[5].

«Мощность КУ, которые могут быть установлены на стороне 10 кВ:

$$Q_{\text{КУ.в}} = Q_{\text{КУ. max}} - Q_{\text{КУ.н}}; \quad (28)$$

В (28) подставляются имеющиеся значения:

$$Q_{\text{КУ.в}} = 123,05 - (-54,13) = 177,18 \text{ квар.}$$

Так как  $Q_{\text{КУ.в}} < 800$  квар, то установка БК на стороне 10 кВ не целесообразна.»[5].

Производится расчет материальных затрат на установку комплектной трансформаторной подстанции с трансформаторами ТСЗ-250/10/0,4:

$$Z_{\text{КТП}} = n \cdot (E \cdot K_{\text{ТП}} + C \cdot \Delta P_{\text{T}}); \quad (29)$$

где  $C$  – удельная стоимость максимальных активных нагрузочных потерь.

«Определим значение удельной стоимости максимальных активных нагрузочных потерь:

$$C = \left( \frac{\alpha}{T_{\text{М}}} + \beta \times 10^{-2} \right) \times \tau; \quad (30)$$

где  $\alpha$  – основная ставка тарифа за 1 кВт потребленной электроэнергии;  $T_M$  – время использования максимальной нагрузки предприятия в год.

$$C \times \Delta P_T = C_0 \times \Delta P_{XX} + C \times K_3^2 \times \Delta P_{K3}; \quad (31)$$

где  $\Delta P_{K3}$  – величина потерь короткого замыкания трансформатора, кВт.»[5].

В (30,31) подставляются имеющиеся значения:

$$C = \left( \frac{36}{7920} + \beta \times 10^{-2} \right) \times 7350 = 99,56 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \times \text{год}};$$

$$C \times \Delta P_T = 118,66 \times 0,95 + 99,56 \times 0,65^2 \times 3,4 = 255,74 \text{ тыс. руб}$$

«Определим значение удельной стоимости потерь холостого хода трансформатора:

$$C_0 = \left( \frac{\alpha}{T_M} + \beta \times 10^{-2} \right) \times T_p; \quad (32)$$

Определим время максимальных потерь по формуле:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \times T_p; \quad (33)$$

где  $T_p$  – время работы трансформатора в году.»[5].

В (32,33) подставляются имеющиеся значения:

$$C_0 = \left( \frac{36}{7920} + 0,9 \times 10^{-2} \right) \times 8760 = 118,66 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \times \text{год}};$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{7920}{10000}\right)^2 \times 8760 = 7350 \text{ ч};$$

Тогда по (29) затраты на установку КТП с трансформаторами ТМГФ-250/10/0,4 составят:

$$З_{\text{КТП}} = 2 \cdot (0,223 \cdot 840,5 + 255,74) = 886,34 \text{ тыс. руб.}$$

Вывод по разделу четыре.

Расчет параметров силовых трансформаторов на комплектных трансформаторных подстанциях, а именно их мощность и количество, является одним из ключевых вопросов. Потому как они должны обеспечить надежное питание потребителей при их номинальной нагрузке.

По результатам технико-экономического расчета можно сделать вывод, что рассмотренных варианта полностью удовлетворяют нашим требованиям.

Однако стоимости их достаточно существенно разнятся. При прочих равных видно, что вариант с установкой масляных герметичных трансформаторов дешевле, чем вариант с установкой сухих трансформаторов.

«В комплект трансформатора должны входить его составные части. Составные части, входящие в комплект трансформатора, должны быть указаны в НД на трансформаторы конкретных видов. К трансформатору прилагают следующую техническую документацию:

- Паспорта комплектующих изделий;
- руководство по эксплуатации трансформатора, включающее документацию по плановому ремонту;
- инструкцию по транспортированию, разгрузке, хранению, монтажу и вводу в эксплуатацию трансформатора;

– чертежи важнейших составных частей в соответствии с НД на трансформаторы конкретных видов.» [18].

## 5 Расчет силовых трансформаторов высоковольтной нагрузки

Исходя из имеющихся данных, высоковольтное оборудование рассматриваемой повысительной насосной станции относится к первой категории надежности. Поэтому для их питания будет применяться вариант с двумя трансформаторами.

В качестве рассматриваемых трансформаторов примем силовые трансформаторы ТМ-4000/10/6. Данные трансформаторы двухобмоточные.

Выбранные трансформаторы должны обеспечивать питание всех потребителей повысительной насосной станции при их номинальной нагрузке, а также должны обеспечивать электроснабжение всего объекта при условии отказа одного из трансформаторов, причем нагрузка рабочего при этом не должна превышать 140% от  $S_{\text{ном}}$ .

Исходные данные:

$$P_{\Sigma p} = 4382 \text{ кВт};$$

$$Q_{\Sigma p} = 2764,3 \text{ квар};$$

$$S_{\Sigma p} = 5182,1 \text{ кВА.}$$

Исходя из данных условий принимается  $K_3 = 0,65$ .

$$S_{\text{ном}} = \frac{P_{\Sigma p}}{K_3 \times N_T}; \quad (13)$$

$$S_{\text{ном}} = \frac{4382}{0,65 \times 2} = 3370,7 \text{ кВА.}$$

Далее в таблице 7 представлены параметры трансформатора ТМ-4000/10/6.

Таблица 7 – Параметры трансформатора ТМ-4000/10/6

Параметр	Значение
Номинальная мощность	$S_{\text{ном.Т}} = 4000$ кВА
Потери холостого хода	$\Delta P_{\text{хх}} = 5,2$ кВт
Потери короткого замыкания	$\Delta P_{\text{кз}} = 33,5$ кВт
Напряжение короткого замыкания	$U_{\text{кз, \%}} = 7,5$
Ток холостого хода	$I_{\text{хх, \%}} = 0,9$

«Определим потери в трансформаторах:

$$\Delta P_{\text{T}} = N_{\text{T}} \times (\Delta P_{\text{хх}} \times K_3^2 \times \Delta P_{\text{кз}}); \quad (14)$$

где  $N_{\text{T}}$  – количество трансформаторов;  $\Delta P_{\text{T}}$  – потери активной мощности одного трансформатора, кВт.

$$\Delta Q_{\text{T}} = N_{\text{T}} \times (i_o \times K_3^2 \times U_{\text{кз}}) \times \frac{S_{\text{н}}}{100}; \quad (15)$$

где  $N_{\text{T}}$  – количество трансформаторов;  $\Delta Q_{\text{T}}$  – потери реактивной мощности одного трансформатора, квар.»[5].

В (14,15) подставляются имеющиеся значения:

$$\Delta P_{\text{T}} = 2 \times (5,2 \times 0,65^2 \times 33,5) = 147,2 \text{ кВт.}$$

$$\Delta Q_{\text{T}} = 2 \times (0,9 \times 0,65^2 \times 7,5) \times \frac{4000}{100} = 228,15 \text{ квар;}$$

«Определим расчетную нагрузку корпуса с учетом потерь в трансформаторах:

$$P_p = P_{\Sigma p} + \Delta P_T; \quad (16)$$

$$Q_p = Q_{\Sigma p} + \Delta Q_T; \quad (17)$$

Реактивная мощность в часы минимума нагрузки:

$$Q_{min} = Q_p \times 50\%; \quad (18)$$

где  $Q_p$  – расчетная реактивная нагрузка.»[5].

В (16-18) подставляются имеющиеся значения:

$$P_p = 4382 + 147,2 = 4529,2 \text{ кВт.}$$

$$Q_p = 2764,3 + 228,15 = 2992,45 \text{ квар.}$$

$$Q_{min} = 2992,45 \times 0,5 = 1496,23 \text{ квар.}$$

«Экономически обоснованные значения реактивной мощности в часы максимума энергосистемы:

$$Q'_{\Sigma 1} = Q_p - 0,7 \times Q_{CD}; \quad (19)$$

$$Q''_{\Sigma 1} = \alpha \times P_p; \quad (20)$$

где  $\alpha = 0,28$ ;  $Q_{CD} = 0$ .»[5].

В (19,20) подставляются имеющиеся значения:

$$Q'_{\Sigma 1} = 2992,45 \text{ квар.}$$



$$Q''_{\varepsilon 1} = 0,28 \times 4529,2 = 1268,18 \text{ квар};$$

Принимается меньшее из значений в виду пониженного напряжения в часы максимальных нагрузок:

$$Q_{\varepsilon 1} = 1268,18 \text{ квар.}$$

«Экономически обоснованные значения реактивной мощности в режиме наименьших нагрузок:

$$Q'_{\varepsilon 2} = Q_{min} + Q_k; \quad (21)$$

где  $Q_k = 0$ .

$$Q''_{\varepsilon 2} = Q_{min} - Q_{KD} = Q_{min} - (Q_p - Q_{\varepsilon 1}); \quad (22)$$

где  $Q_{\varepsilon 1}$  – минимальное значение реактивной мощности в часы максимальных загрузок.»[5].

В (21,22) подставляются имеющиеся значения:

$$Q'_{\varepsilon 2} = 1496,23 \text{ квар};$$

$$Q''_{\varepsilon 2} = 1496,23 - (2992,45 - 1268,18) = -228,04 \text{ квар.}$$

Принимается большее из значений в виду повышенного напряжения в часы минимальных нагрузок:

$$Q_{\varepsilon 2} = 1496,23 \text{ квар.}$$

«Определим суммарную мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{ку\ max} = 1,1 \times Q_p - Q_{э1}; \quad (23)$$

$$Q_{ку\ min} = Q_{min} - Q_{э2}; \quad (24)$$

где  $Q_{э2}$  – максимальное значение реактивной мощности в часы минимальных загрузок.»[5].

В (23,24) подставляются имеющиеся значения:

$$Q_{ку\ max} = 1,1 \times 2992,45 - 1268,18 = 2023,52 \text{ квар.}$$

$$Q_{ку\ min} = 1496,23 - 1496,23 = 0.$$

Исходя из вышеприведённых расчетов, необходима установка регулируемых КУ.

Проводится выбор числа и мощности трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности.

«Реактивная мощность, которая должна быть передана из сети 10 кВ в сеть напряжением до 6 кВ и не должна компенсироваться:

$$Q_{эн} = Q_{э1} - (Q_p - Q_{\Sigma p}); \quad (25)$$

Реактивная мощность, которая должна быть передана из сети 10 кВ в сеть напряжением до 6 кВ:

$$Q_T = \sqrt{(N_T \times K_3 \times S_{ном.Т})^2 - P_{\Sigma p}^2}; \quad (26)$$

где  $P_{\Sigma p}$  – суммарная расчетная активная нагрузка.»[5].

В (25,26) подставляются имеющиеся значения:

$$Q_{\text{ЭН}} = 1268,18 - (2992,45 - 2764,3) = 1040,03 \text{ квар.}$$

$$Q_{\text{T}} = \sqrt{(2 \times 0,65 \times 4000)^2 - 4382^2} = 2799,66 \text{ квар.}$$

«Мощность КУ, устанавливаемых на стороне до 1 кВ:

$$Q_{\text{КУ.Н}} = Q_{\Sigma p} - Q_{\text{T}}. \quad (27)$$

В (27) подставляются имеющиеся значения:

$$Q_{\text{КУ.Н}} = 2764,3 - 2799,66 = -35,36 \text{ квар.}$$

Так как  $Q_{\text{КУ.Н}} < 100$  квар, установка компенсирующих устройств на стороне до 6 кВ не целесообразна.»[5].

