Министерство науки и высшего образования РФ

ФГБОУ ВО

УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

Факультет Заочного обучения

Кафедра: «Электротехники»

2 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

2.1 ВНЕШНЕЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ СИСТЕМЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД КОТЛОТУРБИННОГО ЦЕХА №1

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА НА ТЕМУ:

МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОПРИВОДА ВЕНТИЛЯЦИОННОЙ УСТАНОВКИ КОТЛОТУРБИННОГО ЦЕХА №1 РЕФТИНСКОЙ ГРЭС

Заведующий кафедрой:	А.В. Угольников
Нормаконтроль:	А.В. Угольников
Руководитель проекта:	А.В. Угольников
Студент:	П.Ю. Емельянов
Группа:	ЭЭПз-20-1у

Екатеринбург 2023

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
ФГБОУ ВО УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
Кафедра электротехники

Направление подготовки 13.03.02. «Электроэнергетика и электротехника»

Профиль «Электроэнергетика горных и промышленных предприятий»

УТВЕРЖДАЮ:

Заведующий кафедрой

_____Угольников А.В

«____» _____20___

ЗАДАНИЕ НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОПНУЮ РАБОТУ

Студент: Емельянов П. Ю.

1. Тема выпускной квалификационной работы: «Модернизация системы электропривода вентиляционной установки котлотурбинного цеха №1 Рефтинской ГРЭС».
2. Срок сдачи студентом ВКР «___» _____20___г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы производственной и преддипломной практики, литературные источники.

4. Содержание расчетно-пояснительной записки:
Реферат

Введение

4.1 Производственно-энергетическая характеристика предприятия
1.1 Организация технологического процесса вентиляции котлотурбинного цеха
1.2 Основное механическое оборудование вентиляционной установки котлотурбинного цеха
1.3 Уровни и структура энергопотребления вентиляционного хозяйства
1.4 Структура управления энергохозяйством Рефтинской ГРЭС
4.2 Специальная часть.

2.1 Внешнее электроснабжение системы собственных нужд котлотурбинного цеха
2.2 Электромеханическое оборудование и электроснабжение вентиляционного участка
2.3 Электропривод вытяжного вентилятора котлотурбинного цеха
4.3 Энергосберегающие технологии и мероприятия
4.4 Охрана труда и техника безопасности при эксплуатации электромеханического комплекса

4.5 Экономическая часть. Технико-экономические показатели проектных решений

Заключение

Список использованной литературы

5. Графический материал 8 листов формата А1

Лист 1 Технологическая схема вентиляции котлотурбинного цеха

Лист 2 Уровни и структура энергопотребления Рефтинской ГРЭС

Лист 3. Схема электрическая принципиальная электроснабжения подстанции собственных нужд котлотурбинного цеха

Лист 4. План схема расположения оборудования ОРУ 35/6 кВ

Лист 5 Схема электрическая принципиальная электроснабжения вентиляционного участка
Лист 6 План расположения оборудования вентиляционного участка

Лист 7 Система управления частотно-регулируемого электроприводами вытяжных

вентиляторов котлотурбинного цеха

Лист 8 Принципиальная схема силовой части преобразователя частоты. Структурная схема электроприводом в абсолютных единицах. График переходного процесса пуска и торможения под нагрузкой.

6. Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:

Раздел ВКР	**Фамилия Имя Отчество**	**Должность, ученая степень, звание**
1 Производственно-энергетическая характеристика предприятия	Угольнтов А.В.	Доцент кафедры ЭГП к.т.н.
2.1Внешнее электроснабжение	Абдрахманов И.Д.	Старший преподаватель кафедры ЭГП
2.2 Электромеханическое оборудование и электроснабжение	Абдрахманов И.Д.	Старший преподаватель кафедры ЭГП
2.3 Электропривод машин и установок	Осипов П.А.	Старший преподаватель кафедры ЭГП
3 Энергосбережение	Угольников А.В.	Доцент кафедры ЭГП к.т.н.
4 ОТ и ТБ при эксплуатации электромеханического оборудования	Стожков Д.С.	Доцент кафедры электротехники, к.т.н.
5 Экономическая часть	Стожков Д.С.	Доцент кафедры электротехники, к.т.н.

Фамилия И.О. руководителя ВКР _____Угольников А.В.

Ученая степень: кандидат технических наук; **Ученое звание**: доцент.

7. График выполнения ВКР

Наименование раздела ВКР	**Срок выполнения**
Производственно-энергетическая характеристика предприятия	
Внешнее электроснабжение	
Электромеханическое оборудование и электроснабжение	
Энергосбережение	
Электропривод машин и установок	
ОТ и ТБ при эксплуатации электромеханического оборудования	
Экономическая часть	

Дата выполнения задания «___»_____20___г.

Руководитель ВКР Угольников А.В.

Задание на ВКР получил Емельянов П.Ю.

СОДЕРЖАНИЕ

Реферат…….....5
Перечень листов графических документов…….6
Введение……....7
1. Производственно-энергетическая характеристика предприятия……..8
1.1 Организация технологического процесса вентиляции котлотурбинного цеха……...9
1.2 Основное механическое оборудование вентиляционной установки котлотурбинного цеха…….17
1.3 Уровни и структура энергопотребления вентиляционного участка…….20
1.4 Структура управления энергохозяйством Рефтинской ГРЭС ……22
2. Специальная часть…….30
2.1 Внешнее электроснабжение системы собственных нужд котлотурбинного цеха……...31
2.2 Электромеханическое оборудование и электроснабжение вентиляционного участка……...65
2.3 Электропривод вытяжного вентилятора центрального зала……..104
3. Энергосберегающие технологии и мероприятия……135
4. Охрана труда и техника безопасности при эксплуатации электромеханического комплекса……... 147
5. Экономическая часть.
Технико-экономические показатели проектных решений……168
Заключение……...185
Список использованной литературы……....187

Реферат

Проект состоит из расчетно-пояснительной записки на 189 листах машинного текста, графической части на 8 листах формата А-1, библиографии 43 наименования, дана технологическая характеристика объекта и его оборудования, спроектирована система электроснабжения, внутреннее электроснабжение вентиляционного участка котлотурбинного цеха. Произведены расчеты электрических нагрузок системы собственных нужд котлотурбинного цеха с учетом дополнительной нагрузки, выбраны трансформаторы, воздушные и кабельные линий подстанции 35/6 кВ, основное коммутационное оборудование, с учетом токов КЗ выбранная аппаратура проверена на электродинамическую и термическую стойкость, выполнен расчет релейной защиты заземления и молниезащиты. Для обеспечения электропотребителей вентиляционного участка напряжением питания 0,4 кВ выбраны трансформаторы КТП вентиляционного участка, аппараты защиты, кабели, обеспечен требуемый уровень надежности электроснабжения и показатели качества электроэнергии. Выполнен расчет привода вытяжного вентилятора котлотурбинного цеха с выбором преобразователя частоты и микропроцессорным контроллером электропривода, рассмотрены вопросы экономики и техники безопасности при эксплуатации систем электроснабжения и электрооборудования вентиляционного участка.

ПЕРЕЧЕНЬ ЛИСТОВ ГРАФИЧЕСКИХ ДОКУМЕНТОВ

Лист 1. Технологическая схема вентиляции котлотурбинного цеха

Лист 2. Уровни и структура энергопотребления Рефтинской ГРЭС

Лист 3. Схема электрическая принципиальная электроснабжения подстанции собственных нужд котлотурбинного цеха

Лист 4. План схема расположения оборудования ОРУ 35/6 кВ.

Лист 5. Схема электрическая принципиальная электроснабжения вентиляционного участка.

Лист 6. План расположения оборудования вентиляционного участка

Лист 7. Система управления частотно-регулируемого электроприводами вытяжных вентиляторов котлотурбинного цеха.

Лист 8. Принципиальная схема силовой части преобразователя частоты. Структурная схема электроприводом в абсолютных единицах. График переходного процесса пуска и торможения под нагрузкой

ВВЕДЕНИЕ

Рефтинская ГРЭС — это крупнейшая в России тепловая электростанция, работающая на твёрдом топливе. Расположена она в Свердловской области, в 100 км северо-восточнее Екатеринбурга, в посёлке Рефтинский. Между прочим, на её долю приходится порядка 40% от всей потребляемой в Свердловской области электроэнергии. Другими словами, почти каждая вторая лампочка в домах жителей Свердловской области загорается от электроэнергии, которая вырабатывается на Рефтинской ГРЭС. Сейчас её установленная электрическая мощность составляет 3800 МВт, а тепловая - 350 Гкал/ч. При этом ежегодно она вырабатывает около 20000 млн кВт·ч. электроэнергии.

С 2008 года Рефтинская ГРЭС работает в составе компании ПАО «Энел Россия» (куда также входят Среднеуральская ГРЭС (Свердловская область), Конаковская ГРЭС (Тверская область) и Невинномысская ГРЭС (Ставропольский край).

В выпускной квалификационной работе рассматривается электроснабжение и электрооборудование вентиляционного участка котлотурбинного цеха №1. С целью оптимизации энергопотребления вентиляционной установки котлотурбинного цеха планируется заменить четырехскоростной асинхронный электродвигатель с системой регулирования подачи воздуха заслонками на частотно-регулируемый автоматизированный привод.

Применение современных способов регулирования скорости технологических механизмов в сочетании с широкими возможностями автоматизации может обеспечить оптимальное использование энергетических и других природных ресурсов.

1. Производственно-энергетическая характеристика предприятия

1.1 Организация технологического процесса вентиляции котлотурбинного цеха №1

В центральном зале котлотурбинного цеха задаются следующие исходные климатические данные:

- Расчетная температура воздуха, более высокие значения, которые наблюдаются 440 часов и менее в году —+22,4°С и соответствующая ей относительная влажность 50 %;
- Расчетная температура воздуха, более высокие значения, которые наблюдаются 88 часов и менее в году — +27,0°С и соответствующая ей относительная влажность 46 %;
- Абсолютная максимальная температура воздуха — +39,0°С и соответствующая ей относительная влажность 20 %;
- Средняя температура воздуха самой холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92 — минус 35°С и соответствующая ей относительная влажность 75 %;
- Средняя температура периода со средней суточной температурой воздуха ≤+8°С - минус 6,7°С;
- Абсолютная минимальная температура воздуха — минус 48°С и соответствующая ей относительная влажность 75 %;
- Период со средней суточной температурой воздуха < +8°С —229 суток;
- Географическая широта - 57°06';
- Тип атмосферы по ГОСТ 15150-69 - I (условно чистая);
- Зона влажности района строительства объекта —нормальная;
- Среднее годовое барометрическое давление на уровне промплощадки - 991гПа (743 мм.рт.ст.).

В помещениях зоны контролируемого доступа (ЗКД) котлотурбинного цеха и этажерок 1UBR, 2UBR предусмотрена приточно-вытяжная вентиляция, рассчитанная на удаление избытков тепла и поддержания требуемой температуры воздуха.

Самостоятельная система вентиляции предусматриваются для снятия тепловыделений и создания необходимых температурных условий работы оборудования котельного и машинного отделений (РУ).

Понижение температуры приточного воздуха обеспечивается системы холодоснабжения.

Расчетные температуры внутреннего воздуха приняты в соответствии с технологическими заданиями и составляют:

Технологические помещения	+5°С . . . +60О С
Центральный зал	+5°С . . . +40°С
Помещения систем контроля	+l0°С . . . +35°С
Лаборатории	+18°С . . . +30°С
Операторские и помещения с постоянным пребыванием персонала	+18°С . . . +28°С
Помещения приточных и вытяжных венткамер	+12°С . . . +40°С
Эвакуационно — технологические коридоры	+5° С . . . +30°С

В технологических помещениях и в помещениях систем контроля поддерживается относительная влажность воздуха 30 % . . . 80 %.

Маркировка оборудования, электроприводной арматуры и точек контроля для систем вентиляции принята в соответствии с KKS (система кодирования энергетических установок).

В помещениях 3КД котлотурбинного цеха и этажерок 1UBR, 2UBR предусмотрены следующие системы вентиляции:

KLA10,20,30 — приточная система вентиляции помещений 1...3

каналов предназначена для подачи обработанного наружного воздуха в технологические помещения блока с целью обеспечения в них допустимых температур внутреннего воздуха;

KLA 11,21,31 — приточная система вентиляции бассейна выдержки (БВ) предназначена для подачи обработанного наружного воздуха в режиме нормальной эксплуатации (НЭ) в помещение обслуживания БВ для обеспечения в нем допустимых температур внутреннего воздуха, а в режиме обесточивания — в надводное пространство бассейна выдержки с целью снятия тепловыделений с нагретой водной поверхности бассейна выдержки;

KLA13,23,33 — приточная-вытяжная система вентиляции помещений вторичного охлаждения предназначена для обеспечения в них допустимых температур внутреннего воздуха путем подачи наружного воздуха

с дальнейшим удалением его за пределы здания;

KLA16,26,36 — вытяжная система вентиляции помещений 1...3

каналов предназначена для удаления воздуха из обслуживаемых помещений;

KLA17,27,37 — вытяжная система вентиляции БВ предназначена для удаления воздуха из надводного пространства бассейна выдержки с дальнейшей очисткой его в аэрозольных фильтрах;

KLA 18,28,38 — система аварийной вытяжной пожарной вентиляции предназначена для удаления аэрозольных продуктов горения из помещений с оборудованием и трубопроводами;

KLA41 — приточная система вентиляции котлотурбинного цеха предназначена для подачи в ЦЗ обработанного наружного воздуха с целью обеспечения допустимых температур внутреннего воздуха;

KLA44 — приточная система вентиляции помещений НЭ предназначена для подачи в режиме НЭ обработанного наружного воздуха в технологические помещения с целью обеспечения допустимых температур и влажности внутреннего воздуха;

KLA45 — приточная система вентиляции помещений НЭ предназначена для подачи в режиме НЭ и при обесточивании обработанного наружного воздуха в технологические помещения систем надежного электроснабжения, помещения систем контроля с целью обеспечения допустимых температур и влажности внутреннего воздуха;

KLA5l — вытяжная система вентиляции котлотурбинного цеха предназначена для удаления воздуха из котлотурбинного цеха;

KLA54 — вытяжная система вентиляции технологических помещений НЭ, работающая в режиме НЭ, предназначена для удаления воздуха из обслуживаемых помещений;

KLA55 — вытяжная система вентиляции технологических помещений НЭ, помещении СКУ и РК, работающая в режиме НЭ и при обесточивании, предназначена для удаления воздуха из обслуживаемых помещений;

KLA57 — вытяжная система вентиляции защитной камеры предназначена для удаления воздуха из защитной камеры с последующей очисткой его в аэрозольных фильтрах;

KLA60 — приточная система вентиляции помещений с постоянным пребыванием персонала предназначена для подачи обработанного наружного воздуха с целью обеспечения допустимых температур и влажности внутреннего воздуха;

KLA64 — система подпора воздуха в тамбурах лестничной клетки предназначена обеспечить незадымляемость лестничных клеток путем создания подпора воздуха в тамбурах;

KLA66 — система подпора воздуха при пожаре в шахтах лифтов предназначена обеспечить незадымляемость шахт лифтов путем создания подпора воздуха;

KLA70 — вытяжная система вентиляции помещений с постоянным пребыванием персонала предназначена для удаления воздуха из обслуживаемых помещений;

KLA7l — вытяжная система вентиляции помещений лаборатории предназначена для удаления воздуха из обслуживаемых помещений и от местных отсосов;

KLA72 — вытяжная система вентиляции помещений биотуалетов котлотурбинного цеха UJA;

KLA73 — вытяжная система вентиляции помещений биотуалетов электротехнической этажерки 1UBR;

KLA74 — система дымоудаления из коридоров предназначена обеспечить при пожаре дымоудаление из коридоров на пути эвакуации людей из котлотурбинного цеха UJA и зоны контролируемого доступа электротехнических этажерок 1UBR, 2UBR;

KLA75 — вытяжная система вентиляции помещений биотуалетов электротехнической этажерки 2UBR;

KLA76 — система дымоудаления из коридоров предназначена обеспечить при пожаре дымоудалепие из коридоров на пути эвакуации людей в электротехнической этажерке 1UBR;

KLA77 — система удаления выхлопных газов от автомобиля;

KLA80 — KLA86 системы перетоков из коридоров предназначены для подачи воздуха в помещения котлотурбинного цеха, в которых требуется поддержание разрежения. Переток воздуха осуществляется через клапаны избыточного давления.

KLA90 — воздушно—тепловая завеса в помещении транспортного въезда в котлотурбинный цех предназначена для защиты при открытых воротах транспортного въезда от прорыва наружного воздуха;

KLA91 — воздушно—тепловая завеса в помещении транспортного въезда в отделение перегрузки бассейна выдержки предназначена для защиты при открытых воротах транспортного въезда от прорыва наружного воздуха;

KLA92 — воздушно-тепловая завеса в помещении въезда для приемки угля предназначена для защиты при открытых воротах помещения от прорыва наружного воздуха;

KLA98, KLA99 — системы подачи воздуха в помещение вторичного охлаждения электротехнических этажерок 1UBR, 2UBR соответственно, предназначены для проветривания помещения после пожара. Для подачи воздуха используется установка системы KLD99;

Системы вентиляции KLA41, KLA44, KLA45, KLA51, KLA54, KLASS, KLA57, KLH54, KLHSS, KLR50 и системы холодоснабжения QKK44, QKK45 являются по назначению системами нормальной эксплуатации, по влиянию на

безопасность — важными для безопасности. Элементы систем отнесены к 3 классу по [52] и I категории сейсмостойкости по НП-031-01. Классификационное обозначение 3Н.

Воздуховоды выполнить в соответствии с [47]. Размеры фасонных деталей воздуховодов представлены в [48], фланцы в [49].

Воздуховоды предусматриваются сборными из секций, имеющих фланцы для соединения их на сварке по наружному контуру.

Проходки воздуховодов через строительные конструкции выполнены в строительных чертежах. Присоединение воздуховодов и арматуры к проходкам выполняются с помощью фланцев. При отсутствии фланцев у проходок их следует выполнить по месту.

На всех ответвлениях предусмотреть разъемные соединения на фланцах для установки диафрагм, необходимых для уравнивания давления в воздуховодах при наладке. Размеры диафрагм определяются организацией, осуществляющей пусконаладочные работы на этапе их проведения.

При установке противопожарных клапанов не вплотную строительным конструкциям участок воздуховодов между клапаном и строительной конструкцией выполнить в огнезащите с пределом огнестойкости,

равным пределу огнестойкости строительной конструкции.

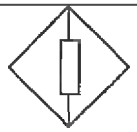
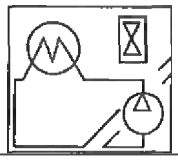
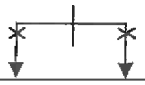
При сварке воздуховодов системы KLA18,28,38 должны быть учтены требования [49] и [50].

Методы и объем контроля, оценку качества сварных соединений принять в соответствии с требованиями [51].

Сварку металлоконструкций для крепления остальных воздуховодов и оборудования должна производиться по ГОСТ 5264-80 по всему контуру примыкания сопрягаемых деталей сплошным нормальным швом, катет шва принимать равным наименьшей толщине свариваемых деталей. Сварные швы должны быть сплошными, беспористыми, зачищенными до полного удаления сварочного шлакового слоя, наплывов и заусенцев. Контроль качества сварных швов осуществить по ГОСТ 3242-79 — 100 % внешним осмотром.

Воздуховоды приточных систем KLA10, 20, 30; KLA44; KLA45; KLA60; KLRl0, 20, 30; KLR11, 21, 31, воздуховоды вытяжных систем KLAl8, 28, 38 и KLA74, а также рамы для присоединения кондиционеров к воздухозаборным шахтам выполнены в тепловой изоляции.

Таблица 1.1 - Условные обозначения

Обозначения	Наименование
	Нагреватель электрический
	Клапан противопожарный дымовой
	Холодильные машины
	Граница проектирования
	Граница системы
	Устройство перекрытия вентиляционных каналов от воздушной ударной волны
	Закладная деталь в строительных конструкциях
	Фильтр комбинированный
	Шахта дымоудаления в строительных конструкциях

1.2 Основное механическое оборудование вентиляционной установки котлотурбинного цеха.

Вытяжная система вентиляции ЦЗ предназначена для удаления воздуха из ЦЗ. Для вытяжной вентиляции применяется два вентилятора ВЦП-16 [37].

Вентилятор ВЦП 16 может изготавливаться с реверсивным устройством, такой вентилятор может быть использован для проветривания объемных помещений, при их прохождении и в других областях промышленности как вентилятор высокого давления, работающий с производительностью 15-35 $м^3/с$ и давлением до 7000-8000 Па.

Вентилятор рассчитан на работу с металлическим трубопроводом

диаметром 800, 900 или 1000 мм. Вентилятор устанавливается отдельном помещении.

Вентилятор ВЦП-16 состоит из следующих основных сборочных единиц: направляющего аппарата (1), корпуса (2), ротора (3), кожуха (4), рамы (5), муфты (6), патрубка (7) трубопровода и переходника (8) для трубопровода [35].

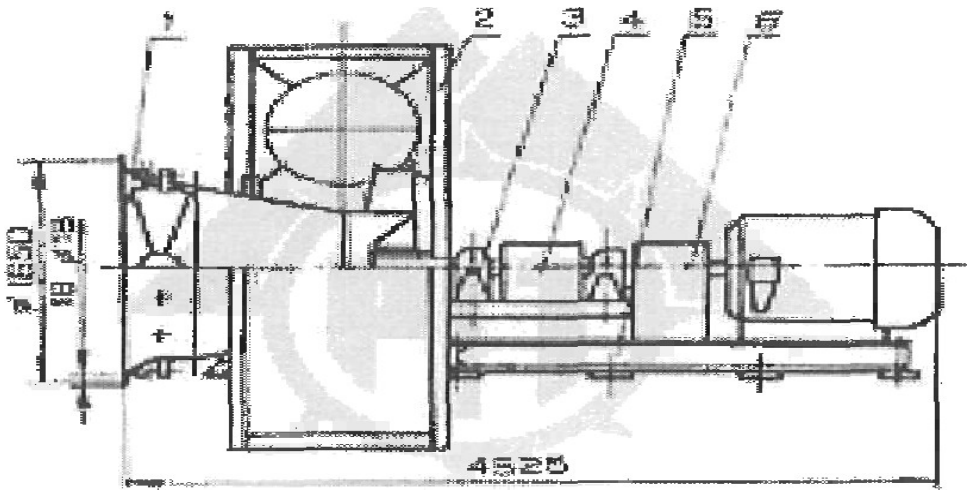


Рисунок 1.1 – Конструкция вентилятора ВЦП-16

Главный вал установлен в двух радиально-сферических подшипниках. Рабочее колесо сварной конструкции состоит из коренного и покрывного дисков и 8 профильных лопаток. Вал электродвигателя и вал вентилятора соединяются зубчатой муфтой. Корпус вентилятора представляет собой металлоконструкцию, сваренную из листовой и сортовой, стали. Разъем корпуса по оси колеса делает возможным обслуживание и ремонт вентилятора. Для регулирования производительности и давления вентилятор снабжен направляющим аппаратом, имеющим 12 одновременно поворачивающихся лопаток. Характеристики вентилятора при разной частоте вращения рабочего колеса приведены на рисунке 1.3. Поворот лопаток осуществляется с помощью привода

направляющего аппарата. Рама сварная из швеллера и толстолистовой стали. Коробка имеет два прямоугольных канала сечением 1000 x l200мм, соединенных между собой проходным отверстием. Она устанавливается на балках, опирающихся на колонны, и присоединяется фланцами к нагнетательному трубопроводу всосу и выходному отверстию вентилятора.