«Мощность КУ, которые могут быть установлены на стороне 10 кВ:

$$Q_{\text{КУ.В}} = Q_{\text{КУ. max}} - Q_{\text{КУ.Н}}; \quad (28)$$

В (28) подставляются имеющиеся значения:

$$Q_{\text{КУ.В}} = 2023,52 - 35,36 = 2058,88 \text{ квар.}$$

Так как  $Q_{\text{КУ.В}} > 800$  квар, то целесообразна установка БК на стороне 10 кВ.»[5].

Также о компенсации реактивной мощности подробно написано в [8].

Выбираются две конденсаторные установки с регулированием по мощности типа УК-6/10Н-1125 с общей мощностью 2,25 Мвар.

Далее рассчитываются приведенные затраты на БК 10 кВ:

$$Z_{\text{КУ.В}} = E \times K_y \times \left( \frac{U}{U_{\text{БК}}} \right)^2 \times Q + C_0 \times P_{\text{БК}} \times Q + E_p \times K_p \times 2; \quad (29)$$

$$\begin{aligned} Z_{\text{КУ.В}} &= 0,223 \times 480 \times \left( \frac{1,05}{0,95} \right)^2 \times 2,25 + 4800 \times 2,5 \times 2,25 + 0,27 \times 240 \times 2 \\ &= 353,75 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Производится расчет материальных затрат на установку трансформаторной подстанции с трансформаторами ТМ-4000/10/6:

$$Z_{\text{ТП}} = (K_{\text{ТП}} + K_{\text{КУ}}) + 2 \times (C \times \Delta P_T); \quad (34)$$

где  $C$  – удельная стоимость максимальных активных нагрузочных потерь.

«Определим значение удельной стоимости максимальных активных нагрузочных потерь:

$$C = \left( \frac{\alpha}{T_M} + \beta \times 10^{-2} \right) \times \tau; \quad (30)$$

где  $\alpha$  – основная ставка тарифа за 1 кВт потребленной электроэнергии;  $T_M$  – время использования максимальной нагрузки предприятия в год.

$$C \times \Delta P_T = C_0 \times \Delta P_{\text{ХХ}} + C \times K_3^2 \times \Delta P_{\text{КЗ}}; \quad (31)$$

где  $\Delta P_{\text{КЗ}}$  – величина потерь короткого замыкания трансформатора, кВт.»[5].

В (30,31) подставляются имеющиеся значения:

$$C = \left( \frac{36}{7920} + 0,9 \times 10^{-2} \right) \times 7350 = 99,56 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \times \text{год}};$$

$$C \times \Delta P_T = 118,56 \times 5,2 + 99,56 \times 0,65^2 \times 33,5 = 2026,18$$

«Определим значение удельной стоимости потерь холостого хода трансформатора:

$$C_0 = \left( \frac{\alpha}{T_M} + \beta \times 10^{-2} \right) \times T_p; \quad (32)$$

Определим время максимальных потерь по формуле:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \times T_p; \quad (33)$$

где  $T_p$  – время работы трансформатора в году.»[5].

В (32,33) подставляются имеющиеся значения:

$$C_0 = \left( \frac{36}{7920} + 0,9 \times 10^{-2} \right) \times 8760 = 118,66 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \times \text{год}};$$

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{7920}{10000} \right)^2 \times 8760 = 7350 \text{ ч};$$

Тогда по (34) затраты на установку трансформаторной подстанции с трансформаторами ТМ-4000/10/6 составят:

$$Z_{ТП} = (2850 + 353,75) + 2 \times (2026,18) = 7256,18 \text{ тыс. руб}$$

Вывод по разделу «Расчет силовых трансформаторов высоковольтной нагрузки»

Важность грамотного выбора и дальнейшего обслуживания силовых трансформаторов описывается в [26].

В результате проведенного технико-экономического расчета можно сделать вывод о том, что рассматриваемый вариант с установкой силовых трансформаторов ТМ-4000/10/6 полностью удовлетворяют нашим требованиям.

Выбранные трансформаторы обеспечивают питание всех потребителей повысительной насосной станции при их номинальной нагрузке, а также должны обеспечивать электроснабжение всего объекта при условии отказа одного из трансформаторов, причем нагрузка рабочего при этом не превышает 140% от  $S_{ном}$ .

Грамотная эксплуатация силовых трансформаторов, а также их своевременное обслуживание позволит минимизировать вероятные аварийные ситуации, что в свою очередь, особенно важно на объекте первой категории надежности электроснабжения. На примере зарубежной эксплуатации [27] можно убедиться, что своевременное проведение профилактических работ значительно повышает срок службы силового оборудования.

Развернутое представление о компенсации реактивной мощности представлено в [1].

В следующем разделе проведем расчет токов короткого замыкания.

## **6 Расчет токов короткого замыкания**

Проведем расчет токов короткого замыкания.

«Коротким замыканием (КЗ) называется электрическое соединение различных точек электроустановок между собой или землей, не предусмотренное нормальным режимом работы, случайное или преднамеренное. При таком соединении токи в ветвях электроустановок резко возрастают, превышая наибольший допустимый ток продолжительного режима.» [17].

Оно относится одним из понятий аварийного режима работы оборудования. Помимо них также учитываются и нормальные, продолжительные режимы работы электроустановок.

В системах трехфазного переменного тока могут возникать замыкания:

- Трехфазные короткие замыкания;
- двухфазные короткие замыкания;
- однофазные короткие замыкания.

Наибольшие токи в поврежденной цепи, как правило, вызывают трехфазные короткие замыкания. Именно по этой причине ток трехфазного короткого замыкания принимается за расчетный ток при выборе коммутационных аппаратов.

Короткие замыкания могут возникать вследствие старения изоляции, ее повреждения, а также из-за механических повреждения линии и оборудования, а также из-за других причин.

По причине снижения напряжения на отдельных участках системы, а также резкого увеличения тока в короткозамкнутой цепи, можно сказать, что произошло короткое замыкание. Возникающая в месте повреждения электрическая дуга может привести к частичному повреждению или полному разрушению оборудования, аппаратов, других устройств и конструкций.

Резкое увеличение тока в ветвях электроустановки, примыкающих к месту короткого замыкания, может привести к серьезным механическим воздействиям на токоведущие части и изоляторы, а также на обмотки электрических машин. Помимо этого, прохождение токов больших значений вызывает чрезмерный нагрев токоведущих частей и изоляции, что в свою очередь может привести к возгоранию.

Для недопущения развития повреждающих эффектов от короткого замыкания применяются релейная защита с минимальной выдержкой времени и быстродействующие коммутационные аппараты, которые позволяют своевременно отключить поврежденный участок цепи.

Проведем расчет короткого замыкания в цепи самого загруженного участка повысительной насосной станции ПНС-3. Для этого составим схему замещения, являющуюся вариантом расчетной схемы.

Наиболее тяжелым будет режим работы при котором один ввод отключен для проведения плановый профилактических измерений или аварийного ремонта, включен секционный выключатель РУ-10кВ. Поэтому для определения токов короткого замыкания составляется схема, на которой указаны три точки короткого замыкания (К1 и К2 в схеме внешнего электроснабжения, К3 в РУ-10кВ).

Приняв во внимание исходные данные, мощность К3 на шинах питающей подстанции 10 кВ равна  $S_C = 120$  МВА. Расчет токов короткого замыкания будет проводиться в относительных единицах. Поэтому примем в качестве базисных мощности и напряжения  $S_B = 100$  МВА,  $U_B = 10,5$  кВ.

Выразим сопротивление системы в относительных единицах:

$$X_{C*} = \frac{S_B}{S_C}; \quad (35)$$

$$X_{C*} = \frac{100}{120} = 0,833$$



Схема для расчетов токов КЗ представлена на рисунке 4.

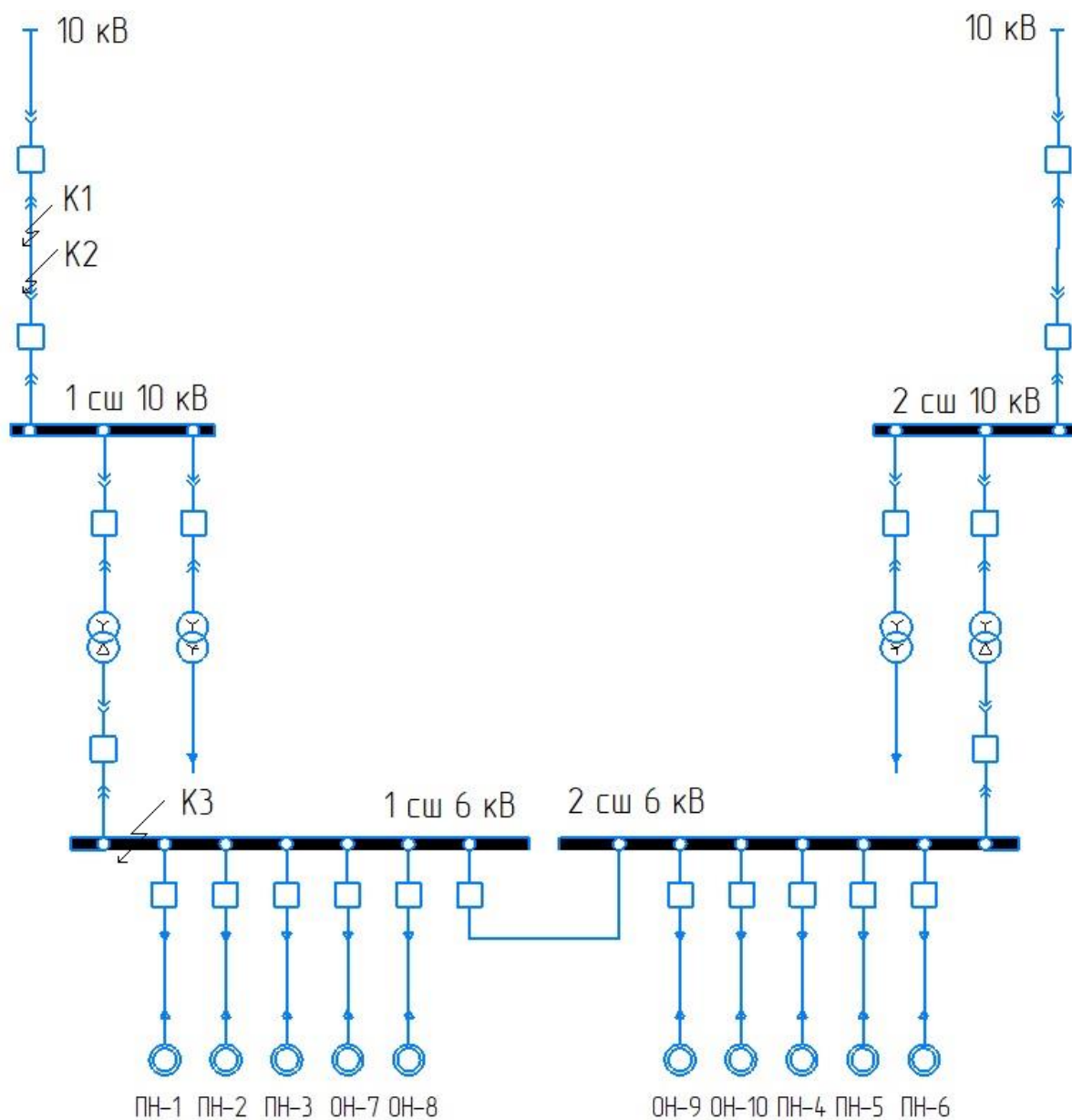


Рисунок 4 – Схема для расчетов токов КЗ

Сопротивление кабельной линии определим по формуле:

$$X_{Л*} = \frac{x_0 \times l \times S_B}{(U_B)^2}; \quad (36)$$

$$X_{Л*} = \frac{0,167 \times 0,37 \times 100}{(10,5)^2} = 0,056;$$

где  $l$  – длина кабельной линии.

Далее рассчитаем ток КЗ в точке К1:

$$I_{К1} = I_{П0} = \frac{I_B}{X_{C*}} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \times U_B \times X_{C*}}; \quad (36)$$

$$I_{К1} = \frac{100}{\sqrt{3} \times 10,5 \times 0,833} = 6,609 \text{ кА};$$

где  $I_{П0}$  – действующее значение периодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени.

Далее рассчитаем ток КЗ в точке К2:

$$I_{К2} = I_{П0} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \times U_B \times (X_{C*} + X_{Л*})}; \quad (37)$$

$$I_{К2} = \frac{100}{\sqrt{3} \times 10,5 \times (0,833 + 0,056)} = 6,192 \text{ кА}.$$

После этого рассчитаем ударный ток короткого замыкания по формуле (38):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \times K_y \times I_K; \quad (38)$$

где  $K_y$  – коэффициент ударный. Для точек короткого замыкания К1 и К2 он, соответственно, равен:  $K_{y1} = 1,75$ ,  $K_{y1} = 1,8$ .

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \times 1,75 \times 6,609 = 16,36 \text{ кА};$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \times 1,8 \times 6,192 = 15,76 \text{ кА};$$

Мощность КЗ в точке К1 принимаем  $S_{К1} = S_C = 100 \text{ МВА}$ . Далее определим по формуле (39) мощность КЗ в других точках:

$$S_K = \sqrt{3} \times U_{CP} \times I_{П0}; \quad (39)$$

где  $U_{CP}$  – среднее номинальное значение ступени напряжения точки КЗ. Соответственно для точек К1 и К2 оно будет составлять  $U_{CP} = 10,5 \text{ кВ}$ .

Для точки К2 мощность КЗ составит:

$$S_{К2} = \sqrt{3} \times 10,5 \times 6,192 = 112,61 \text{ МВА}.$$

Для того, чтобы найти ток КЗ в точке КЗ необходимо составить схему замещения. Принимаем за базисные мощность  $S_B = 100 \text{ МВА}$ , и напряжение  $U_B = 6,3 \text{ кВ}$ .

Так как нагрузкой РУ-6кВ являются асинхронные электродвигатели, примем сверхпереходные ЭДС, которые выражены в относительных единицах, приведенных к базисным условиям,  $E''_{АД} = 0,9$ .

Выберем для расчета сверхпереходных сопротивлений высоковольтные двигатели:

– Асинхронный электродвигатель А4-400-6У, номинальная мощность  $P_{ном} = 500 \text{ кВт}$ , кратность пускового тока  $K_{п} = 6$ , КПД = 94,4 %;

– Асинхронный электродвигатель DKRNJ 5023-6X, номинальная мощность  $P_{ном} = 710 \text{ кВт}$ , кратность пускового тока  $K_{п} = 5,8$ , КПД = 91 %.

Также определим сверхпереходные сопротивления для всех элементов схемы:

Энергосистема. Значение сверхпереходного сопротивления рассчитаем по формуле:

$$X_1'' = X_{C*}'' = \frac{S_B}{S_C}; \quad (40)$$

$$X_1'' = \frac{100}{120} = 0,833.$$

Кабельная линия ААШВу-10. Значение сверхпереходного сопротивления рассчитаем по формуле:

$$X_2'' = X_{КЛ10*}'' = \frac{x_0 \times l \times S_B}{(U_{ср.ном})^2}; \quad (41)$$

$$X_{Л*} = \frac{0,167 \times 0,37 \times 100}{(10,5)^2} = 0,056.$$

где  $l$  – длина кабельной линии,  $U_{ср.ном}$  – среднее номинальное значение напряжения ступени, на которой находится кабельная линия,  $U_{ср.ном} = 10,5$  кВ.

Трансформатор ТМ-4000/10/6. Значение сверхпереходного сопротивления рассчитаем по формуле:

$$X_3'' = X_{Т*}'' = \frac{U_{кз\%} \times S_B}{100 \times S_{ном.т}}; \quad (42)$$

$$X_3'' = X_{Т*}'' = \frac{7,5 \times 100}{100 \times 4} = 1,875;$$

где  $U_{кз\%}$  – напряжение короткого замыкания трансформатора ТМ-4000/10/6,  $U_{кз\%} = 7,5 \%$ .  $S_{ном.т}$  – номинальная мощность трансформатора,  $S_{ном.т} = 4$  МВА.

Асинхронный двигатель А4-400-6У. Значение сверхпереходного сопротивления рассчитаем по формуле:

$$X_4'' = \frac{1}{K_{\Pi}} \times \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НОМ}}}; \quad (43)$$

$$S_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\eta \times \cos\varphi}; \quad (44)$$

$$S_{\text{НОМ}} = \frac{500}{0,944 \times 0,86} = 615,88 \text{ кВА};$$

$$X_4'' = \frac{1}{6} \times \frac{100 \times 10^3}{615,88} = 27,06.$$

Асинхронный двигатель DKRNJ 5023-6X. Значение сверхпереходного сопротивления рассчитаем по формуле:

$$X_5'' = \frac{1}{K_{\Pi}} \times \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НОМ}}}; \quad (43)$$

$$S_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\eta \times \cos\varphi}; \quad (44)$$

$$S_{\text{НОМ}} = \frac{710}{0,91 \times 0,84} = 928,83 \text{ кВА};$$

$$X_5'' = \frac{1}{5,8} \times \frac{100 \times 10^3}{928,83} = 18,56.$$

Кабельная линия ААШв-6. Значение сверхпереходного сопротивления рассчитаем по формуле:

Кабельная линия 10 кВ. Значение сверхпереходного сопротивления рассчитаем по формуле:

$$X_6'' = X_{\text{КЛ6}''} = \frac{x_0 \times l \times S_B}{(U_{\text{ср.ном}})^2}; \quad (45)$$

$$X_{\text{Л}''} = \frac{0,167 \times 0,07 \times 100}{(6,3)^2} = 0,042.$$

Схема замещения для расчета тока КЗ в точке КЗ представлена на рисунке 5. Преобразовываем с помощью формул (46, 47) параллельные ветви в эквивалентные:

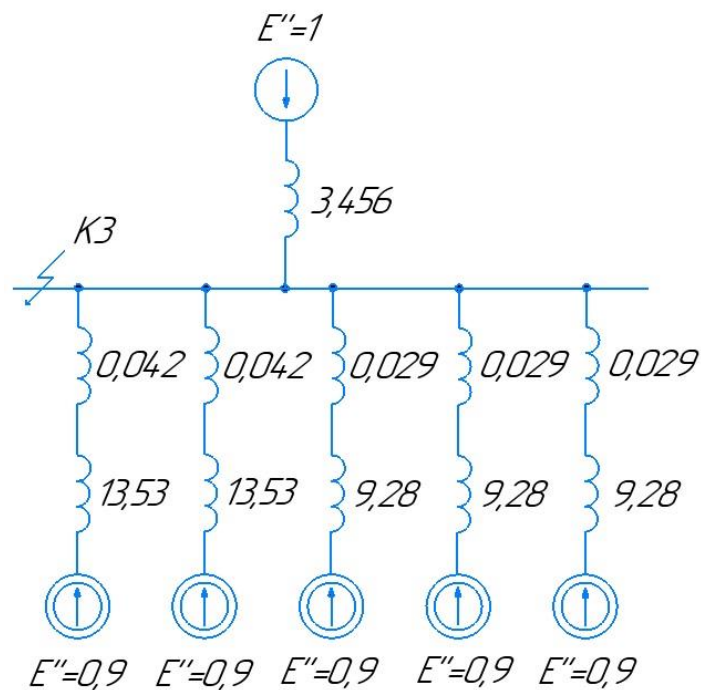


Рисунок 5 - Схема замещения для расчета тока КЗ в точке КЗ

$$E_{\Sigma} = \frac{E_1 \times X_2 + E_2 \times X_1}{X_1 + X_2}; \quad (46)$$

$$X_{\Sigma} = \frac{X_1 \times X_2}{X_1 + X_2}; \quad (47)$$

где  $E_1, X_1, E_2, X_2$  – соответствующие ЭДС и сопротивления первой и второй ветви.

После этого заносим полученные данные в схему замещения, которая представлена на рисунке 6.

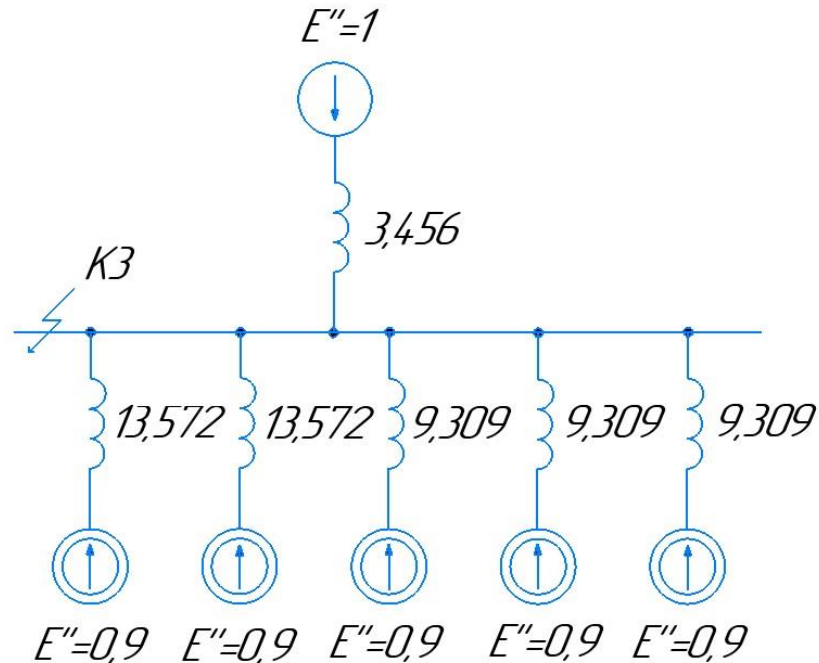


Рисунок 6 - Преобразованная схема для расчета тока КЗ в точке КЗ

Далее рассчитаем начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания по формуле:

$$I_{\text{по}} = \sum I_{\text{по}i*} \times I_{\text{Б}} = \sum \frac{E_i''}{x_i''} \times I_{\text{Б}}; \quad (48)$$

где  $I_{\text{по}i*}$  – начальное значение тока короткого замыкания, которое создается  $i$  – й ветвью и выражается в относительных единицах,  $I_{\text{Б}}$  – базисное значение тока.