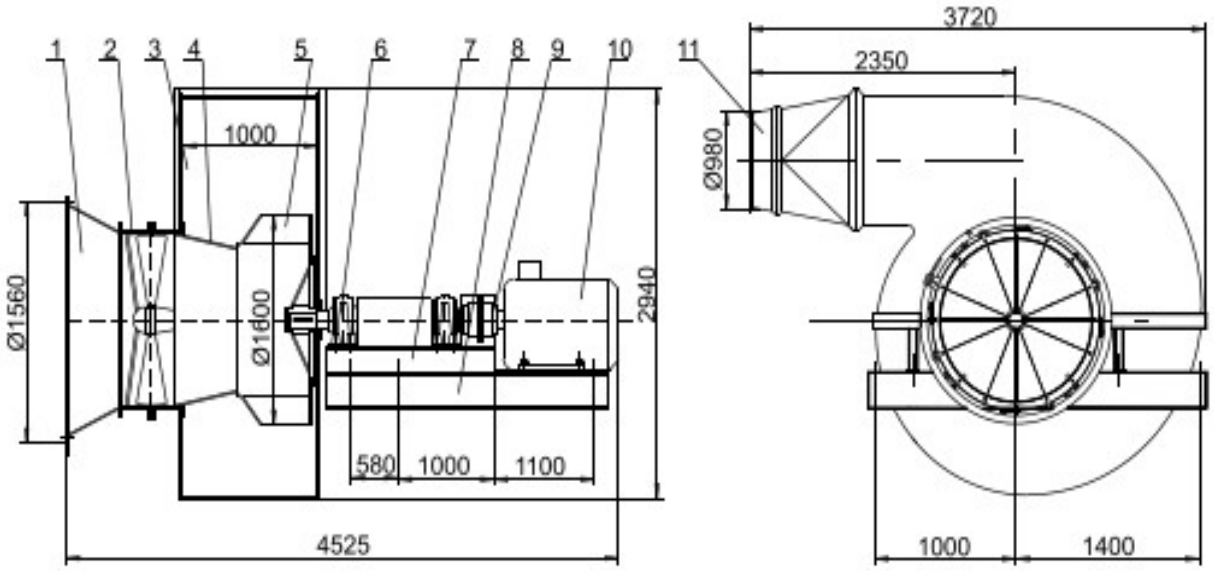


Рисунок 1.2 —Конструкция вентилятора ВЦП-16 [37]

Аэродинамическая характеристика

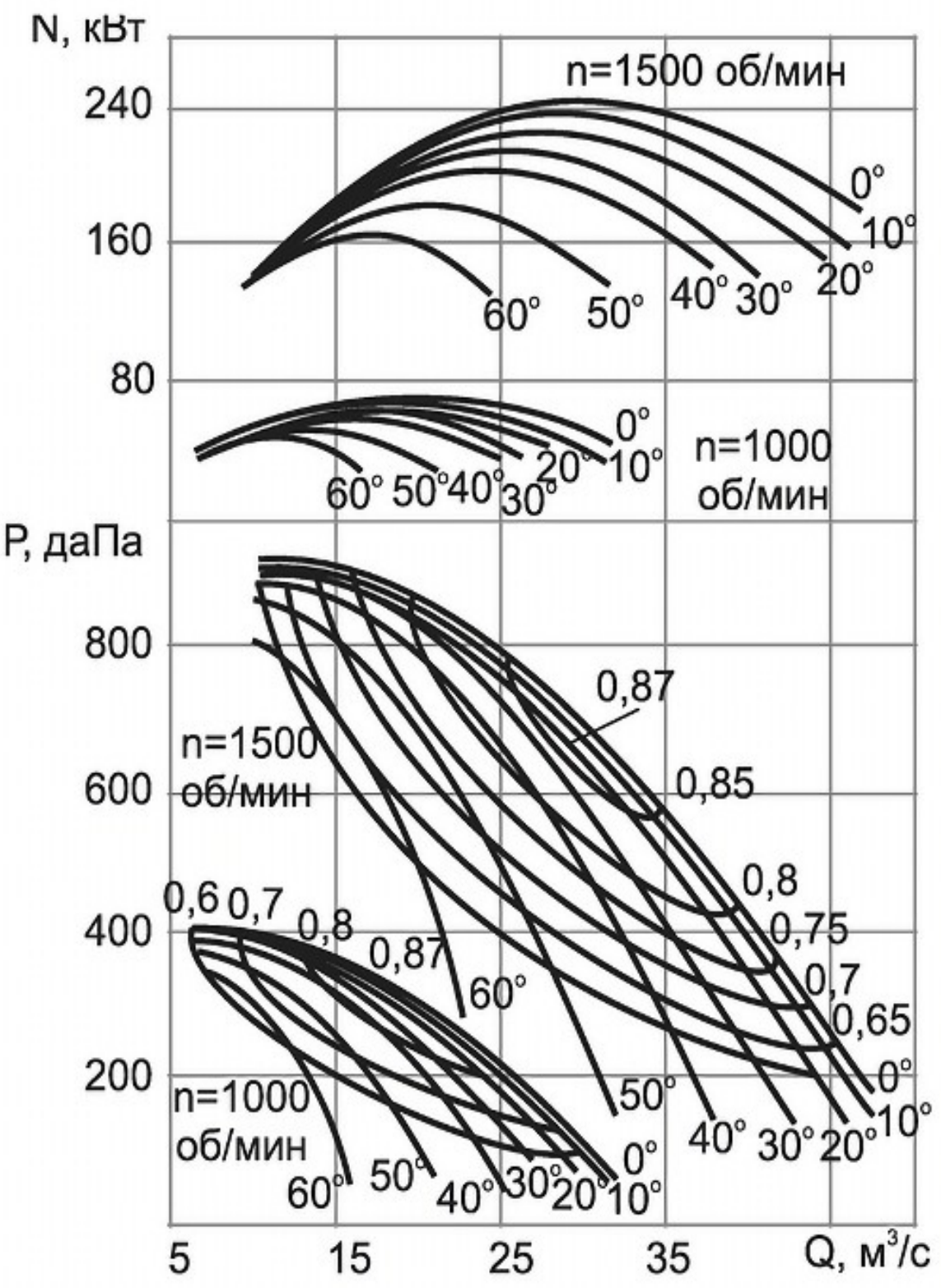


Рисунок 1.3 – Аэродинамическая характеристика ВЦП-16 [37]

1.3 Уровни и структура энергопотребления вентиляционного участка

1.3.1 Баланс потребления энергоресурсов

Балансы потребления участка вентиляции энергоресурсов за 2022 год: электроэнергии, водопотребление, представлены в таблицах.

Таблица 1.1 - Водопотребление

Месяц	**Источник**	**Фактическое потребление, м³**
Январь	р. Рефт	7901,1
Февраль		9074,0
Март		9140,0
Апрель		10494,2
Май		11763,0
Июнь		12133,0
Июль		12704,0
Август		13252,0
Сентября		11352,0
Октябрь		10700,0
Ноябрь		10235,3
Декабрь		8705,0
Итого:		**127454**

Водопотребление на хозяйственные нужды и водоподготовительной установки учитываем по турбинному аппарату.

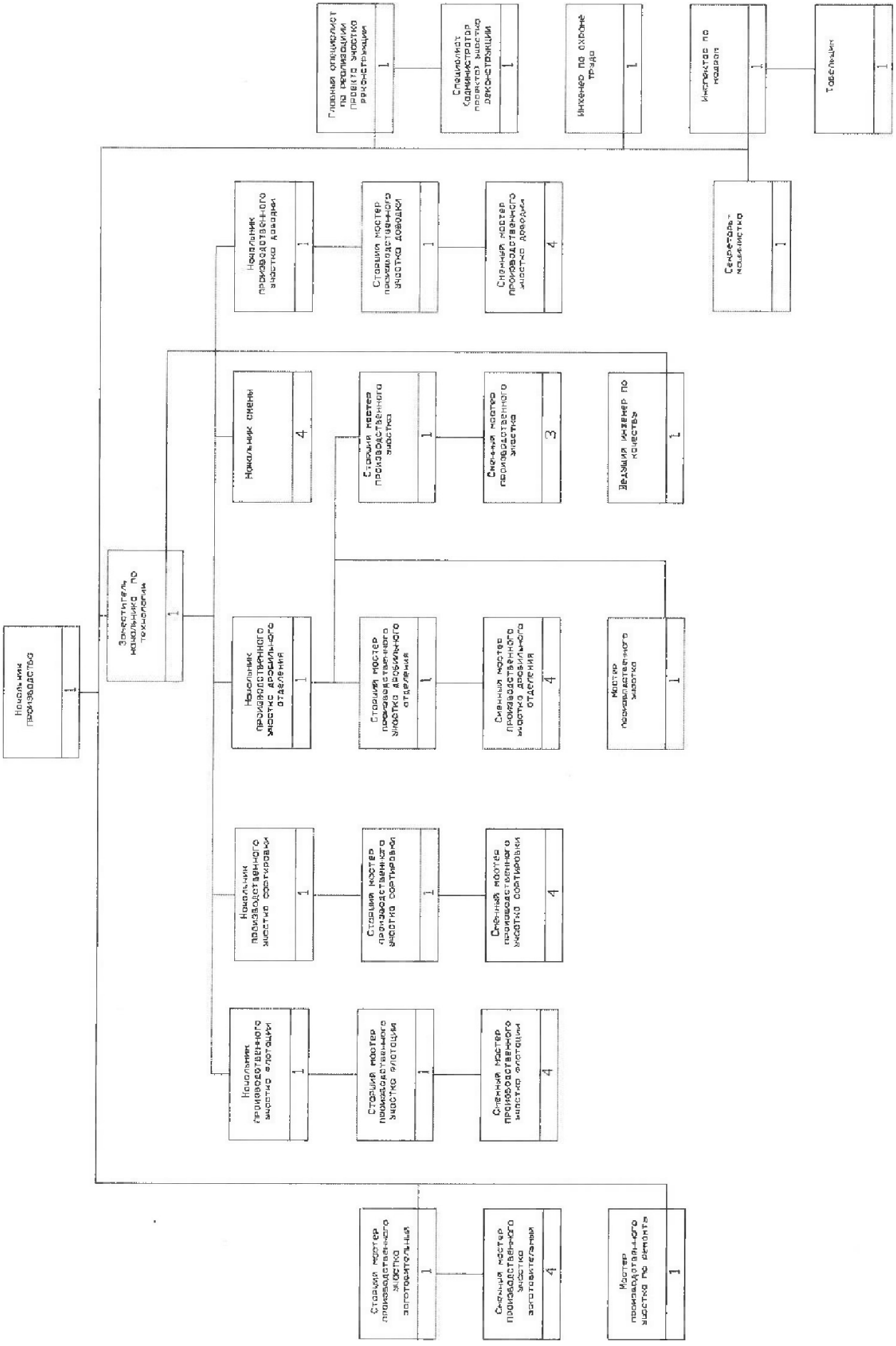
Таблица 1.2 — Потребление электроэнергии по вентиляционному отделению

Месяц	**Поставщик**	**Тариф, руб./кВт**	**Фактическое потребление, МВ т * ч**
Январь	Система собственных нужд	1,5	561,28
Февраль			547,95
Март			568,5
Апрель			601,5
Май			620,3
Июнь			710,6
Июль			760,93
Август			738,2
Сентябрь			683,68
Октябрь			603,91
Ноябрь			595,24
Декабрь			523,62
Итого:			**7515,71**

Таблица 1.3 – Общая характеристика деятельности энергохозяйства вентиляционного отделения в 2018- 2022 годах

Наименование показателя	**Фактическое значение**				
	2018	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**
1	2	3	4	5	6
1. Общее энергопотребление, ** т у. т., в том числе	3,56	3,78	3,84	3,52	3,7
1.1. тепловая энергия, всего, Гкал, в том числе	12,2	12,2	12,2	l 2,2	12,2
1.2. электроэнергии, всего, МВт ч, в том числе	7962,9	7813,4	7835,1	7636,5	7515,7
2. Структура установленной мощности электропотребителей, тыс. кВт	1,37	1,347	1,341	1,259	1,201
2.1. двигательная нагрузка	0,745	0,742	0,741	0,694	0,684
2.2. технологическая нагрузка	0,38	0,36	0,355	0,32	0,29
2.3. освещение	0,045	0,045	0,045	0,045	0,027
2.4. прочие нужды	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
3. Структура электропотребления, тыс. кВт ч					
3.1. двигательная нагрузка	6,5262	6,499	6,491	6,079	5,991
3.2. технологическая нагрузка	3,3288	3,1536	3,1098	2,8032	2,5404
3.3. освещение	0,3942	0,394	0,394	0,394	0,236
3.4. прочие нужды, всего, в том числе	1,752	1,752	1,752	1,752	1,752
3.4.1. Потери	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
4.Цена и тарифы на покупные энергоносители	0,8	1	1,6	1,85	2,01
4.1. тепловая энергия, т. руб /Гкал, в том числе					
4.1.2. горячая вода	267	269	275	269	249
5. Мощность в часы максимума энергосистемы, МВт					
5.1. заявленная по договору	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4
5.2. фактическая	1,47	1,45	1,46	1,35	1,3

1.4 Структурная схема управления электрохозяйством Рефтинской ГРЭС



Заместитель директора предприятия, по производству организует своевременный выпуск качественной продукции службами предприятия, находящимися в его непосредственном подчинении, обеспечивает внедрение в производство новейших методов и систем планирования и организации производства.

Обязанности

1. Повседневное руководство деятельностью цехов, выпускающих продукцию предприятия.

2. Руководство выполнением отдельных заданий по производству продукции на экспорт, целевого назначения.

3. Организация работы по выпуску продукции народного потребления как из полноценного сырья и материалов, так и из отходов производства.

4. Организация, руководство и контроль за работой цехов по сбору отходов черных и цветных металлов.

5. Организация, руководство и контроль за работой цехов по выпуску новых изделий.

6. Обеспечение внедрения и соблюдения утвержденных стандартов и технических условий, а также применения современных средств и методов измерений и испытаний при производстве продукции, обеспечение контроля за состоянием этих средств и соблюдения установленного порядка их использования.