Таким образом для точки КЗ рассчитаем:

$$I_B = \frac{100}{\sqrt{3} \times 6,3} = 9,175 \text{ кА};$$

$$I_{\text{По}} = \left( \frac{0,9}{13,572} + \frac{0,9}{13,572} + \frac{0,9}{9,309} + \frac{0,9}{9,309} + \frac{0,9}{9,309} + \frac{1}{3,456} \right) \times 9,175 = \\ = 6,532 \text{ кА};$$

Далее определим действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания в точке КЗ в любой момент времени по формуле:

$$I_{\text{Пт}} = \sum_i I_{\text{По}i*} \times \gamma(t)_i; \quad (49)$$

где  $\gamma(t)_i$  – для энергосистемы  $\gamma(t)_i = 1$ . Для электродвигателей  $\gamma(t)_i$  определяется  $\gamma(t)_i = \frac{I_{\text{По}i}}{I_{\text{ном}}}$ .

$$I_{\text{Пт}} = 9,175 \times \left( \frac{1}{3,456} + \frac{2 \times 0,9}{13,572} \times \gamma(t)_{\text{АД}} + \frac{3 \times 0,9}{9,309} \times \gamma(t)_{\text{АД}} \right) = \\ = 2,655 + 1,217 \times \gamma(t)_{\text{АД}} + 2,661 \times \gamma(t)_{\text{АД}}$$

Рассчитаем значение аperiodической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени по формуле:

$$i_{\text{ати}} = \sum_i i_{\text{ати}}; \quad (50)$$

где  $i_{\text{ати}}$  – значение аperiodической составляющей тока КЗ, которое создается  $i$  – й ветвью и определяется по формуле:

$$i_{\text{ати}} = \sqrt{2} \times I_{\text{По}i} \times e^{\frac{t}{T_{\text{аи}}}}; \quad (51)$$

где  $T_{\text{аи}}$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей.



Подставив имеющиеся у нас значения в формулы (50,51), получим значение апериодической составляющей тока короткого замыкания в точке КЗ:

$$i_{at} = 9,175 \times \left( \frac{\sqrt{2}}{3,456} \times e^{-\frac{t}{0,1}} + \frac{2\sqrt{2} \times 0,9}{13,572} \times e^{-\frac{t}{0,02}} + \frac{3\sqrt{2} \times 0,9}{9,309} \times e^{-\frac{t}{0,02}} \right) =$$

$$= 3,754 \times e^{-\frac{t}{0,1}} + 1,721 \times e^{-\frac{t}{0,02}} + 3,763 \times e^{-\frac{t}{0,02}}$$

Далее определим значение ударного тока в точке КЗ по формуле:

$$i_{уд} = \sum_i i_{уди}; \quad (52)$$

где  $i_{уди}$  – ударный ток, который создается  $i$  – й ветвью и определяется по формуле:

$$i_{уд} = i_{ai} \times (0,01) + \sqrt{2} \times I_{\Pi} \times (0,01). \quad (53)$$

Подставив имеющиеся значения в формулы (52,53), рассчитаем для точки КЗ:

$$i_{уд} = 3,754 \times e^{-\frac{0,01}{0,1}} + 1,721 \times e^{-\frac{0,01}{0,02}} + 3,763 \times e^{-\frac{0,01}{0,02}} + \sqrt{2} \times$$

$$\times (2,655 + 1,217 \times \gamma(0,01)_{Ад} + 2,661 \times \gamma(0,01)_{Ад}) =$$

$$= 3,396 + 1,043 + 2,278 + \sqrt{2} \times (2,655 + 1,217 \times 0,9 + 2,661 \times 0,9) =$$

$$= 6,717 + \sqrt{2} \times (2,655 + 1,095 + 2,395) = 15,41 \text{ кА.}$$

Тогда мощность короткого замыкания в точке КЗ составит:

$$S_{КЗ} = \sqrt{3} \times 6,3 \times 6,532 = 71,27 \text{ МВА.}$$

Полученные результаты сведем в таблицу 8.

Таблица 8 – Токи короткого замыкания

Точка	$U_{\text{ср.ном}},$ кВ	Токи, кА			$S_{\text{кз}},$ МВА
		$I_{\text{по}}$	$I_{\text{пт}}$	$i_{\text{уд}}$	
К1	10,5	6,609	6,609	16,36	100
К2	10,5	6,192	6,192	15,76	112,61
К3	6,3	6,532	$2,655 + 1,217 \times \gamma(t)_{\text{АД}}$ $+ 2,661 \times \gamma(t)_{\text{АД}}$	15,41	71,27

Вывод по шестому разделу.

По причине снижения напряжения на отдельных участках системы, а также резкого увеличения тока в короткозамкнутой цепи, можно сказать, что произошло короткое замыкание. Возникающая в месте повреждения электрическая дуга может привести к частичному повреждению или полному разрушению оборудования, аппаратов, других устройств и конструкций.

Поэтому был проведен расчёт самого загруженного участка цепи.

В результате проведенных расчетов токов и мощности коротких замыканий в точках К1, К2, К3, для которых был проведен подробный расчет нагрузок, определены соответствующие значения, которые представлены в таблице 8.

Далее проведем выбор высоковольтных коммутационных аппаратов.

## **7 Выбор высоковольтных коммутационных аппаратов**

Начнем с замены существующих ВПМП-10. Это масляный высоковольтный выключатель с подвесным исполнением полюсов и пружинным приводом. Принцип действия такого выключателя следующий: газомасляная смесь, которая своим потоком гасит образующуюся дугу, получается путем разложения трансформаторного масла под действием этой же самой высокотемпературной горячей электрической дуги. Процесс включения выключателя происходит под действием энергии пружинного привода ППО-10. А отключается выключатель действием отключающих пружин.

Данные выключатели установлены в ЗРУ-10/6кВ с самого запуска объекта. Соответственно с течением такого продолжительного времени эксплуатации все чаще стали выявляться дефекты в их работе, такие как нарушение в работе блока привода выключателя, из-за чего не всегда четко происходит включение выключателя.

Так как высоковольтные выключатели необходимы для включения и отключения линии в нормальных и аварийных режимах, очень важна их правильная и своевременная работа. Высокий износ такого аппарата может стать причиной неотключения цепи в момент КЗ, тем самым не предотвратив дальнейшее распространение аварийной ситуации.

С появлением вакуумных выключателей масляные выключатели стали постепенно вытесняться и заменяться на новые, современные. А все потому, что по своим технико-эксплуатационным характеристикам они уступают вакуумным, либо же в некоторых случаях просто исчерпали свой рабочий ресурс.

В принципе, возможна замена лишь самого выключателя, но в нашем примере лучше заменить камеры полностью, тем самым повысив эффективность работы защитной аппаратуры, а также в дальнейшем и условия обслуживания рабочим персоналом разъединителей шинных и

линейных, самих высоковольтных выключателей, кабельных линий, уходящих на высоковольтные асинхронные двигатели.

Приведем вводные, фидерные и секционные ячейки ЗРУ-10/6кВ к единой форме, то есть оборудуем их одинаковыми аппаратами с различными исполнительными параметрами по необходимости. Это позволит упростить дальнейшее обслуживание и эксплуатацию рабочему персоналу данного оборудования.

$$I_{max} = 1,4 \times \frac{S_{НОМГ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \times 2}; \quad (54)$$

$$I_{max} = 1,4 \times \frac{4000}{\sqrt{3} \times 10,5 \times 2} = 184,89 \text{ А.}$$

После этого определим значение аperiodической составляющей тока КЗ, исходя из выше полученных результатов:

$$\tau = t_{p.z.} + t_{c.v.}; \quad (55)$$

$$\tau = 0,01 + 0,015 = 0,025 \text{ с.}$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \times I_{n,o} \times e^{\frac{-\tau}{T_\alpha}}; \quad (56)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \times 6,532 \times e^{\frac{-0,025}{0,12}} = 9,047 \text{ кА.}$$

Теперь рассчитаем термическую стойкость, исходя из методических указаний:

$$B_k = I_{П0}^2 \times (t_{откл} + T_\alpha); \quad (57)$$

$$B_k = 6,532^2 \times (0,025 + 0,12) = 6,186 \text{ кА}^2 \times \text{с.}$$

За расчетные токи короткого замыкания принимаем:

$$I_{\text{по}} = 6,532 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд}} = 15,41 \text{ кА.}$$

На основании представленных данных принимаем выключатель ВВ/TEL-10-20/1000. И составим ведомость его проверки в таблице 9.

Таблица 9 - Проверка выключателя ВВ/TEL-10-20/1000.

Выключатель ВВ/TEL-10-20/1000 У2.	
Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 189,89 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{по}} = 6,532 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 20 \text{ кА}$
$i_{a,\tau} = 9,047 \text{ кА}$	$i_{a,\text{ном}} = \left( \sqrt{2} \times \frac{\beta_{\text{нор}}}{100} \right) \cdot I_{\text{откл.ном}}$ $= \sqrt{2} \times 0,46 \times 20 = 13 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 15,41 \text{ кА.}$	$i_{\text{нр.с}} = 51 \text{ кА}$
$B_k = 6,186 \text{ кА}^2 \times \text{с.}$	$I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = 20^2 \cdot 0,025 = 10 \text{ кА}^2 \times \text{с.}$

В результате проведенной проверки на соответствие каталожных данных реальным параметрам можно сделать вывод, что вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-20/1000 удовлетворяет требованиям надежности и подходит для установки в заданную защищаемую линию.

Помимо замены высоковольтных выключателей, необходимо отметить важность проведения профилактических испытаний измерений на всей рассматриваемой линии. А для обеспечения видимого разрыва применяются разъединители. Существующие разъединители типа РВФ3-10 и РВ3-10

(первые устанавливаются в качестве шинных разъединителей за счет наличия фигурного проходного изолятора, а вторые в качестве линейных разъединителей) с каждым годом в период ППР требуют все большего к себе внимания. Это связано с их большим износом, в частности замена пружин прижимных губок. Также приходится постоянно регулировать управляющие тяги и сами рукоятки тяг разъединителя. С течением времени комплектующие разъединителей приходится менять, а некоторые и вовсе списывать, заменяя их на новые в сборе.

Поэтому в ходе модернизации помещения ЗРУ, по причине замены ячеек КСО полностью, соответственно, и их оснащения тоже, на всех ячейках секций 10 и 6 кВ данные разъединители подлежат замене. Другие типы разъединители не рассматриваются к установке, так как одним их важных вопросов при проведении данной работы является унитарность.

Вывод по разделу семь.

Так как высоковольтные выключатели необходимы для включения и отключения линии в нормальных и аварийных режимах, очень важна их правильная и своевременная работа. Высокий износ такого аппарата может стать причиной неотключения цепи в момент КЗ, тем самым не предотвратив дальнейшее распространение аварийной ситуации.

В результате проведенной проверки на соответствие каталожных данных реальным параметрам можно сделать вывод, что вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-20/1000 удовлетворяет требованиям надежности и подходит для установки в ЗРУ-10/6 кВ повысительной насосной станции.

Также необходимо отметить и состояние разъединителей, которые служат для создания видимого разрыва на линии для проведения ремонтных работ, а также профилактических мероприятий, измерений. Существующие разъединители типа РВФЗ-10 и РВЗ-10 (первые устанавливаются в качестве шинных разъединителей за счет наличия фигурного проходного изолятора, а вторые в качестве линейных разъединителей) с каждым годом в период ППР требуют все большего к себе внимания.

## 8 Выбор сечения кабельных линий 10/6 кВ

Одним из вариантов передачи электроэнергии до конечного потребителя являются кабельные линии. Они состоят из одного или нескольких кабелей с соединительными и концевыми муфтами. Прокладывают их в специальных кабельных сооружениях или непосредственно в земле. Линии напряжением 10 кВ и выше выполняют специальным силовым кабелем. Наиболее распространенный вариант – это кабели с бумажной изоляцией. Для напряжения 10 кВ их выполняют с поясной изоляцией в общей свинцовой оболочке для всех жил.