7. Разработка и осуществление мер по повышению качества продукции, систематический анализ ее технического уровня.

8. Разработка предложений и представление их на рассмотрение руководству о снятии с производства, о замене морально устаревшей и не пользующейся спросом продукции.

9. Внедрение в практику работы цехов передовых методов организации и планирования производства, создание условий для высокопроизводительной работы, обеспечение соблюдения законодательства о труде, правил и норм охраны труда, техники безопасности, промышленной санитарии.

10. Подготовка распоряжений по всем вопросам, касающимся его компетенции, в области производства изделий, последовательности изготовления, сроков изготовления и другим, обязательным для исполнения начальником производства, начальниками цехов и участков.

Ответственность

Заместитель директора предприятия по производству несет ответственность за качество и своевременность выполнения возложенных на него настоящим положением обязанностей.

Начальник участка

Начальник участка относится к категории руководителей.

Начальник участка назначается на должность и освобождается от нее приказом генерального директора по представлению начальника цеха начальника производства.

Начальник участка подчиняется непосредственно начальнику цеха начальнику производства.

На должность начальника участка назначается лицо, отвечающее следующим требованиям: высшее или среднее профессиональное (техническое) образование и стаж работы на производстве не менее 3 лет.

На время отсутствия начальника участка его права и обязанности переходят к другому должностному лицу, о чем объявляется в приказе по организации.

Начальник участка должен знать:

- организационно-распорядительные документы, нормативные и методические материалы, касающиеся производственно-хозяйственной деятельности предприятия; перспективы технического развития предприятия;
- технические требования, предъявляемые к продукции участка, технологию ее производства;
- оборудование участка и правила его технической эксплуатации;
- порядок и методы технико-экономического и текущего производственного планирования;

- формы и методы производственно-хозяйственной деятельности участка.

Начальник участка руководствуется в своей деятельности:

- законодательными актами РФ;

- уставом организации, Правилами внутреннего трудового распорядка и другими нормативными актами компании;

- приказами и распоряжениями руководства;

- настоящей должностной инструкцией.

Должностные обязанности начальника участка

Начальник участка выполняет следующие должностные обязанности:

- осуществляет руководство производственно-хозяйственной деятельностью участка.

- обеспечивает выполнение производственных заданий, поставленных перед участком, и выпуск продукции согласно установленным планам.

- проводит работу по предупреждению брака и следит за соблюдением установленных нормативов качества, предъявляемых к выпускаемой продукции.

- организует текущее производственное планирование, учет, составление и своевременное предоставление отчетности о производственной деятельности участка.

- обеспечивает технически правильную эксплуатацию оборудования и других основных средств, выполнение графиков их ремонта.

- координирует работу мастеров, рабочих участка и других подчинённых сотрудников.

- участвует в подборе кадров рабочих и служащих, организует их расстановку па участке.

- контролирует соблюдение работниками правил и норм охраны труда и техники безопасности, производственной и трудовой дисциплины, правил внутреннего трудового распорядка.

- представляет предложения о поощрении отличившихся работников, наложении дисциплинарных взысканий на нарушителей производственной и трудовой дисциплины, применении при необходимости мер материального-воздействия.

- организует работу по повышению квалификации работников участка, проводит воспитательную работу в коллективе.

Начальник участка несет ответственность:

- за невыполнение и/или несвоевременное, халатное выполнение своих

должностных обязанностей.

- за несоблюдение действующих инструкций, приказов и распоряжений по сохранению коммерческой тайны и конфиденциальной информации.

- за нарушение правил внутреннего трудового распорядка, трудовой дисциплины, правил техники безопасности и противопожарной безопасности.

Производственный мастер

Производственный мастер относится к категории руководителей.

На должность мастера назначается лицо, имеющее высшее профессиональное (техническое) образование и стаж работы на производстве не менее 1 года или среднее специальное образование и стаж работы на производстве не менее 5 лет.

Назначение на должность мастера производственного участка и освобождение от нее производится приказом руководителя предприятия.

Мастер производственного участка должен знать:

- нормативные и методические материалы, касающиеся производственно-хозяйственной деятельности участка;

- технические характеристики и требования, предъявляемые к продукции, выпускаемой участком, технологию ее производства;

- оборудование участка и правила его технической эксплуатации;

- формы и методы производственно-хозяйственной деятельности участка;

- трудовое законодательство и порядок тарификации работ и рабочих;

- нормы и расценки на работы и порядок их пересмотра;

- действующие положения по оплате труда и формам материального стимулирования;

- основы экономики, организации производства, труда и управления;

- правила внутреннего трудового распорядка;

- правила и нормы охраны труда, техники безопасности, производственной санитарии и противопожарной защиты;

Во время отсутствия мастера производственного участка (командировка, отпуск, болезнь и пр.) его обязанности исполняет лицо, назначенное в установленном порядке. Данное лицо приобретает соответствующие права и несет ответственность за надлежащее исполнение.

Должностные обязанности:

- обеспечение выполнения участком плановых заданий по объему производства, номенклатуре и ассортименту изделий, изготовление конкурентоспособной продукции.

- обеспечение максимального использования производственных мощностей, полной загрузки и правильной эксплуатации оборудования, производительной работы всех рабочих участков.

- участие в разработке декадных и месячных производственных заданий участку (бригаде) и в соответствии с ними установление задания бригадам и отдельным рабочим.

- обеспечение своевременной подготовки производства материалами, полуфабрикатами, инструментом, приспособлениями, технической

документацией и др. и равномерной работы участка (бригады) в соответствии с установленным заданием.

- систематическая проверка выполнения заданий бригадами и отдельными рабочими, своевременное устранение возникающих неполадок, мешающих нормальному ходу производственного процесса.

- организация решения производственных и социальных вопросов деятельности подразделения (участка).

- систематическое повышение своей квалификации, не реже одного раза в 2-3 года переподготовка в институтах повышения квалификации, на курсах повышения квалификации и т.д.

- контроль за правильным и своевременным оформлением первичных документов в части приема и выдачи работы (наряды, сменные задания и др.), простоя рабочих и оборудования, наряды на сверхурочную работу, сведения о выполнении производственной программы.

- проведение инструктажа подчиненных рабочих, оказание им необходимой помощи в освоении норм выработки и выполнении производственных заданий, особенно в случаях сложности или ответственности выполняемой работы, освоения новых работ.

- проверка соблюдения рабочими технологических процессов и прекращения работы в случаях несоответствия ее установленным технологическим процессам, техническим условиям, чертежам, режимам обработки и др.

- прием первой детали или изделия, изготовленной рабочим на оборудовании, вышедшем из ремонта или после наладки.

- участие в перетарификации работ и в пересмотре норм выработки.

- систематическая проверка состояния оборудования и ограждений, инструктаж рабочих и проверка их знаний правил техники безопасности, промышленной санитарии, пожарной безопасности и правил пользования индивидуальными средствами защиты, контроль за соблюдением рабочими правил и инструкций по охране труда и технике безопасности.

- обеспечение соблюдения работающими трудовой и производственной дисциплины, чистоты и порядка на рабочих местах. Контроль за своевременной вывозкой отходов и готовой продукции,

- обеспечение условий для многостаночного обслуживания и совмещение профессий. Привлечение рабочих к участию в работе производственных совещаний и обсуждению вопросов выполнения установленных участку заданий, опыта передовых рабочих.

- совместно с работниками ОТК проверка в качества технологического процесса, а также изучение причин брака и дефектов, разработка и осуществление мероприятий по их устранению.

- внедрение хозяйственного расчета и коллективного подряда на участке.

Мастер производственного участка несет ответственность за качество и своевременность выполнения возложенных на него обязанностей в пределах трудового законодательства Российской Федерации; за правонарушение и причинение материального ущерба - в пределах административного, гражданского и уголовного законодательства Российской Федерации.

2.1.1 Схема электроснабжения

Система собственных нужд котлотурбинного цеха осуществляет электроснабжение технологических систем нормальной эксплуатации, систем важных для безопасности, систем безопасности, систем управления и контроля парогенераторной и турбогенераторной установок, обеспечивающих:

- работу в нормальных условиях эксплуатации;

- сохранность основного оборудования при потере рабочих и резервных источников питания;

- контроль за состоянием парогенераторной и турбогенераторной установок и необходимое управление и контроль за выполнением основных функций безопасности в случае потери внешних источников электроснабжения рабочих и резервных. Для питания потребителей собственных нужд (с.н.) цеха, а также вспомогательных сооружений предусматривается установка двух спаренных рабочих трансформаторов с расщепленными обмотками низкого напряжения 35/6,3-6.3 кВ. Рабочие трансформаторы с.н. подключаются к ответвлению от блока «генератор-трансформатор» между генераторным выключателем и трансформатором.

2. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ
2.1 Вешнее электроснабжения системы собственных нужд котлотурбинного цеха №1

Ввод рабочего питания с.н. от трансформаторов 4ВВТ01, 4ВВТ02 осуществляется на 4 секции РУСН-6 кВ - 4ВВА, 4ВВВ, 4ВВС, 4ВВD. Объединенные секции 4ВВА, 4ВВВ, 4ВВС, 4ВВD располагаются в этажерке электроустройств машзала.

По классификации СНЭ в соответствии с НП-001-97 (ОПБ-88/97) относится к классу безопасности 4Н и к третьей категории сейсмостойкости по НП-031-01.

К секциям н.э. 4ВВА, 4ВВВ, 4ВВС, 4ВВD подключены: потребители-электродвигатели механизмов, понижающие трансформаторы 6/0,4кВ.

Через понижающие трансформаторы 6/0,4кВ запитаны блочные секции РУСН-0,4кВ турбинного, парогенераторного отделений, а также щиты электрообогрева 0,4кВ.

Все секции РУСН 6 кВ и 0.4 кВ н.э. обеспечены резервированием от резервных трансформаторов посредством автоматического ввода резервного питания (АВР).

2.1.1 Расчет электрических нагрузок

Электрические нагрузки систем электроснабжения определяют для выбора числа и мощности силовых трансформаторов, мощности и места подключения компенсирующих устройств, выбора и проверки токоведущих элементов по условиям допустимого нагрева, расчёта потерь и колебании напряжения и выбора защиты.

Под максимальной (расчётной) нагрузкой понимают наибольшее значение нагрузки элементов системы электроснабжения (СЭС), усреднённое на интервале времени, за которое температура этих элементов достигает установившегося значения.

В данном разделе расчёт электрических нагрузок производим методом коэффициента спроса. Поскольку к подстанции электроснабжения собственных нужд подключаются потребители 1 категории, то принимаем схему электроснабжения с неявным резервированием с двумя секциями шин.

При распределении потребителей по секциям ГПП необходимо учесть, чтобы суммарная мощность электроприемников 1 секции была приблизительно равна суммарной мощности 2 секции.

Суммарная номинальная мощность одновременно работающих электроприемников:

$$\Sigma P_н = P_{н \cdot n} \qquad (2.1.1)$$

где: $P_н$ - номинальная мощность, кВт
n — количество одновременно работающих электроприемников.

По справочнику, в зависимости от технической группы электроприемников, определяем коэффициенты спроса $K_с$, и мощности $COS\phi_м$ в режиме получасового максимума (для трансформаторов используется значение коэффициента загрузки $K_з$, который близок с коэффициентом спроса по своему смыслу).

Определяем активную, реактивную и полную мощности:

$$P_м = \Sigma$$

(2.1.2)

$$P_м = 762 \cdot 0{,}7 = 533{,}4\ кВт$$

$$Q_м = P_м \cdot tg\varphi_м \qquad (2.1.3)$$

$$= 533{,}4 \cdot 0{,}75 = 400\ квар$$

$$S_м = \sqrt{P_м^2 + Q_м^2} \qquad (2.1.4)$$

$$S_м = \sqrt{533{,}4^2 + 400^2} = 667\ кВА$$

По данным таблицам для разных потребителей определяем сумму номинальных мощностей $\Sigma P_н$, а также суммы активных $\Sigma P_{м1}$, реактивных $\Sigma Q_{м1}$ и полных $S_{м1}$ мощности потребителей по первой секции шин.

Определим суммарные мощности с учетом коэффициента разновременности максимумов $K_{РМ}$ который учитывает несовпадение максимумов отдельных технологических групп в общем получасовом максимуме

$$P_{м1р} = K_{рм} \cdot \Sigma P_{м1} \qquad (2.1.5)$$

$$P_{м1р} = 0{,}9 \cdot 5017{,}4 = 4516\ кВт$$

$$Q_{м1р} = \Sigma Q_{v1} \qquad (2.1.6)$$

$$Q_{м1р} = 3831\ квар$$

$$S_{м1р} = \sqrt{P_{м1}^2 + Q_{м1}^2} \qquad (2.1.7)$$

$$S_{м1р} = \sqrt{4516^2 + 3831^2} = 5922\ кВА$$

Для второй секции расчет ведется аналогично и результаты заносятся в таблицу 2.1.1.

Таблица 2.1.1. Формуляр нагрузок потребителей по секциям

№	Наименование технологической группы электроприемников	Номинальная мощность Электроприемников Рн /Sн кВт	Кол-во электроприемников n, шт.	Суммарная мощность Потребителей Рн /Sн, кВт	Расчетные коэффициенты		Расчетная мощность				Ожидаемый годовой расход энергии	
					Спроса Кс	Мощности cos ф	Рм. кВт	Qм квар	Sм, кВА	Тм, ч/год	Wа, мВт\ч	Wр, Мвар\ч
1 секция												
1	4BEA	762	1	762	0,7	0,8	533,4	400	667			
2	4BDA	825	1	825	0,7	0,8	577,5	433	721			
3	4BFN	692	1	692	0,7	0,78	484,4	388	621			
4	4BFA	655	1	655	0,7	0,76	458,5	392	603			
5	4BHA	723	1	723	0,7	0,8	506	379,5	633			
6	4BHE	712	1	712	0,7	0,82	498,4	349	608			
7	4BHJ	823	1	823	0,7	0,84	576	374,4	687			
8	4BHN	764	1	764	0,7	0,8	534,8	401	668			
9	4BFE	632	1	632	0,7	0,75	442,4	389	589			
10	4BCA	580	1	580	0,7	0,78	406	325	520			
ИТОГО ПО ПЕРВОИ СЕКЦИИ:							5017,4	3831	6317			
С учетом разновременности максимума:							4516	3831	5922			
С учетом компенсации 2-мя конденсаторными батареями УКJI-6,3-1350У3							4516	1131	4656			
2 секция												
l	4BFF	654	1	654	0,7	0,8	457,8	343	572			
2	4BFK	847	1	847	0,7	0,8	593	445	741			
3	4BFB	742	1	742	0,7	0,78	519,4	416	665			
4	4BKB	678	1	678	0,7	0,76	474,6	406	625			
5	4BHB	695	1	695	0,7	0,8	483,5	416	640			
6	4BHF	716	1	716	0,7	0,82	501	351	612			
7	4BHK	800	1	800	0,7	0,84	560	364	668			
8	4BHP	635	1	635	0,7	0,8	444,5	333,4	556			
9	4BFP	702	1	702	0,7	0,75	491,4	432	654			
10	4BCB	658	1	658	0,7	0,78	461	369	590			
ИТОГО ПО ВТОРОИ СЕКЦИИ:							4989,2	3875,4	6323			
С учетом разновременности максимума :							4490	3875 34	593 l			
С учетом компенсации 2-мя конденсаторными батареями УКJI-6,3-1350У3							**4490**	**1175,4**	**4641**			

Продолжение таблицы 2.1.1

3 секция												
1	4BDN	692	1	692	0,7	0,8	484,4	363,3	606			
2	4BFQ	655	1	655	0,7	0,8	458,5	344	573			
3	4BFG	723	1	723	0,7	0,78	506,1	405	648			
4	4BFC	712	1	712	0,7	0,8	498,4	374	623			
5	4BHG	823	1	823	0,7	0,8	576	432	720			
6	4BHL	764	1	764	0,7	0,78	534,8	428	685			
7	4BHQ	702	1	702	0,7	0,76	491	420	646			
8	4BEC	687	1	687	0,7	0,8	481	361	601			
9	4BCC	806	1	806	0,7	0,8	564,2	423	705			
ИТОГО ПО ТРЕТЬЕЙ СЕКЦИИ:							3594	3550	5806			
С учетом разновременности максимума:							4135	3550	5450			
С учетом компенсации 2-мя конденсаторными батареями УКЛ1-6,3-1350У3							4135	850	4221			
4 секция												
l	4BFR	678	1	678	0,7	0,77	474.6	406	625			
2	4BFH	695	1	695	0,7	0,8	486.5	365	608			
3	4BFM	716	1	716	0,7	0,78	501	401	642			
4	4BFD	800	1	800	0,7	0,76	560	479	737			
5	4BHD	635	1	635	0,7	0,8	445	333	556			
6	4BHH	702	1	702	0,7	0,8	491	369	615			
7	4BKD	687	1	687	0,7	0,8	481	361	601			
8	4BCD	806	1	806	0,7	0,78	562	451	723			
ИТОГО ПО ЧЕТВЕРТОЙ СЕКЦИИ:							4003,1	3166	5107			
С учетом разновременности максимума :							3603	3166	4796			
С учетом компенсации 2-мя конденсаторными батареями УКЛ1-6,3-1350У3							3603	4658	3633			
ИТОГО ПО ГПП							**16744**	**3622,2**	**17151**	**700011**	**117208**	**17881**

2.1.3 Расчет и выбор средств компенсации реактивной мощности

Определим существующее значение $tg\varphi_{м.р.}$:

(2.2.8)
$$tg\varphi_{м.р.}=\frac{Q_{м1р}}{P_{м1р}}$$
$$tg\varphi_{м.р.}=\frac{3831}{4516}=0,848$$

Определяем мощность компенсирующего устройства:

$$Q_К=P_{МР}\left(tg\varphi_{СВ}-tg\varphi_К\right)=4516\cdot\left(0,848-0,33\right)=2339\,квар \quad (2.1.9)$$

где, $P_{мр}$- среднегодовая активная нагрузка предприятия, кВт

$tg\varphi_{СВ}, tg\varphi_К$ - средневзвешенный (расчет за год) и нормативный коэффициенты реактивной мощности, кВт·ч [5].

Для компенсации реактивной мощности потребителей первой секции подстанции принимаем два компенсирующих устройства марки 2УКЛ57- 6,3-1350У1, 2х1350 квар [6].

Для второй, третьей и четвертой секции расчет и выбор аналогичны и сводятся в таблицу 1.

Годовой расход активной энергии, кВт ч:

$$\Sigma W_Г=T_М\cdot\Sigma P_р=7000\cdot16744=117208\cdot10^3\,кВт\cdot ч \quad (2.1.10)$$

где $T_М$- время использования максимальных активных нагрузок в течение года, ч, $T_М$=7000 ч [1].

Годовой расход реактивной энергии, квар·ч:

$$\Sigma W_Г=(1.1\div1.15)T_М\cdot\Sigma Q_Р=1,1\cdot7000\cdot3622,2=27891\cdot10^3\,квар\cdot ч \quad (2.1.11)$$

Коэффициент мощности учетом компенсации и разновременности максимумов по двум секциям:

(2.1.12)
$$\cos\phi_m=\frac{P_{м.р}}{S_{м.р.к}}=\frac{16744}{17151}=0,98$$

2.1.4 Расчет мощности и выбор силовых трансформаторов ГПП

Мощность силовых трансформаторов для ГПП выбираем с учетом их перегрузочной способности и требований по резервированию, кВА:

$$S_P = \frac{S_{M.CH} + S_M}{K_П} = \frac{17151 + 65000}{1{,}4} = 58679\,кВА \quad (2.1.14)$$

где, $K_П$ - коэффициент допустимой перегрузка трансформатора в аварийном режиме, $K_П \leq 1{,}4$

Выбираем трансформаторы так, чтобы каждый из них по мощности был близок к расчетной нагрузке.

$S_H \geq S_P$

63000 кВА > 58679 кВА

Принимаем к установке два трансформатора ТРДНС-63000/35 [8] Технические данные трансформатора ТРДНС-63000/35 приняты по ГОСТ 12965-85 и приведены в таблице 2.1.2.

Таблица 2.1.2- Технические данные трансформатора ТРДНС-63000/35

Наименование	Обозначение	Значения
Номинальная мощность	S_H	63000 кВА
Напряжение на обмотке В.Н.	$U_{ВН}$	36,75 кВ
Напряжение на обмотке Н.Н.	$U_{НН}$	6,3 кВ
Потери холостого хода	P_{XX}	50 кВт
Потери короткого замыкания	$P_{КЗ}$	250 кВт
Напряжение короткого замыкания	$U_{КЗ}$	11,5%
Ток холостого хода	I_{XX}	0,3 %

Коэффициент фактической загрузки трансформаторов:

$$K_З = \frac{S_P}{2 \cdot S_H} = \frac{58679}{2 \cdot 63000} = 0{,}464 \quad (2.1.15)$$

где S_H - номинальная мощность трансформатора, кВА.

Коэффициент экономической загрузки трансформатора:

$$K_{ЭЭ}=\sqrt{\frac{\Delta P_{XX}+K_{ПП}\cdot\Delta Q_{XX}}{\Delta P_{КЗ}+K_{ПП}\cdot\Delta Q_{КЗ}}}=\sqrt{\frac{82+0,07\cdot504}{300+0,07\cdot7560}}=0,376 \quad (2.1.16)$$

где, ΔP_{XX} - потери мощности холостого хода, кВт [табл. 3.2];

$\Delta P_{КЗ}$ - потери мощности при коротком замыкании, кВт [табл.3.2];

$K_{ПП}$ - коэффициент повышения потерь, кВт-квар, $K_{ПП}$=0,06-0,08;

Q_{XX} - реактивная мощность холостого хода, квар,

$$\Delta Q_{XX}=0,01\cdot I_{XX}\cdot S_H=0.01\cdot0.3\cdot63000=189\ квар; \quad (2.1.17)$$

$Q_{КЗ}$ - реактивная мощность, потребляемая трансформатором при номинальной нагрузке, квар.

$$\Delta Q_{КЗ}=0,01\cdot U_{КЗ}\cdot S_H=0,01\cdot11,5\cdot63000=7245\ квар \quad (2.1.18)$$

$I_{КЗ}$ - ток холостого хода трансформатора, % [табл. 2];

$U_{КЗ}$ - напряжение короткого замыкания трансформатора, % [8].

2.1.5 Электрические расчеты линии электропередач

Выбор линий напряжением 35 кВ
Выбор сечения по нагреву токами нагрузки.

Расчетный ток нагрузки для трансформаторов:

$$I_{расчНР}=\frac{K_{ЗН}\cdot S_{тр1(2)}}{\sqrt{3}\cdot U_H}=\frac{0,7\cdot63000}{1,73\cdot35}=728\ A \quad (2.1.19)$$

$$I_{расчГПП}=\frac{S_{нГПП}}{\sqrt{3}\cdot U_H}=\frac{58679}{1,73\cdot35}=969\ A$$

где, S_H - номинальная полная мощность трансформатора, кВА

U_H - номинальное напряжение сети, кВ.

$I_{дл.доп}\geq I_p$

1125А ≥969А

$$K_{ПАВ} = \frac{I_{расчГПП}}{I_{дл.доп}} = \frac{969}{3 \cdot 375} = 0,86 \leq 1,3$$

где $I_{дл.доп}$ = 1125 А для провода 3хАС-120 мм^2 [11].

Выбор сечения проводников по условиям механической прочности и образовании короны.

Проверка: по условиям проверки $K_{ЗН} \leq 0,7$; а $K_{ПАВ} \leq 1,3$.

Окончательно принимаем провод 3хАС-120.

На термическую стойкость провода воздушных ЛЭП не проверяют.

Определяем активное сопротивление всей линии.

$R=r_0 \cdot L/n$ (2.1.20)

r_0 – удельное активное сопротивление, r_0 =0,24 Ом/км для АС-120;

L- длина провода, км.

R=0,24·5/3=0,4 Ом

Определяем реактивное сопротивление всей линии

$X=x_0 \cdot L/n$ (2.1.21)

x_0 – удельное активное сопротивление, x_0=0,534 Ом/км для АС-120 [12];

L- длина провода, км.

X=0,534·5/3=0,89 Ом

Проверяем выбранный провод на допустимую потерю напряжения

$$\Delta U_c = \sqrt{3} \cdot I_p \left(R \cdot cos\varphi_{мр} + X \cdot sin\varphi_{мр} \right) \quad (2.1.22)$$

$$\Delta U_c = \sqrt{3} \cdot 969 \left(0,4 \cdot 0,98 + 0,89 \cdot 0,14 \right) = 870 \ \ B$$

Определяем потерю напряжения в процентах

$$\Delta U_c, \% = \frac{\Delta U_c}{U_н} \cdot 100\% \quad (2.1.23)$$

$$\Delta U_c, \% = \frac{870}{35000} \cdot 100\% = 2,5\%$$

Вывод: так как потеря напряжения не превышает допустимого значения, то сечение провода выбрано правильно. Окончательно выбирает вариант 3хАС-120.