Соответственно, перед вводом в эксплуатацию кабели, которые смонтировали, проверяют на проверку целостности и фазировку жил. До начала и после испытания с помощью мегомметра проверяют исправность жил и правильность присоединения одноименных фаз с обоих концов кабельной линии всех напряжений. Далее выполняется измерение сопротивления изоляции мегаомметром при напряжении обмотки в 2,5 кВ в течение 1 минуты. Для силовых кабелей до 1 кВ сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5 МОм. Для силовых кабелей свыше 1 кВ сопротивление изоляции не нормируется. Данное измерение проводят до и после испытаний повышенным напряжением. А именно силовые кабели свыше 1 кВ испытываются повышенным напряжением выпрямленного тока. Повышенным напряжением проводят испытания каждой жилы по отношению к двум другим, соединенным с оболочкой и броней кабеля.

Само сечение кабельных линий на напряжение 6 и 10 кВ выбирается по нагреву расчетным током, а также проверяется по термической стойкости к токам короткого замыкания, потери напряжения в нормальном эксплуатационном режиме и аварийном режиме.

Таким образом, для потребителей первой категории проведем расчет с целью обеспечения питания объекта двумя кабельными линиями, которые

проложены с ГПП параллельно в траншее. Расстояние между ними составляет 100мм.

Рассчитаем расчетные токи в нормальном режиме и в аварийном режиме, когда одна линия отключена.

По формуле 58 определяем расчетный ток в нормальном режиме:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{расч}}}{n \times \sqrt{3} \times U_{\text{НОМ}}}; \quad (58)$$

$$I_{\text{расч}} = \frac{5182,1}{2 \times \sqrt{3} \times 10} = 149,77 \Rightarrow 150 \text{ А.}$$

По формуле 59 определяем расчетный ток в аварийном режиме:

$$I_{\text{расч.ав}} = \frac{S_{\text{расч}}}{n \times \sqrt{3} \times U_{\text{НОМ}}}; \quad (59)$$

$$I_{\text{расч.ав}} = \frac{5182,1}{1 \times \sqrt{3} \times 10} = 299,54 \Rightarrow 300 \text{ А.}$$

Соответственно выбираем кабель марки ААШВу-10 – с алюминиевой жилой, бумажной пропитанной изоляцией, алюминиевой оболочкой и защитным шлангом из ПВХ.

Далее определим сечение жил кабельных линий, учитывая допустимую перегрузку при аварийном режиме, а также снижение допустимого тока в нормальном режиме при прокладке нескольких кабелей в одной траншее. Итак, допустимая перегрузка составит 1,25, а коэффициент снижения  $k_{\text{сн}}$  составит 0,9.

Исходя из выше принятых значений, допустимый ток кабельных линий определим из отношения:



$$1,25 \times 0,9 \times I_{\text{доп}} \geq I_{\text{расч.ав}};$$

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{расч.ав}}}{1,25 \times 0,9};$$

$$I_{\text{доп}} \geq 267 \text{ А.}$$

В результате полученных значений принимаем сечение жил трехфазного кабеля, равное  $185 \text{ мм}^2$  ( $I_{\text{доп}} = 275 \text{ А}$ ).

После этого необходимо определить термически стойкое к токам короткого замыкания сечение кабеля  $S_{\text{мин}}$ , принимая значение  $C = 95 \frac{\text{А} \times \text{с}^{0,5}}{\text{мм}^2}$ , по формуле 60.

$$S_{\text{мин}} \geq I_{\infty} \times \frac{\sqrt{t_{\text{пр}}}}{C}; \quad (60)$$

$$S_{\text{мин}} \geq 8,45 \times 10^3 \times \frac{\sqrt{1,25}}{95} = 99,4 \text{ мм}^2.$$

Меньшим стандартным сечением, которое является ближайшим к полученному значению, составляет  $95 \text{ мм}^2$ .

Далее по формулам (61, 62) определим потери напряжения для кабеля сечением  $185 \text{ мм}^2$ .

$$\Delta U_{\text{НОМ}} = \sqrt{3} \times I_{\text{расч}} \times l \times (r \times \cos\varphi + x \times \sin\varphi); \quad (61)$$

$$\Delta U_{\text{НОМ}} = \sqrt{3} \times 150 \times 0,36 \times (0,167 \times 0,8 + 0,06 \times 0,6) = 15,86 \text{ В.}$$

$$\Delta U_{\text{ав}} = \sqrt{3} \times I_{\text{расч.ав}} \times l \times (r \times \cos\varphi + x \times \sin\varphi); \quad (62)$$

$$\Delta U_{\text{ав}} = \sqrt{3} \times 300 \times 0,36 \times (0,167 \times 0,8 + 0,06 \times 0,6) = 31,72 \text{ В.}$$

В результате полученных расчетов видно, что потери напряжения в линии незначительны, а значит, напряжение у потребителей будет незначительно отличаться от номинального.

Далее по формуле (63) определим потери мощности при действительной нагрузке:

$$\begin{aligned} \Delta P &= \Delta P_{\text{ном}} \times k_{\text{загр}}^2 = \\ &= 3 \times (I'_{\text{доп}})^2 \times r \times l \times k_{\text{загр}}^2 \times 10^{-3}; \end{aligned} \quad (63)$$

где  $I'_{\text{доп}} = k_{\text{сн}} \times I_{\text{доп}} = 0,9 \times 275 = 247,5$ , а  $k_{\text{сн}} = 0,9$ ;

$$k_{\text{загр}} = \frac{I_{\text{расч}}}{I'_{\text{доп}}} = \frac{150}{247,5} = 0,606.$$

$$\Delta P = 3 \times (247,5)^2 \times 0,167 \times 0,36 \times (0,606)^2 \times 10^{-3} = 4 \text{ кВт.}$$

Ну и наконец, определим потери электроэнергии в линии по формуле (64):

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta P \times \tau_{\text{max}}; \quad (64)$$

$$\Delta \mathcal{E} = 4 \times 7920 = 31680 \frac{\text{кВт} \times \text{ч}}{\text{год}}.$$

Результаты выбора остальных кабельных линий 10/6 кВ для ПНС-3 сведем в таблицу 10.

Таблица 10 – Выбор кабельных линий для высоковольтных потребителей

Конечные пункты линии	Тип и количество кабелей
Ввод I с.ш. 10 кВ	ААШВ-10 3×185
Ввод II с.ш. 10 кВ	ААШВ-10 3×185

Продолжение таблицы 10

ЗРУ-10кВ - Т-1	ААШВ-10 3×120
ЗРУ-10кВ - Т-2	ААШВ-10 3×120
Т-1 - Ввод I с.ш. 6 кВ	2×(ААШВ-10 3×120)
Т-2 - Ввод II с.ш. 6 кВ	2×(ААШВ-10 3×120)
ЗРУ-10кВ - ТСН-1	ААШВ-10 3×120
ЗРУ-10кВ - ТСН-2	ААШВ-10 3×120
Электродвигатель ПН-1	СШВ-6 3×70
Электродвигатель ПН-2	СШВ-6 3×70
Электродвигатель ПН-3	СШВ-6 3×70
Электродвигатель ПН-4	СШВ-6 3×70
Электродвигатель ПН-5	СШВ-6 3×70
Электродвигатель ПН-6	СШВ-6 3×70
Электродвигатель ОН-7	СШВ-6 3×70
Электродвигатель ОН-8	СШВ-6 3×70
Электродвигатель ОН-9	СШВ-6 3×70
Электродвигатель ОН-10	СШВ-6 3×70
ЗРУ-6кВ - ККУ-1	СШВ-6 3×70
ЗРУ-6кВ - ККУ-2	СШВ-6 3×70

Вывод по разделу «Выбор числа и сечения кабельных линий 10/6 кВ».

Были определены расчетные токи в нормальном режиме и в аварийном режиме, когда одна линия отключена.

Вопросы, связанные с выбором и сечением питающих линий на промышленных предприятиях, рассматриваются в [10] [11].

Важно грамотно рассчитать и правильно проложить питающие линии до потребителя. В зарубежном издании [30] описаны возможные последствия повреждения линий, поиск их места повреждения и методы предотвращения возможных последствий.

Для повысительной насосной станции, которая относится к первой категории надежности электроснабжения, с целью обеспечения питания принимаются две кабельные линии, которые проложены с ГПП параллельно в траншее. Расстояние между ними составляет 100мм, согласно [13]. Выбор числа и сечения кабельных линий для высоковольтных потребителей представлены в таблице 10.

## 9 Внедрение современных систем автоматики и мониторинга

«Автоматизированные системы управления (АСУ) активно применяются на различных объектах. Их использование позволяет достичь экономии потребляемой электроэнергии за счет резкого снижения заявленной мощности, увеличения коэффициента использования выделенного лимита мощности, снижения удельного коэффициента потребления энергии по цехам и оборудованию.

Не менее важно отметить задачу учета электроэнергии в условиях современного рынка электроэнергии, так как цена на этот, несомненно, ключевой продукт постоянно растет. Таким образом, применение систем автоматизации учета электроэнергии позволяет в среднем снизить для предприятия оплату за электроэнергию на 5-7 %.» [21]

«Внедрение диспетчеризации электроснабжения позволяет сократить потери из-за недоотпуска и некачественной продукции. Применение высокоточных счетчиков электроэнергии позволяет сэкономить 1-1,5 % средств при расчетах с энергосбытовыми предприятиями.

Уменьшение числа кабельных связей в системе ведет к снижению капитальных затрат на оборудование до 10%.

Автоматическое диагностирование режимов работы оборудования, отслеживание выработки ресурса и, соответственно, своевременность ремонтных работ ведут к увеличению срока службы оборудования, снижению аварийности и затрат на ремонтные работы до 10 %.

Снижение трудозатрат на обслуживание микропроцессорной техники, постоянная самодиагностика системы приводят к снижению общего количества необходимого обслуживающего персонала и экономии фонда заработной платы на 6-12%.

Любой производственный технологический процесс тесно увязан с электроснабжением производственного оборудования и является основным потребителем электроэнергии на предприятии. Поэтому важной и

неотъемлемой частью АСУ ТП являются контроль и управление электротехническим оборудованием (выключатели, трансформаторы и др.) для обеспечения бесперебойного снабжения основного производства электроэнергией и уменьшения времени простоя оборудования при авариях.

В настоящее время широко внедряются современные микропроцессорные устройства защиты, автоматики и управления (терминалы РЗА) различного первичного электротехнического оборудования всех уровней напряжения 0,4-10 кВ и выше. Терминалы применяются в схемах вторичной коммутации для использования в качестве основных и резервных защит.» [21]

«Интеграция терминалов РЗА в АСУ позволяет снизить капитальные затраты на оборудование УСО при создании АСУ электроснабжения.» [16]

Для нашего времени характерен переход от локальных одноуровневых АСУ ТП к многоуровневым интегрированным системам управления технологическими процессами и предприятием в целом. Интегрированная АСУ (ИАСУ) обеспечивает автоматизацию как отдельных устройств и участков нижнего уровня, так и глобальных вертикально интегрированных систем технологического и административно-хозяйственного управления на заводском уровне.

Она ориентирована на решение задач как экономического и производственного управления, так и традиционных прикладных задач управления работой технологических агрегатов и обеспечения безопасности их работы.

«Одновременно с выполнением функций РЗА терминалы являются и интерфейсными устройствами нижнего уровня (УСО) для построения систем управления. Терминалы могут передавать измеряемые величины, параметры аварийных режимов, значения уставок, осциллограммы, информацию о состоянии оборудования в АСУ, а также выполнять дистанционное управление объектом автоматизации.» [20]

Далее отметим назначение принимаемого микропроцессорного блока «Сириус-Д» для защиты линии с асинхронным двигателем.

Существующая система релейной защиты выполнена на базе различных реле. Соответственно, эта схема рабочая, но с течением времени требует особенного внимания. В период прогрузки масляных выключателей проверяется ВАХ, кривая схема, соответственно токовые защиты, защита минимального напряжения и однофазное замыкание на землю. Отсутствует возможность точной настройки и выбора уставок. Поэтому принято решение заменить данную систему на современные микропроцессорные блоки релейной защиты «Сириус». На примере ячейки одного из асинхронных двигателей и разберем модель «Сириус-Д».

«Устройство предназначено для выполнения функций реле-защиты и автоматизации, а также сигналов и управления асинхронными двигателями и синхронными и напряжениями от 3 до 35 киловольт. Структурно это действительно КРУ, панели шкафа и 6 - 35 киловольт на подстанциях и электростанциях панели управления.» [15]

В соответствии с требованиями, которые применяются в отношении отечественных систем релейной защиты и автоматики, совместно с представителями проектных институтов и энергосистем были реализованы алгоритмы функции защиты и автоматики. Все это позволяет достичь достаточного высокого уровня совместимости с аппаратурой, которая выполнена на различной элементной базе. Также это хорошо для персонала, который такие терминалы эксплуатирует, так как все эти меры предприняты для облегчения внедрения новой техники на предприятия.

«Микропроцессорный блок может применяться как самостоятельное устройство для защиты элементов распределительной сети, так и совместно с различными другими устройствами релейной защиты и автоматики, такими как защита шин, защита от однофазных замыканий на землю, дуговая защита и т.д.» [15]

Электродвигатель может находиться в одном из трех режимов:

- «СТОП»;
- «ЗАПУСК»;
- «РАБОТА».

Микропроцессорный блок способен определить режим работы электродвигателя по изменению тока. При определении режима работы максимальный из фазных токов сравнивается с заданной уставкой номинального тока нагрузки электродвигателя  $I_{\text{НАГР}}$ .

Режим «СТОП» определяется по значению уменьшения фазных токов

$$I < 0,1 \times I_{\text{НАГР}}.$$

Режим «ЗАПУСК» определяется по значению увеличения фазных токов с тока покоя  $I < 0,1 \times I_{\text{НАГР}}$  до тока, который превышает  $1,5 \times I_{\text{НАГР}}$  за время, которое не превышающее 100 мс. Окончание режима запуска определяется по снижению тока до  $1,25 \times I_{\text{НАГР}}$ .

Режим «РАБОТА» может следовать за режимом «ЗАПУСК» после уменьшения тока до  $1,25 \times I_{\text{НАГР}}$  или после режима «СТОП», если ток превысил  $0,1 \times I_{\text{НАГР}}$ , но не достиг  $1,5 \times I_{\text{НАГР}}$  за 100 мс.

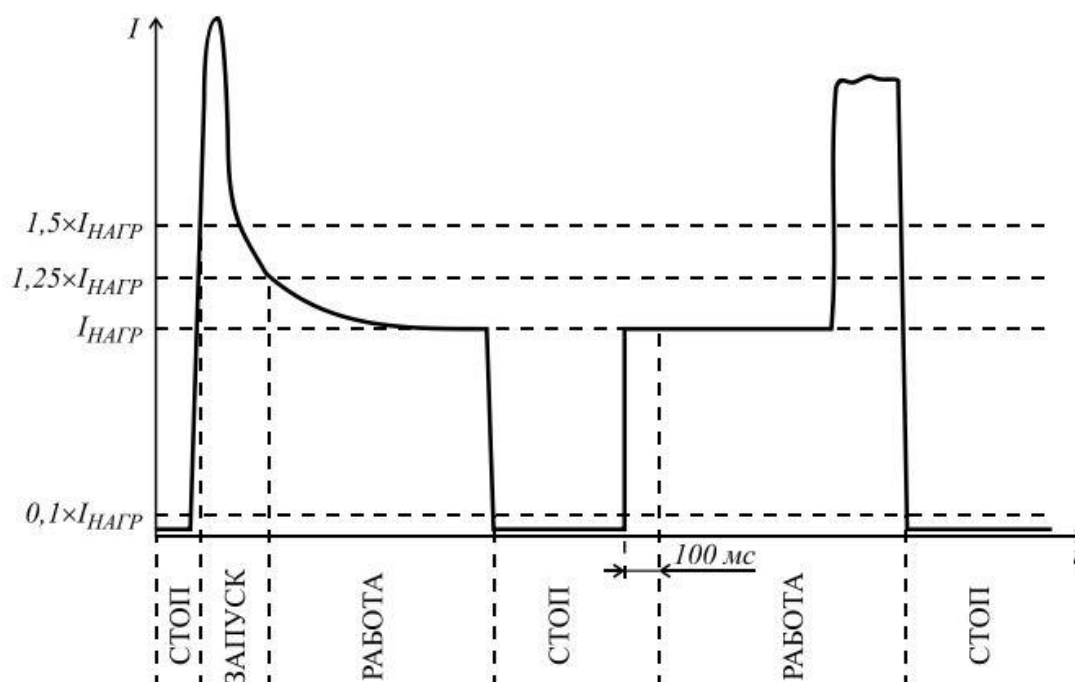


Рисунок 7 – Определение режима работы электродвигателя.

Также важно отметить необходимость питания цепей управления и сигнализации. Именно для этих целей устанавливается трансформатор напряжения НТМИ-6.

В цепях переменного тока электроустановок при больших значениях тока и напряжения, когда непосредственное включение контрольно-измерительных приборов, реле и приборов автоматики в первичные цепи технически невозможно, нерационально или недопустимо по условиям безопасности, применяются измерительные трансформаторы напряжения.

И служат они для понижения высокого напряжения (свыше 250В) до напряжения, равного 100 В, которое необходимо для питания измерительных приборов, цепей автоматики, сигнализации и защитных устройств. Помимо этого, трансформаторы напряжения отделяют реле, измерительные приборы от высокого напряжения, тем самым обеспечивая безопасность персонала, который обслуживает их. Для питания защитных устройств применяются трехобмоточные трансформаторы с дополнительной вторичной обмоткой.

Далее подробно рассмотрим трансформатор напряжения НТМИ-6.

Данный трансформатор напряжения предназначен для преобразования напряжения переменного тока с целью его дальнейшей подачи на цепи защиты и сигнализации, на измерительные приборы в цепи с изолированной нейтралью. И применяются для понижения высокого напряжения 6 кВ до 100 В.

Конструктивно бак трансформатора НТМИ-6 круглой формы, сварной. За имеющиеся скобы осуществляют подъем трансформатора. На нижней его части есть пробка для слива масла и взятия проб, а также болт заземления. На верхней крышке установлены вводы высокого и низкого напряжения, а также пробка для заливки масла. Для того, чтобы трансформатор был герметичен, применяют маслостойкую резину. Данный тип трансформаторов напряжения заполняется маслом, которое имеет пробивное напряжение, равно не менее 40 кВ.



Далее рассмотрим активную часть трансформатора. Она состоит из магнитопровода, который изготавливается из холоднокатанной электротехнической стали, обмоток и отводов высокого и низкого напряжения. Сами обмотки выполняются из медных проводов. Проходные изоляторы высокой и низкой стороны наружной установки и выполнены проходными фарфоровыми изоляторами.

Далее в таблице 11 представлены технические характеристики трансформатора напряжения НТМИ-6.

Таблица 11 – Технические характеристики НТМИ-6

Напряжение первичной обмотки	6000 В
Напряжение вторичной обмотки	100 В
Номинальная частота	50 Гц
Класс точности основной вторичной обмотки	0,5
Ток холостого хода	0,080 А
Схема и группа соединения обмоток	Y <sub>H</sub> /Y <sub>H</sub> /II-0
Климатическое исполнение	У3
Габаритные размеры	d495×396 мм
Вес	80 кг

Вывод по девятому разделу.

«Автоматизированные системы управления (АСУ) активно применяются на различных объектах. Их использование позволяет достичь экономии потребляемой электроэнергии за счет резкого снижения заявленной мощности, увеличения коэффициента использования выделенного лимита мощности, снижения удельного коэффициента потребления энергии по цехам и оборудованию.» [21]

На примере «Сириус-Д» представлено описание блока и его назначение. Также для питания цепей управления и сигнализации устанавливается трансформатор напряжения НТМИ-6.

Общие вопросы применения электроники описаны в [12].

## 10 Шкаф оперативного тока

Помимо вышеописанного трансформатора тока рассмотрим вариант установки шкафа оперативного тока (ШОТ). Он предназначен для бесперебойного питания цепей защиты и управления электрооборудования, а также систем автоматики и сигнализации на электрических станциях и подстанциях.

Наиболее ответственными потребителями для шкафа оперативного тока будут являться устройства микропроцессорные, контакторные, измерительная и регулировочная аппаратура, а также различные приводы и системы управления. Собственно, ШОТ и обеспечит поддержание постоянного стабилизированного напряжения на выходе системы и автоматическую подзарядку аккумуляторных батарей. А в случае отсутствия питания на вышеописанных цепях, шкаф оперативного тока поддержит заданную нагрузку в течение заданного времени.

Отключение обеспечивается контактором (защита от глубокого разряда батареи) при достижении определенного порога напряжения аккумуляторной батареи. На лицевой панели шкафа установлены индикаторные панели, которые отображают состояние шкафа, а также измерительные приборы, которые указывают выходное напряжение. Также параметры выводятся на дисплей контроллера блока управления и персональный компьютер, связанный со шкафом оперативного тока.

Само питание шкафа оперативного тока выполняется от двух независимых источников (секций собственных нужд).

Шкаф оперативного постоянного тока с емкостью АКБ более 50 А×ч состоит из двух шкафов, расположенных рядом. В одном шкафу смонтирована схема управления и распределения оперативного тока, а в другом - аккумуляторные батареи. Амперметры, вольтметры, указательное реле и управление обогревом расположены на двери первого шкафа. Шкафы предназначены для стационарной установки на полу.

Питание подзарядных устройств выполняется от щита собственных нужд. Подача напряжения от аккумуляторных батарей выполняется с помощью автоматических выключателей. Подача напряжения на шины управления и сигнализации осуществляется через автоматические выключатели, в то время как вольтметр, а также устройство контроля напряжения и изоляции БСП-АБ питаются через автоматический выключатель. Также шкаф оборудован системой отопления.

Подзарядка аккумуляторных батарей производится непрерывно. При наличии напряжения хотя бы на одной из двух секций собственных нужд питание потребителей (шинок управления и сигнализации) осуществляется от подзарядного устройства, а при исчезновении напряжения собственных нужд - от аккумуляторных батарей. При возникновении неисправности в шкафу оперативного постоянного тока, либо на отходящих шинках управления и сигнализации, срабатывает указательное реле КН, а также выдается сигнал о неисправности в шкафу питания через систему телепередачи информации.

Вывод по десятому разделу.

Был рассмотрен вариант установки шкафа оперативного тока (ШОТ). Он предназначен для бесперебойного питания цепей защиты и управления электрооборудования, а также систем автоматики и сигнализации на электрических станциях и подстанциях.

Устройства микропроцессорные, контакторные, измерительная и регулировочная аппаратура, а также различные приводы и системы управления являются наиболее ответственными потребителями для шкафа оперативного тока. ШОТ обеспечит поддержание постоянного стабилизированного напряжения на выходе системы и автоматическую подзарядку аккумуляторных батарей.

Если же питание цепей пропадет, то шкаф оперативного тока поддержит заданную нагрузку в течение заданного времени.



## **11 Диспетчеризация электроснабжения промышленных предприятий**

Наиболее важным и серьезным вопросом магистерской диссертации считаю возможность внедрения системы мониторинга и диспетчеризации на рассматриваемый объект. В зарубежном издании [28] описаны методы, а также последствия внедрения современных систем на промышленные предприятия.