Потеря напряжения в ЛЭП не превышает 5%

$$\Delta U_{доп},\% = 5\% \geq \Delta U_{с},\% = 2{,}5\%$$

2.1.6 Выбор линий напряжением 6 кВ

Выбор и расчет отходящих линий производим по длительно допустимому току нагрузки каждого потребителя.

Выбор сечения осуществляем по экономической плотности тока, которая зависит от числа часов использования максимума нагрузки и материала проводника.

Расчетный ток определяется по следующей формуле

$$I_{мр} = \frac{P_{мр}}{\sqrt{3} \cdot U_{н} \cdot Cos\varphi} \qquad (2.1.24)$$

Экономические наиболее выгодное сечение жилы кабеля

$$S_{эк} = \frac{I_{мр}}{J_{эк}} \qquad (2.1.25)$$

где: $J_{ЭК}$=1,4 А/мм^2 — экономическая плотность тока, нормирования ПУЭ, [4], стр. 29, таб.31.

Выбираем кабели марки ААШВ и проверяем выбранный кабель и провод по длительно-допустимому току [11]

$$I_{дл.доп} \geq I_{мр} \qquad (2.1.26)$$

Проверка по допустимой потере напряжения

Определяем активное сопротивление линии, Ом

$$R = r_0 l,$$

где: r_0 – удельное активное сопротивление 1 км линии [12],

l - длина линии, км.

$$X = x_0 l,$$

где: x_0 – удельное активное сопротивление 1 км линии [12].

Допустимая потеря напряжения кабеля

Относительные потери напряжения

$\Delta U\% = \Delta U / U_н \cdot 100\% < 5\%$,

Выбранное сечение проходит на допустимое падение напряжения.

Составляем таблицу результатов расчета.

Таблица 2.1.3 Выбор кабелей напряжения 6 кВ

Наименование потребителя	Мощность	$I_{н.р}$, А	r_0, Ом/км	x_0, Ом/км	l, м	ΔU%	$S_{эк,мм^2}$	$S_{ст,мм^2}$	$I_{дл.доп.}$ А
4BEA	762	92	0,3	0,072	200	0,15	66	70	190
4BDA	825	99,4	0,3	0,072	300	0,24	70	70	190
4BFN	692	83,4	0,3	0,072	400	0,27	60	70	190
4BFA	655	79	0,3	0,072	250	0,16	56	70	190
4BHA	723	87	0,3	0,072	200	0,14	62	70	190
4BHE	712	86	0,3	0,072	300	0,21	61	70	190
4BHJ	823	99	0,3	0,072	300	0,24	70	70	190
4BHN	764	92	0,3	0,072	400	0,30	66	70	190
4BFE	632	76	0,3	0,072	260	0,16	54	70	190
4BCA	580	70	0,3	0,072	320	0,18	51	70	190
4BFF	654	79	0,3	0,072	200	0,13	56	70	190
4BFK	847	102	0,222	0,069	220	0,14	73	95	225
4BFB	742	90	0,3	0,072	260	0,19	64	70	190
4BKB	678	82	0,3	0,072	300	0,20	59	70	190
4BHB	695	84	0,3	0,072	310	0,21	60	70	190
4BHF	716	86	0,3	0,072	270	0,19	61	70	190
4BHK	800	96,4	0,3	0,072	250	0,20	69	70	190
4BHP	635	76,5	0,3	0,072	340	0,21	55	70	190
4BFP	702	85	0,3	0,072	190	0,13	61	70	190
4BCB	658	80	0,3	0,072	500	0,33	57	70	190
4BDB	692	83	0,3	0,072	470	0,32	60	70	190
4BFQ	655	79	0,3	0,072	250	0,16	56	70	190
4BFG	723	87	0,3	0,072	400	0,28	62	70	190
4BFC	712	86	0,3	0,072	250	0,18	61	70	190
4BHG	823	99	0,3	0,072	200	0,16	70	70	190
4BHL	764	92	0,3	0,072	340	0,26	66	70	190
4BHQ	702	85	0,3	0,072	310	0,22	61	70	190
4BEC	687	83	0,3	0,072	270	0,18	60	70	190
4BCC	806	97	0,3	0,072	170	0,13	70	70	190

потребителя	ность	$I_{н.р}$, А	Ом/км	Ом/км	l, м	ΔU%	$S_{эк,мм}$	$S_{ст,мм}$	. А
4BFR	678	82	0,3	0,072	220	0,15	59	70	190
4BFH	695	84	0,3	0,072	300	0,21	60	70	190
4BFM	716	86	0,3	0,072	300	0,21	61	70	190
4BFD	800	96,4	0,3	0,072	400	0,31	69	70	190
4BHD	635	77	0,3	0,072	260	0,16	55	70	190
4BHH	702	85	0,3	0,072	300	0,21	61	70	190
4BKD	687	83	0,3	0,072	200	0,14	59	70	190
4BCD	806	97	0,3	0,072	180	0,14	70	70	190

где: $I_{дл.доп.}$ - дополнительно допустимый ток выбранного кабеля, А;

$S_{сп}$ - стандартное сечение кабеля, мм^2.

Выбранные линии на устойчивость к токам короткого замыкания проверяем после расчетов токов короткого замыкания.

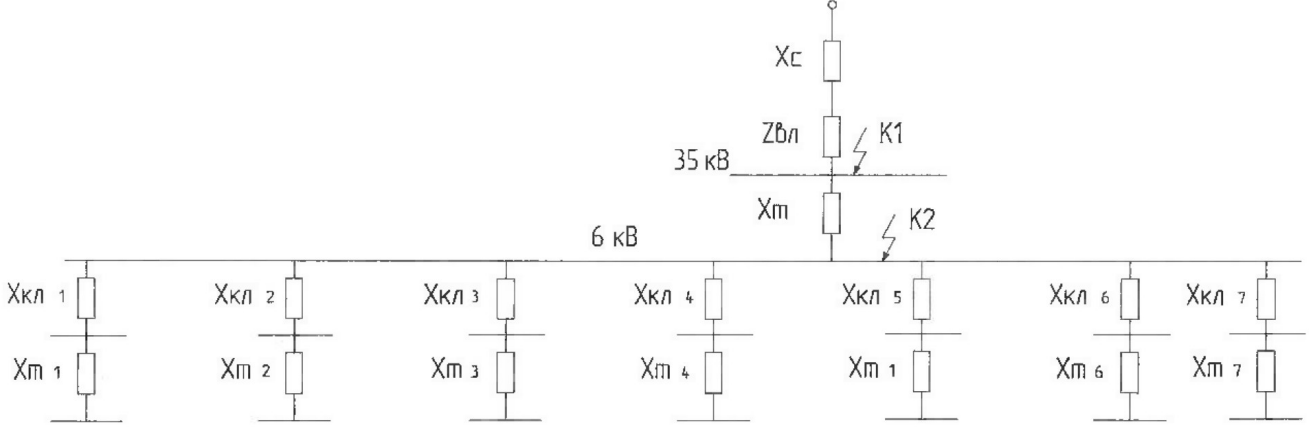


Рисунок 3.1 Расчетная схема токов короткого замыкания

Принимаем базисную мощность: $S_б$=1000МВА.

Находим сопротивления расчетной схемы, приводя их к базисным величинам.

Сопротивление системы

$$X_c = \frac{S_б}{S_{кс}} = \frac{1000}{1000} = 1 \ \ o.e \qquad (2.1.40)$$

Сопротивление воздушной линии

$$X_{вл} = X_0 \cdot L \frac{S_б}{U_{б1}^2} = 0{,}178 \cdot 5 \cdot \frac{1000}{37^2} = 0{,}65 \ \ o.e. \qquad (2.1.41)$$

где X_0=0,534/3 Ом/км [12];

$$R_{вл} = R_0 \cdot L \frac{S_б}{U_{б1}^2} = 0{,}08 \cdot 5 \cdot \frac{1000}{37^2} = 0{,}3 \ \ o.e. \qquad (2.1.42)$$

где R_0=0,24/3 Ом/км;

$$Z_{вл} = \sqrt{X_{вл^2} + R_{вл^2}} = \sqrt{0{,}65^2 + 0{,}3^2} = 0{,}72 \ \ o.e. \qquad (2.1.43)$$

Полное сопротивление точки К1.

$$Z_{K1} = \sqrt{\left(X_C + X_{вл}\right)^2 + R_{вл^2}} = \sqrt{\left(1 + 0{,}65\right)^2 + 0{,}3^2} = 1{,}68 \ \ o.e.$$

$$U_{б1} = 1{,}05 \cdot U_{ф1} = 1{,}05 \cdot 35 = 37 \ \ кВ \qquad (2.1.44)$$

$$U_{б2} = 1{,}05 \cdot U_{ф2} = 1{,}05 \cdot 6 = 6{,}3 \ \ кВ$$

Сопротивление трансформатора 35/6 $X_т$

$$I_{б1} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{б1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15{,}6 \ \ o.e. \qquad (2.1.46)$$

$$I_{б2} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{б2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6{,}3} = 91{,}7 \ \ o.e.$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1, кА

$$I_{к1^{(3)}} = \frac{I_{б1}}{Z_{к1}} = \frac{15{,}6}{1{,}68} = 9{,}33 \ \ кА \qquad (2.1.47)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1, кА

$$I_{к2^{(3)}} = \frac{I_{б2}}{Z_{к2}} = \frac{91{,}7}{3{,}5} = 26{,}2 \ \ кА \qquad (2.1.48)$$

Ударный ток, кА

$$i_{у1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{к1} = \sqrt{2} \cdot 1{,}717 \cdot 9{,}33 = 22{,}65 \ \ кА \qquad (2.1.49)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент $k_{уд}$=1,717 для энергосистемы и ВЛ 35 кВ, $k_{уд}$=1,37 для кабельных сетей 6 (10) Кв табл. 45.5 [4].

$$i_{у2} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{к2} = \sqrt{2} \cdot 1{,}37 \cdot 26{,}2 = 51 \ \ кА$$

Определяем фактическое время действия тока короткого замыкания

$t_ф = t_з + t_в$

где: $t_з$=0,1 с – время срабатывания защиты;

$t_н$=0,15 – время действия выключателя.

$t_ф$=0,2+0,15=0,35 с

$t_ф = t_з + t_в$=0,1+0,15=0,25 с

Определяем минимальное допустимое сечение проводника

$$S_{мин} = \frac{I_{кз}\sqrt{t_ф}}{C}$$

где: $C = 95\frac{A \cdot c^2}{мм^2}$ – коэффициент термической стойкости;

$I_{кз}$ – сверхпереходный ток короткого замыкания на шинах напряжение 6 кВ, А

$$S_{мин} = \frac{26200 \cdot \sqrt{0{,}25}}{95} = 95\ мм^2$$

Так как все выбранные сечения кабелей меньше минимально допустимого, то кабели выбраны неправильно и не выдержат ток короткого замыкания в течение времени срабатывания защиты и автоматического выключателя. Поэтому выбираем сечение кабеля большего сечения.

Таблица 2.1.4. Выбор кабелей напряжения 6 кВ

Наименование потребителя	Мощность	$I_{н.р}$, А	r_0, Ом/км	x_0, Ом/км	l, м	ΔU%	$S_{эк,мм^2}$	$S_{ст,мм^2}$	$I_{дл.доп.}$ А
BEA	762	92	0,3	0,072	200	0,15	66	95	225
4BDA	825	99,4	0,3	0,072	300	0,24	70	95	225
4BFN	692	83,4	0,3	0,072	400	0,27	60	95	225
4BFA	655	79	0,3	0,072	250	0,36	56	95	225
4BHA	723	87	0,3	0,072	200	0,14	62	95	225
4BHE	712	86	0,3	0,072	300	0,21	61	95	225
4BHJ	823	99	0,3	0,072	300	0,24	70	95	225
4BHN	764	92	0,3	0,072	400	0,30	66	95	225
4BFE	632	76	0,3	0,072	260	0,16	54	95	225
4BCA	580	70	0,3	0,072	320	0,18	51	95	225
4BFF	654	79	0,3	0,072	200	0,13	56	95	225
4BFK	847	102	0,222	0,069	220	0,14	73	95	225
4BFB	742	90	0,3	0,072	260	0,19	64	95	225
4BKB	678	82	0,3	0,072	300	0,20	59	95	225
4BHB	695	84	0,3	0,072	310	0,21	60	95	225
4BЮ	716	86	0,3	0,072	270	0,19	61	95	225
4BHK	800	96,4	0,3	0,072	250	0,20	69	95	225
4BHP	635	76,5	0,3	0,072	340	0,21	55	95	225

2.1.8 Выбор основного оборудования подстанции

Выбор основного оборудования подстанции осуществляем по номинальным значениям тока и напряжения, роду установки и условиям работы.