«Сама система диспетчеризации электроснабжения схожа с автоматизированной системой управления электротехническим оборудованием (АСУ ЭТО), которая активно внедряется на объектах энергетики.

Рассмотрим основные функции, которые выполняет система диспетчеризации электроснабжения:

- Контроль за показателями напряжений, токов, потребляемой мощности, а также качества электроэнергии;
- контроль положения коммутационного оборудования, а также правильность выполнения их переключения;
- отображение активных параметров, архивирование параметров режима;
- сбор и передача данных в диспетчерский пункт;
- коммерческий учет электроэнергии.» [20]

Помимо вышесказанных функций системы диспетчеризации также выполняют регистрацию аварийных режимов, с фиксацией времени и участка цепи, на котором произошла авария. Это в дальнейшем позволит упростить процедуру расследования аварии и принять меры для недопущения подобных ситуаций вновь. Также обеспечиваются функции технического учета электроэнергии, что дает возможность рассчитывать удельные затраты и принимать меры по экономии электроэнергии в дальнейшем.

Продвинутые диспетчерские системы позволяют контролировать динамику изменений в энергосистеме объекта при различных режимах работы его отдельных составляющих. Это происходит путем изменения качества электроэнергии и регистрации соответствующих переходных процессов во внутренних сетях объекта. Это позволит своевременно выявить причины нарушения, найти виновных, а также вести анализ процессов пуска крупных электроустановок, задействованных в технологическом процессе.

А самые совершенные позволяют вести дистанционное управление коммутационными аппаратами с автоматизированных рабочих мест (АРМ) оперативно-диспетчерского персонала.

«Однако при создании подобной системы основной сложностью является необходимость максимально связать информационно все используемое электротехническое оборудование. Эта процедура требует огромное число дискретных сигналов, а также большое количество измерительных преобразователей для аналоговых измерений.» [20]

«Также можно выделить одну из ключевых проблем при постановке такой системы, а именно, типовое разнообразие используемых сейчас систем и устройств, которые необходимы для решения задач диспетчеризации. Для обслуживания такого оборудования требуется грамотный персонал, возможность взаимодействия с заводом изготовителем оборудования, а также соответствующий инструмент и специальные устройства. И все это сводится к большим материальным затратам, как на этапе ввода данной системы, так и в процессе поддержания ее работоспособности.» [20]

Теперь разберем подробно один из примеров внедрения системы мониторинга и диспетчеризации на повысительную насосную станцию. ЗАО «НПФ «ЭНЕРГОСОЮЗ» (г. Санкт-Петербург) предлагает вариант оптимизации всей системы комплексно, используя базу программно-технического комплекса «НЕВА» (ПТК «НЕВА»). Поэтапное выстраивание системы диспетчеризации основывается на контроллере ЗАО «НПФ «ЭНЕРГОСОЮЗ», который выполняет следующие основные функции:

- Регистрация переходных процессов (осциллографирование);
- фиксация последовательности срабатывания дискретных сигналов;
- расчет текущих значений напряжений, мощностей и токов;
- формирование и выдача дискретных сигналов для последующих команд управления;
- получение данных с устанавливаемых счетчиков электроэнергии с импульсным выходом.

Используемое при этом программное обеспечение «СКАДА-НЕВА» позволяет вести работу не только с устройствами завода изготовителя, но и с аппаратурой сторонних производителей, что очень важно в текущих реалиях конкурентно способного рынка. Визуально программное обеспечение «СКАДА-НЕВА» позволяет выводить параметры нормального и фиксировать параметры аварийного режимов. Также в данный комплекс входят программы, позволяющие управлять коммутационными аппаратами, сигнализировать о тех или иных событиях и вести запись о них в журнале событий, которые в дальнейшем передаются в диспетчерский пункт на пульт дежурного диспетчера.

На рисунке 8 представлена структурная схема системы диспетчеризации на базе ПТК «НЕВА».

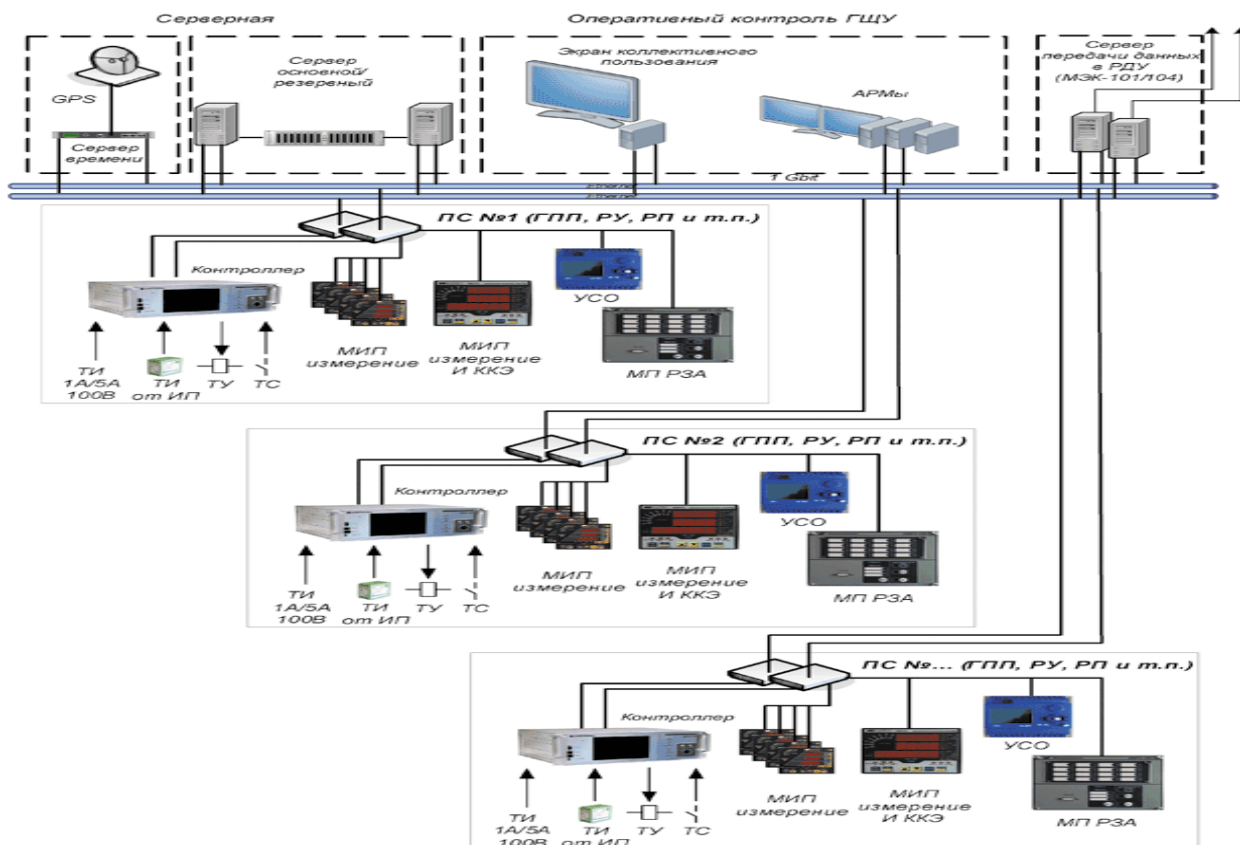


Рисунок 8 – Структурная схема системы диспетчеризации на базе ПТК «НЕВА»

Предлагаемый вариант позволит оптимизировать сбор сигналов, а также уменьшить количество устройств, подключаемых в систему за счет многофункционального контроллера.

– Один вход от измерительных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН) и результат одного измерения параметра предназначен для работы нескольких подсистем, а именно для отображения данных на автоматизированном рабочем месте диспетчера СЭХ, передачи в на пульт центральной диспетчерской службы, технического учета электроэнергии, а также регистрации аварийных событий;

– одного ввода от источника дискретного сигнала достаточно для того, чтобы сформировать экранную мнемосхему, сообщения в центральную диспетчерскую службу, регистрацию аварийных событий, а также вести контроль выполнения команд управления, либо блокировки переключений.



Таким образом, за счет уменьшения количества устанавливаемого оборудования и линий связи, сократится объем проектирования и монтажных работ, что соответственно снизит затраты на установку всей системы и ее обслуживания в будущем.

Помимо этого, имеется возможность ввода в контроллер сигналов с технологического оборудования, что также позволит избежать ввода дополнительного оборудования.

«На рисунке приведена обобщенная структурная схема системы диспетчеризации электроснабжением промышленного предприятия. Система охватывает все объекты энергохозяйства, начиная с главной понизительной подстанции любого класса напряжения и заканчивая цеховыми распределительными пунктами и трансформаторными подстанциями. На каждом таком объекте осуществляется сбор информации о текущем, нормальном режиме работы (ТИ, ТС, при необходимости с реализацией ТУ) с использованием аналоговых (ИП), цифровых преобразователей (МИП) или информации с терминалов РЗА (МП РЗА) и различных устройств связи с объектами (УСО).» [9]

«На наиболее ответственных подстанциях также осуществляется регистрация аварийных событий и контроль качества электрической энергии (ККЭ). Производительность и комплектация контроллеров выбираются в зависимости от объема собираемых данных и выполняемых функций, что позволяет технически и финансово оптимизировать затраты на каждый из внедряемых в систему объектов.» [9]

«Вся собранная информация с помощью локальной сети передается на верхний уровень. Соответственно, аккумуляция полученных данных происходит на сервере. Данный сервер в зависимости от выстраиваемых задач может базироваться на основе современных решений, которые включают в себя кластерные технологии. Однако меньшие задачи и их данные могут сводиться на промежуточном сервере с передачей данных на основной сервер.» [20]

Все данные, которые собираются и обрабатываются, в дальнейшем выводятся на экран компьютера диспетчера СЭХ и на пульт центральной диспетчерской службы с помощью графиков и таблиц, мнемосхем. При необходимости функции переключения могут осуществляться с пульта диспетчера с последующей реализацией оперативных и технологических блокировок программными методами и/или аппаратными средствами.

Также система предусматривает возможность записи и передачи данных нормального режима работы оборудования либо же произошедших аварийных ситуаций. А эффект от подобных решений описан в [29].

Стоит отметить, что представленный комплексный метод внедрения системы диспетчеризации очень востребован на промышленных объектах. Но так как в одной системе происходит объединение и контроль над большим количеством элементов, возрастает требование по организации ведения работы и обслуживания данной реновации. В частности, необходимо четкое и слаженное взаимодействие нескольких служб и их специалистов, а именно специалистов, обслуживающих релейную защиту и автоматику, телемеханику, связь, автоматизированные системы управления. Каждая из этих составляющих отвечает за закрепленные за ними оборудованием и сетями, перед каждой стоят свои задачи. Однако при слаженности их действий достижение конечного результата, а затем и получение значимого эффекта не заставит себя ждать.

Производитель системы на базе ПТК «НЕВА» заявляет, что внедрение может производиться поэтапно, что снизит разовые финансовые затраты. Также имеется возможность модернизации системы в дальнейшем путем внедрения более современного программного обеспечения и модернизированной аппаратной базы.

Вывод по одиннадцатому разделу.

Внедрение систем автоматики и мониторинга на повысительную насосную станцию можно обеспечить путем объединения их в систему

диспетчеризации объекта. Эффекты внедрения подобных систем описаны в [6].

Продвинутые диспетчерские системы позволяют контролировать динамику изменений в энергосистеме объекта при различных режимах работы его отдельных составляющих. Это происходит путем изменения качества электроэнергии и регистрации соответствующих переходных процессов во внутренних сетях объекта.