Коммутационные аппараты проверяют по коммутационной способности в номинальном и аварийном режимах работы.

Также коммутационные аппараты проверяют на стойкость при сквозных токах К.З.

Трансформаторы тока выбираются по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки, классу точности и проверяются по электродинамической и термической стойкости к токам К.З.

Трансформаторы напряжения выбираем по номинальному напряжению первичной обмотки, классу точности, схеме соединения обмоток и конструктивному исполнению.

Оборудование для подстанции собственных нужд выбираем на ОРУ-35 кВ, и на стороне низшего напряжения ЗРУ-6 кВ.

4BFF	702	83	0,3	0,072	190	0,13	61	95	225
4BGB	658	80	0,3	0,072	500	0,33	57	95	225
4BDB	692	83	0,3	0,072	470	0,32	60	95	225
4BFQ	655	79	0,3	0,072	250	0,16	56	95	225
4BEG	723	87	0,3	0,072	400	0,28	62	95	225
4BFC	712	86	0,3	0,072	250	0,18	61	95	225
4BHG	823	99	0,3	0,072	200	0,16	70	95	225
4BHL	764	92	0,3	0,072	340	0,26	66	95	225
4BHQ	702	85	0,3	0,072	310	0,22	61	95	225
4BEC	687	83	0,3	0,072	270	0,18	60	95	225
4BCC	806	97	0,3	0,072	170	0,13	70	95	225
4BFB	678	82	0,3	0,072	220	0,15	59	95	225
4BFH	695	84	0,3	0,072	300	0,21	60	95	225
4BFM	716	86	0,3	0,072	300	0,21	61	95	225
4BFD	800	96,4	0,3	0,072	400	0,31	69	95	225
4BHD	635	77	0,3	0,072	260	0,16	55	95	225
4BHH	702	85	0,3	0,072	300	0,21	61	95	225
4BKD	687	83	0,3	0,072	200	0,14	59	95	225
4BCD	806	97	0,3	0,072	180	0,14	70	95	225

2.1.8.1 Выбор оборудования на стороне 35 кВ

Вся высоковольтная аппаратура, принятая к установке и все токоведущие части выбраны по номинальным значениям параметров и проверены на динамическую и термическую устойчивость в режиме короткого замыкания.

При выборе выключателей допустимо производить их выбор по важнейшим параметрам:

- по напряжению установки $U_{ном.в} \le U_{ном.у}$

- по длительному току $I_{max} < I_{ном.в}$

- по отключающей способности $I_{n,\tau} < I_{откл,ном}$

- по отключающей способности апериодической составляющей тока КЗ

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o} \cdot e^{-\frac{\tau}{Ta}} = \le i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot \frac{I_{откл.ном}}{100}$$

$$\sqrt{2}\cdot I_{отк.ном}\left(1+\frac{\beta_{ном}}{100}\right)\geq\sqrt{2}\cdot I_{п,\tau}+i_{а.\tau}$$

- по электродинамической стойкости $I_{уд} < i_{дин}$, $I_{дин} \geq I_{п.о}$

- по термической стойкости $B_к = I^2_{п.о}(t_{отк}+T_а) < I^2_{тер}\cdot t_{тер}$

$t_д = t_{уст} + t_{выкл}$

Рассчитываем ток максимальный

$$I_{max}=\frac{1{,}4\cdot S_{нт}}{\sqrt{3}\cdot U_{ном.}} \qquad (2.1.50)$$

где $S_{нт}$ – мощность трансформатора; $U_{ном.у}$ – номинальное напряжение установки.

$$I_{max}=\frac{1{,}4\cdot 63000}{\sqrt{3}\cdot 35}=1457\ \ A$$

Находим апериодическую составляющую тока КЗ

$$i_{а.\tau}=\sqrt{2}\cdot I_{п.о}\cdot e^{-\frac{\tau}{Ta}}=\sqrt{2}\cdot 9{,}33\cdot e^{\frac{-0{,}06}{0{,}05}}=0{,}819\ \ кА \qquad (2.1.51)$$

где $I_{п.о}$ – периодическая составляющая токов короткого замыкания;

Та – постоянная времени затухания апериодической составляющей.

Определяем номинальное допустимое значение апериодической составляющей

$$i_{а.ном}=\frac{\sqrt{2}\cdot\beta_{ном}\cdot I_{отк.ном}}{100}=\frac{\sqrt{2}\cdot 32\cdot 12{,}5}{100}=5{,}68\ \ кА \qquad (2.1.52)$$

где $\beta_{ном}$ – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе;

$I_{отк.ном}$ – номинальный ток отключения.

Рассчитываем тепловой импульс тока КЗ

$$B_к = I^2_{п.о}(t_П+T_а)=9{,}33^2\cdot(1{,}25+0{,}05)=113{,}2\,кА^2\cdot с \qquad (2.1.53)$$

$$B_{к.в}=I^2_{тер}\cdot t_{откл}=12{,}5^2\cdot 1{,}25=195{,}3\,кА^2\cdot с \qquad (2.1.54)$$

Выбираем выключатель ВГБЭ-35 [13]

Расчетные данные цепи	Условия выбора	Каталожные данные выключателя
$U_{ном.у}$ = 35 кВ	≤	$U_{ном.в}$ = 35 кВ
I_{max} =1457 А	≤	$I_{ном.в}$ = 2000 А
$I_{п,т}$ = 9,33 кА	≤	$I_{отк,ном}$ = 12,5 кА
$i_{а.т}$ = 0,819 кА	≤	$i_{а.ном}$ = 5,68 кА
$I_{п.о}$ = 9,33 кА	≤	$I_{дин}$ =12,5 кА
$i_{уд}$ = 22,65 кА	≤	$i_{дин}$ = 40 кА
$B_к$ = 113,2 кА^2·с	≤	$B_к$ = 195,3 кА^2·с

Выбор разъединителя производиться аналогично, как и выключатель только не проверяем на отключающую способность.

Выбираем разъединитель РРЗ-35/2000УЗ [13].

Таблица 2.1.5 – Выбора разъединителя

Расчетные данные цепи	Условия выбора	Каталожные данные выключателя
$U_{ном.у}$ = 35 кВ	≤	$U_{ном.в}$ = 35 кВ
I_{max} =1457 А	≤	$I_{ном.в}$ = 2000 А
$I_{п.о}$ = 9,33 кА	≤	$I_{дин}$ =31,5 кА
$i_{уд}$ = 22,65 кА	≤	$i_{дин}$ = 80 кА
$B_к$ = 113,2 кА^2·с	≤	$B_к$ = 195,3 кА^2·с

Трансформаторы тока выбирают:

- по напряжению установки: $U_{уст} < U_{nom}$;

- по току: $I_{max} < I_{nom}$, $I_{норм} < I_{nom}$;

- номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, т.к. недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей;

- по конструкции и классу точности;

- по вторичной нагрузке: $Z < Z_{ном}$.

Выбираем трансформатор тока типа ТФЗМ 35АУ1 с $К_{тт}$ = 400/5.

Класс точности: 10Р.

Таблица 2.1.6 – Выбора трансформатора тока [14]

Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{уст}$ = 35 кВ	35 кВ
I_{max} = 1457 А	1500 А
$I_{у}$ = 22,65 кА	84 кА
$B_{к}$ = 13 $кА^2 \cdot с$	$15^2 \cdot 3 = 675$ $кА^2 \cdot с$
R = 0,81 Ом	$R_n = \frac{S_n}{I^2} = \frac{30}{5^2} = 1{,}2$ *Ом*

ТИ на проектируемой подстанции необходим для работы линейных защит, для работы и контроля АПВ, а также для работы фиксирующих приборов.

Трансформаторы напряжения выбирают:

- по напряжению установки: $U_{уст} < U_{nom}$;

- по конструкции и схеме соединения обмоток;

- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

При этом следует иметь ввиду, что для однофазных трансформаторов, соединенных в звезду, следует взять суммарную мощность всех трех фаз, а для соединенных по схеме открытого треугольника — удвоенную мощность трансформатора.

Если вторичная нагрузка превышает номинальную мощность в выбранном классе точности, то устанавливают второй трансформатор напряжения и часть приборов присоединяют к нему.

Выбираем трансформатор напряжения НКФ-35, $U_{ном}$ = 35 кВ, $S_{ном}$ = 400 кВА [14].

Рассчитываем ток максимальный по формуле

$$I_{max} = \frac{S_N}{1{,}73} \cdot U_N = \frac{63000}{1{,}73} \cdot 6 \cdot 2 = 3035 \ \ A \qquad (2.1.55)$$

Находим апериодическую составляющую тока КЗ по формуле (2.1.56)

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o} \cdot e^{-\frac{\tau}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 26{,}2 \cdot e^{\frac{-0{,}06}{0{,}05}} = 11 \ \ кА$$

Определяем номинальное допустимое значение апериодической составляющей по формуле (2.42)

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{отк.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 24 \cdot 50}{100} = 17 \ \ кА$$

Рассчитываем тепловой импульс тока КЗ по формуле (3.53) и (3.54)

$$B_к = I_{n.o}^2 \left(t_Д + T_a \right) = 26{,}2^2 \cdot \left(0{,}75 + 0{,}05 \right) = 549 \, кА^2 \cdot с$$

$$B_{к.в} = I_{тер}^2 \cdot t_{откл} = 31{,}5^2 \cdot 0{,}75 = 744 \, кА^2 \cdot с$$

Таблица 2.1.8 - Выбора высоковольтного выключателя ВБЭ-10 [16]

Расчетные данные цепи	Условия выбора	Каталожные данные выключателя
$U_{ном.у}$ = 6 кВ	≤	$U_{ном.в}$ = 10 кВ
I_{max} =3035 А	≤	$I_{ном.в}$ = 3150 А
$I_{п,т}$ = 26,2 кА	≤	$I_{отк,ном}$ = 31,5 кА
$i_{а.т}$ = 11 кА	≤	$i_{а.ном}$ = 17 кА
$I_{п.о}$ = 25,4 кА	≤	$I_{дин}$ =31,5 кА
$i_{уд}$ = 581 кА	≤	$i_{дин}$ = 128 кА
$B_к$ = 549 кА^2·с	≤	$B_к$ = 744 кА^2·с

Выбор разъединителя производиться аналогично, как и выключатель только не проверяем на отключающую способность.

Выбор трансформаторов тока на стороне НН аналогичен подобному выбору на стороне высокого напряжения.

Выбираем ТТ типа ТШЛ – 10 с I_{nom} = 4000 А, $K_{тт}$ = 4000/5 [15]

Класс точности 0,5/10Р, S_{nom} = 10 ВА

Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{уст}$ = 6 кВ	10 кВ
I_{max} = 3035 А	4000 А
i_y = 51 кА	100 кА
$B_к$ = 549 кА^2 · с	$40^2 \cdot 0{,}75 = 1200$ кА^2 · с
R = 0,35 Ом	$R_n = \frac{S_n}{I^2} = \frac{10}{5^2} = 0{,}4$ *Ом*

Предполагая, что на стороне 6 кВ применено комплектное РУ наружной установки, выбираем трансформатор напряжения ЗНОЛ.06 - бУЗ

$U_{ном}$ = 6 кВ, $S_{ном}$ = 200 ВА в классе точности 3Р [15].

2.1.9 Конструктивное выполнение оборудования подстанции

Подстанцией называется электроустановка, служащая для преобразования и распределения электроэнергии и состоящая из трансформаторов или других преобразователей энергии, распределительных устройств (РУ) и при необходимости вспомогательных устройств (аккумуляторных батарей или других источников питания вторичных цепей). Наиболее характерными для промышленных предприятий являются трансформаторные подстанции.

Главная понизительная подстанции выполнена из распределительных устройств низшего и высшего напряжения.

Распределительное устройство высшего напряжения (35 кВ) на ГПП выполнено в открытом исполнении. Применение ОРУ уменьшает стоимость и сокращает сроки сооружения подстанции.

Для опорных конструкций в ОРУ используют металл. Ошиновка выполняется гибким проводом, который с помощью гирлянд изоляторов крепится к опорам. Контактные соединения осуществляют сваркой.

эксплуатации. Соединение трансформатора с распредустройством низшего напряжения выполнено пакетом шин (токопроводом).

На ОРУ устанавливается оборудование высшего напряжения: трансформаторы, масляные выключатели, разъединители, разрядники.

Распределительное устройство низшего напряжения выполнено закрытым. Комплектные распределительные устройства изготавливают на предприятиях электропромышленности и электромонтажных организациях в виде камер типа КРУ 2-10.