Вся собранная информация аккумулируется, анализируется, и в зависимости от запрограммированных алгоритмов, будут выполняться те или иные действия.

Программное обеспечение «СКАДА-НЕВА» позволяет вести работу не только с устройствами завода изготовителя, но и с аппаратурой сторонних производителей, что очень важно в текущих реалиях конкурентно способного рынка. Визуально программное обеспечение «СКАДА-НЕВА» позволяет выводить параметры нормального и фиксировать параметры аварийного режимов. Эти параметры выводятся таблицами, мнемосхемами и различными графиками. Также в данный комплекс входят программы, позволяющие управлять коммутационными аппаратами, сигнализировать о тех или иных событиях и вести запись о них в журнале событий, которые в дальнейшем передаются в диспетчерский пункт на пульт дежурного диспетчера.

## Заключение

В ходе выполнения магистерской диссертации была выполнена модернизация системы электроснабжения повысительной насосной станции ПНС-3. Также предложен вариант системы диспетчеризации, который можно применить на рассматриваемый объект.

Осмотр самого объекта, разбор полученной информации позволил сделать следующий вывод. На насосной станции большое количество «возрастного» силового оборудования и кабельных линий, которые задействованы в технологическом процессе и находятся в работе. Естественно, что с течением времени оборудование вырабатывает свой ресурс и нуждается в ремонте или же в замене.

После подробного описания рассматриваемого объекта был выполнен расчет высоковольтных и низковольтных нагрузок. Результаты этих измерений для нагрузки НН следующие:

$$P_{\Sigma p} = 244,11 \text{ кВт};$$

$$Q_{\Sigma p} = 160,43 \text{ квар};$$

$$S_{\Sigma p} = 297,96 \text{ кВА}.$$

Нагрузка ВН, соответственно, составила:

$$P_{\Sigma p} = 4382 \text{ кВт};$$

$$Q_{\Sigma p} = 2764,3 \text{ квар};$$

$$S_{\Sigma p} = 5182,1 \text{ кВА}.$$

Следующим пунктом была рассчитана модернизация системы освещения. Существующая тенденция применения светодиодных светильников, выдающих рассеянный свет, который является комфортным для выполнения производственного процесса, актуальна для помещений с высокими потолками.

Был предложен вариант по замене существующих светильников внутреннего и наружного освещения на светодиодные светильники

Казанской компании «LEDEL». Полученные результаты от планирования их использования позволяют сделать вывод о том, что эта замена позволит снизить количество потребляемой светильниками электроэнергии, а, как следствие, и материальные затраты на электроэнергию.

Далее проводился выбор числа и мощности силовых трансформаторов для электроснабжения нагрузок 6 и 0,4 кВ. Расчет параметров силовых трансформаторов на трансформаторных подстанциях, а именно их мощность и количество, является одним из ключевых вопросов.

По стороне 0,4 кВ рассматривалось два варианта: с установкой сухих трансформаторов и с установкой масляных трансформаторов в герметичном исполнении. В результате проведения расчетов были получены схожие, удовлетворяющие нас значения. Однако по конечной стоимости вариант с принятием масляных трансформаторов в герметичном исполнении дешевле. Именно по этой причине данный вариант принят за основу.

Говоря о питании высоковольтной нагрузки, следует отметить, что установленные сейчас на объекте силовые трансформаторы ТМ-4000/10/6 в полном объеме обеспечивают электроснабжение секций шин 6 кВ, и асинхронных ЭД соответственно. Однако из-за высокого эксплуатационного срока, во избежание возможных аварийных ситуаций, вызванных отключением силовых трансформаторов, предложен вариант их замены на аналогичные.

Следующим пунктом представлен расчет токов короткого замыкания самого загруженного участка повысительной насосной станции. Была составлена схема замещения, которая является вариантом расчетной схемы.

Короткие замыкания могут возникать вследствие старения изоляции, ее повреждения, а также из-за механических повреждения линии и оборудования, а также из-за других причин.

После определения токов короткого замыкания был просчитан вариант замены существующих масляных выключателей на вакуумные. В результате проведенной проверки на соответствие каталожных данных реальным

параметрам можно сделать вывод, что вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-20/1000 удовлетворяет требованиям надежности и подходит для установки в заданную защищаемую линию.

Также проработан вопрос существующих разъединителей. Они требуют ремонта или же полной замены. Поэтому в ходе модернизации помещения ЗРУ, по причине замены ячеек КСО полностью, соответственно, и их оснащения тоже, на всех ячейках секций 10 и 6 кВ данные разъединители подлежат замене.

Следующим пунктом проводился выбор кабельных линий. Само сечение кабельных линий на напряжение 6 и 10 кВ выбирается по нагреву расчетным током, а также проверяется по термической стойкости к токам короткого замыкания, потери напряжения в нормальном эксплуатационном режиме и аварийном режиме. Результат измерений приведен в таблице 10.

Далее проработан вопрос замены существующей системы релейной защиты на микропроцессорные блоки «Сириус» различного типа исполнения для ячеек 10 и 6 кВ. Кроме того, для питания цепей управления и сигнализации предусматривается трансформатор напряжения НТМИ-6. А для обеспечения надежности предлагается вариант установки шкафа оперативного тока.

Он предназначен для бесперебойного питания цепей защиты и управления электрооборудования, а также систем автоматики и сигнализации на электрических станциях и подстанциях.

Далее проработан вариант внедрения на объект системы мониторинга и диспетчеризации. ЗАО «НПФ «ЭНЕРГОСОЮЗ» (г. Санкт-Петербург) предлагает вариант оптимизации всей системы комплексно, используя базу программно-технического комплекса «НЕВА» (ПТК «НЕВА»).

Данная система позволит повысить надежность объекта, а также обеспечит возможность удаленного контроля за параметрами сети и оборудования, а также технологического процесса, что особенно важно для

текущей системы теплоснабжения Автозаводского района города Тольятти.  
Оформление диссертации выполнено на основе [2].

## Список используемых источников

1. Вахнина В. В. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий: учеб. пособие. Тольятти: ТГУ, 2011. 61 с.
2. Вахнина В. В., Самолина О. В., Черненко А. Н. Требования к выпускной квалификационной работе бакалавров: учебно-методическое пособие для студентов направления 13.03.02. Тольятти: ТГУ, 2018. 32 с.
3. Вахнина В. В., Черненко А. Н. Проектирование систем электроснабжения цеха предприятия: метод. указания по курсовому проектированию. Тольятти: ТГУ, 2008. 80 с.
4. Вахнина В. В., Черненко А. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учебно-методическое пособие для практических заданий и курсового проектирования. Тольятти: ТГУ, 2007. 54 с.
5. Вахнина В. В. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учебно-методическое пособие для практических занятий и курсового проектирования. Тольятти: ТГУ, 2011. 69 с.
6. Веников В. А., Веников, Г.В. Теория подобия и моделирования (применительно к задачам электроэнергетики). М.: Либроком, 2014. 440 с.
7. Гвоздев С.М. Энергоэффективное электрическое освещение. Учебное пособие. / С.М. Гвоздев, Д.И. Панфилов, В.Д. Поляков, Т.К. Романова, И.П. Шестопалова, А.С. Шевченко, В.А. Хухтикова; под ред. Л.П. Варфоломеева. – М: Издательский дом МЭИ, 2013. – 288с.
8. Железко Ю. С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии на промышленных предприятиях. М.: Энергоатомиздат, 2005. 261 с.
9. Журнал «ИСУП». Отраслевой научно-технический журнал — Текст: непосредственный // ИД «Мысль». — 2014. — URL:



<https://pdfslide.tips/documents/magazine-isup-250-2014.html> (дата обращения: 26.04.2021).

10. Кудрин, Б.И. Электроснабжение потребителей и режимы: Учебное пособие / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, Ю.В. Матюнина. - М.: МЭИ, 2013. - 412 с.

11. Кудрин Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для студентов высших учебных заведений. М.: Интернет Инжиниринг, 2006. 672 с.

12. Морозова Н. Ю. Электротехника и электроника. М.: Академия, 2013. 288 с.

13. Правила устройства электроустановок в вопросах и ответах. Раздел 4. Распределительные устройства и подстанции. М.: НЦ ЭНАС, 2009. 591 с.

14. Рожин А. Н., Бакшаева Н. С. Внутрицеховое электроснабжение: учеб. пособие для выполнения курсового и дипломного проектов. Киров: ВятГУ, 2006. 258 с.

15. Руководство по эксплуатации. БПВА.656122.046 РЭ, Москва 2018. АО «РАДИУС Автоматика», Микропроцессорные устройства защиты электродвигателя «Сириус-Д», «Сириус-21-Д».

16. Рульнов, А.А. Автоматизация систем водоснабжения и водоотведения: Учебник / А.А. Рульнов. - М.: ИНФРА-М, 2012. - 205 с.

17. РФ. Национальный стандарт Российской Федерации. ГОСТ Р 26522-85. Короткие замыкания в электроустановках. Термины и определения. М., 2006. 19 с.

18. РФ. Национальный стандарт Российской Федерации. ГОСТ Р 52719-2007. Трансформаторы силовые. Общие технические условия: утв. приказом №60 от 09.04.2007. М., 2007. 45 с.

19. РФ. Национальный стандарт Российской Федерации. ГОСТ Р 55710-2013. Освещение рабочих мест внутри зданий: утв. приказом №1364 от 08.11.2013. М., 2013. 20 с.

20. Савельев А.Л. Автоматизация и ИТ в энергетике [Текст] / А.Л. Савельев, А.А. Ундольский // Издательский дом «ИД АВИТ-ТЭК». – 2015. - №1 (66). – С.34-37.
21. Хлебенских, Л. В. Автоматизация производства в современном мире / Л. В. Хлебенских, М. А. Зубкова, Т. Ю. Саукова. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2017. — № 16 (150). — С. 308-311. — URL: <https://moluch.ru/archive/150/42390/> (дата обращения: 18.03.2021).
22. Чикуров, Т.Г. Электротехника и электроника. В 2-х т. Электротехника и электроника: Учебное пособие для студ. высш. учеб. заведений / Т.Г. Чикуров. - М.: ИЦ Академия, 2011. - 720 с.
23. Шеховцов В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения: метод. указания для курсового проектирования. М.: ФОРУМ, ИНФРА-М, 2010. 214 с.
24. Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. М.: ФОРУМ, 2011. 136 с.
25. Юдович, В.И. Энергосбережение и автоматизация производства в теплоэнергетическом хозяйстве города: Учебное пособие / В.И. Юдович. - СПб.: Лань, 2013. - 176 с.
26. Harlow J. H. Electric Power Transformer Engineering: 3-d edition. USA: CRC Pres, 2012, 693 pp.
27. Homfray H. K., Boyle D. British Electricity Supply Industry. Distribution Transformers // The Electricity Council. №9, pp. 209-243.
28. Sutherland J. W., Dornfeld D. A., Linke B. S. Energy efficient manufacturing: theory and applications. England: Wiley-Scrivener, 2018. 460 pp.
29. Thiede S. Energy Efficiency in Manufacturing Systems. Berlin: Springer- Verlag, 2012. 198 pp.
30. Yusheng Quan, Yu Zhou, Yuliang Wu, Zisen Ning, Jiacheng Xiong, Zhongyang Liu. Methodology of Detection for Power Cable Insulation Defects Based on AC Voltage Withstand Test // Unifying Electrical Engineering and Electronics Engineering. №1, pp. 3-10.