Устройства комплектные распределительные КРУ-2-10 предназначено для работы в электрических установках трёхфазного переменного тока частоты 50 Гц напряжением 6 и 10 кВ для систем с изолированной нейтралью или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью. Шкафы КРУ-2-10 изготавливаются для нужд народного хозяйства и для поставки на экспорт.

Структура условного обозначения КРУ 2-10

КРУ- 2-10-31,5-У3 [15]

где КРУ - комплектные распределительные устройства;

2 - условный индекс серии;

10 - Класс напряжения, кВ;

31,5 - номинальный ток отключения шкафа с выключателем, встроенного в КРУ, кА (20; 31,5);

У3 — Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150 и ГОСТ 15543.1

Шкафы серии КРУ 2-10 включают в себя перечисленную ниже номенклатуру исполнения в зависимости от установленной в них аппаратуры главных цепей и токопроводов.

Виды основных шкафов:

КВЭ — комплектный шкаф с масляным выключателем со встроенным электромагнитным приводом;

пружинным приводом;

КВВ — комплектный шкаф с вакуумным выключателем;

КТН - комплектный шкаф с трансформаторами напряжения;

КРД - комплектный шкаф с разъемными контактами;

КРВП — комплектный шкаф с разрядниками;

КСБ - комплектный шкаф с кабельными сборками и кабельными перемычками;

КА - комплектный шкаф комбинированный;

КПК - комплектный шкаф с силовыми предохранителями;

КШП - комплектный шкаф с шинными перемычками;

КСТ - комплектный шкаф с силовыми трансформаторами;

Ш – токопроводы.

Основные технические характеристики КРУ 2-10

Номинальное напряжение (линейное), кВ 6; 10

Наибольшее рабочее напряжение (линейное), кВ 7,2; 12

Номинальный ток главных цепей шкафов КРУ, А* 630; 1000; 1600; 2000; 2500; 3150

Номинальный ток токопровода (кроме токопроводов длиной 900 мм), А 630; 1000; 1600; 2000; 2500

Номинальный ток сборных шин и токопроводов длиной 900 мм, А 630; 1000; 1600; 2000; 2500; 3150

Номинальный ток отключения выключателя, встроенного в КРУ, кА 20; 31,5

Стойкость к токам короткого замыкания главных цепей, за исключением цепей, подключаемых непосредственно к выводам трансформаторов

2.1.10 Релейная защита и сетевая автоматика

Согласно ПУЭ, для силового трансформатора должны быть предусмотрены следующие устройства релейной защиты от повреждений и ненормальных режимов работы:

- максимально-токовая защита от сверхтоков с блокировкой минимального напряжения;

- дифференциальная токовая защита;

- защита от токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;

- газовая защита от внутренних повреждений и понижения уровня масла в трансформаторе.

Максимально-токовая защита (МТЗ) от сверхтоков с блокировкой минимального напряжения.

МТЗ срабатывает при резком увеличении тока при коротком замыкании или перегрузках. Пусковым органом МТЗ является реле максимального тока и реле времени, обеспечивающее выдержку времени срабатывания защиты. МТЗ выполнена с зависимой выдержкой времени, т.е. время срабатывания зависит от тока короткого замыкания.

Для увеличения чувствительности МТЗ применена схема с блокировкой минимального напряжения, т.е. защита сделана более чувствительной к короткому замыканию, так как одновременное срабатывание токовых реле и реле минимального напряжения возможно только при коротком замыкании, когда одновременно возрастают токи, и снижается напряжение.

Максимально-токовая защита действует на отключение силового трансформатора от сети.

Дифференциальная токовая защита (ДТЗ).

ДТЗ основа на сравнении токов в начале и конце защищаемого участка, например, в начале и конце обмоток силового трансформатора генератора,

зоной. Если характеристики трансформаторов тока будут одинаковы, то в нормальном режиме, а также при внешнем коротком замыкании токи во вторичных обмотках трансформаторов тока будут равны, их разность будет равна нулю, поэтому ток через обмотку токового и промежуточного реле протекать не будет, а, следовательно, защита при таких условиях действовать не будет.

При коротком замыкании в защищаемой зоне по обмотке реле будет протекать ток, и если величина его будет равна току срабатывания реле или больше его, то реле сработает и через промежуточное реле произойдет двухсторонние отключение поврежденного участка. Поэтому ДТЗ действует при междуфазных коротких замыканиях и межвитковых замыканиях.

Дифференциальная защита надежна, обладает высокой чувствительностью и является быстродействующей, так как для нее не требуется выдержка времени.

Защита от токов в обмотках, обусловленных перегрузкой.

Защита от перегрузки осуществляется одним реле РТ-80 с ограниченной зависимой выдержкой времени.

Защита действует на сигнал и отключение с выдержкой времени, которая на ступень больше выдержки времени максимально-токовой защиты, применяемой от сверхтоков при внешних коротких замыканиях.

Кроме рассмотренных видов защиты, силового трансформатора должен иметь защиту от перенапряжения.

Защита от перенапряжения, атмосферного или коммутационного, осуществляется с помощью полупроводникового разрядника, который при перенапряжении пробивается и создает искусственное короткое замыкание, на которое реагирует токовая защита. Поэтому в данной схеме не требуется дополнительная релейная защита от перенапряжения.

Определяем токи силового трансформатора на высокой и низкой стороне

$$I_{35}=\frac{S_{номт}\cdot 10^3}{\sqrt{3}\cdot U_{35}}=\frac{63\cdot 10^3}{\sqrt{3}\cdot 35}=1040\ \ A$$

$$I_{6}=\frac{S_{номт}\cdot 10^3}{\sqrt{3}\cdot U_{6}}=\frac{63\cdot 10^3}{\sqrt{3}\cdot 6\cdot 2}=3035\ \ A$$

Определяем вторичный ток в плечах ДТЗ

$$I_{2.35}=\frac{I_{35}\cdot K_{сх}}{K_{TT\,35}}=\frac{1040\cdot\sqrt{3}}{300}=6\ \ A$$

$$I_{2.6}=\frac{I_{6}\cdot K_{сх}}{K_{TT\,6}}=\frac{3035\cdot 1}{800}=3{,}8\ \ A$$

Определяем ток небаланса

$I_{нб} = k_а \cdot k_{однотипности} \cdot f \cdot I_{махкз} \cdot 10^3 = 1 \cdot 1 \cdot 0{,}1 \cdot 18 \cdot 10^3 = 1800$ А

Определяем ток срабатывания реле

$$I_{сраб}=\frac{k_{зап}\cdot k_{н}\cdot k_{сх}\cdot I_{нб}}{k_{тт}}=\frac{1\cdot 1{,}5\cdot 1\cdot 1800}{800}=3{,}375\ \ A$$

Определяем число витков основной обмотки БНТ

$$W_{1\,расч}=\frac{F_{ср}}{I_{сраб}}=\frac{100}{3{,}375}=29{,}6$$

Определяем число витков на вторичной стороне

$$W_{2\,расч}=\frac{W_{1\,расч}\cdot I'_{2.35}}{I_{26}}=\frac{30\cdot 6}{3{,}8}=47{,}4$$

Определяем уточненный ток небаланса округляя $W_{2расч} = 48$

$$I'_{нбрасч}=\frac{(W_{1\,расч}-W_{1})\cdot I_{кзмах}}{W_{1\,расч}}=\frac{(48-47{,}4)\cdot 18000}{48}=225\ \ A$$

Определяем суммарный ток небаланса

$$\sum I_{нб}=I_{нб}+I'_{н.\,расч}=1800+225=2025\ \text{А}$$

Определяем уточненный ток срабатывания реле

Определяем коэффициент чувствительности

$$K_{ч} = \frac{I_{кз\,min}}{I_{сраб}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 35{,}8}{3{,}8} = 8{,}1$$

В соответствии с [10] $K_{ч}$ должен быть не менее 1,5. Поэтому рассмотренная защита может быть использована для защиты двухобмоточного трансформатора, так как имеет достаточную чувствительность.

2.1.11 Расчет и конструктивные решения по устройствам заземления и грозозащиты

Сопротивление заземляющего устройства ПС не должно превышать 4 Ом в любое время года. Поэтому для ОРУ-35 кВ предусматривается сооружение контура заземления.

Грунты на площадке ПС приняты на основании изысканий.

По расчету эквивалентное сопротивление грунта составляет 100 Ом*м.

Для заземления используем электроды диаметром 16 мм и длиной 5 м.

Электроды соединяются стальной полосой сечением 40х4 мм ^{2}.

Полоса прокладывается в траншеях, заполненных глинистым грунтом.

Суммарное сопротивление электродов и полосы составляет 0,7 Ом.

Для обеспечения нормируемого сопротивления контура заземления предусматривается выносной контур заземления из полосы 40х4 мм^{2}, вынесенный за территорию ОРУ-35кВ, а также используется сопротивление системы «трос – опора» ВЛ-35 кВ, питающей ПС.

Трос с концевой опоры необходимо завести на порталы ПС 35/6 кВ и присоединить концевую опору к контуру заземления ПС.

составляет 0,44 Ом.

Металлические конструкции под оборудование ОРУ-35кВ необходимо присоединить к заземляющему контуру ПС, а также выполнить соединение контура заземления ЗРУ-6 кВ с контуром ОРУ-35кВ.

Расчет заземления приведен ниже.

Сопротивление одиночного стержневого заземлителя:

$$R_C = \frac{0{,}366 \cdot \rho \cdot K_C}{l}\left(lg\frac{2l}{d_H} + \frac{1}{2}lg\frac{4t+l}{4t-l}\right) = = \frac{0{,}366 \cdot 1{,}0 \cdot 10^4 \cdot 1{,}5}{500}\left(lg\frac{2 \cdot 500}{1{,}6} + \frac{1}{2}lg\frac{4 \cdot 300 + 500}{4 \cdot 300 - 500}\right) = 32{,}8 \ O$$

где K_C – сезонный коэффициент, K_C = 1,5;

l – длина электрода, см, l=500 см;

d_H – наружный диаметр, см, d_H=1,6 см;

t – расстояние от поверхности до центра электрода, см, t=300 см.

Сопротивление 1-го контура заземления.

Для обеспечения, нормируемого сопротивления заземляющее устройство выполняется полосовой сталью 60х6 в траншее с последующей засыпкой привозным влажным глинистым грунтом, поэтому удельное сопротивление грунта для расчета полосы составляет 50 Ом м.

$$R_{П1} = \frac{0{,}366 \cdot \rho \cdot K_П}{l}\left(lg\frac{2 \cdot l^2}{в \cdot t} + 0{,}76\right) = = \frac{0{,}366 \cdot 0{,}5 \cdot 10^4 \cdot 4}{4 \cdot 10^4}\left(lg\frac{2 \cdot \left(4 \cdot 10^4\right)^2}{6 \cdot 50} + 0{,}76\right) = 1{,}43 \ Ом$$

где $K_П$ – сезонный коэффициент, $K_П$ = 4;

l – длина полосы, см, l = $4 \cdot 10^4$ см;

в – ширина полосы, см, в = 6 см;

t – глубина заложения, см, t = 50 см.

Наличие связей внутри контура снижает сопротивление полосы на 15%.

$R_{П1}$ = 1,22 Ом.

Сопротивление выносного контура заземления:

$$R_{П2}=\frac{0{,}366\cdot\rho\cdot K_{П}}{l}\left(lg\frac{2\cdot l^2}{в\cdot t}+0{,}76\right)==\frac{0{,}366\cdot 0{,}5\cdot 10^4\cdot 4}{4\cdot 10^4}\left(lg\frac{2\cdot\left(2\cdot 10^4\right)^2}{6\cdot 100}+0{,}76\right)=2{,}52\ \ Ом$$

где l = 2· 10^4; t = 100 см.

Наличие связей внутри контура снижает сопротивление полосы на 15%.

$R_{П2}$ = 2,14 Ом.

Сопротивление 1-го контура заземления с учетом стержневых электродов:

$$R_{СК}=\frac{R_C\cdot R_{П1}}{R_C\cdot\eta_{ПК}+R_{П1}\cdot\eta_{СК}\cdot h}=\frac{32{,}8\cdot 1{,}22}{32{,}8\cdot 0{,}21+1{,}22\cdot 0{,}42}=0{,}682\ \ Ом$$

где h – количество электродов, h = 101;

$\eta_{СК}$ – коэффициент использования стержневых заземлителей по замкнутому контуру, $\eta_{СК}$ = 0,42;

$\eta_{ПК}$ – коэффициент использования соединительной полосы в контуре, $\eta_{ПК}$ = 0,21.

Сопротивление 1-го и 2-го контуров:

$$R=\frac{R_{СК}\cdot R_{П2}}{R_{СК}+R_{П2}}=\frac{0{,}682\cdot 2{,}14}{0{,}682+2{,}14}=0{,}517\ \ Ом$$

Сопротивление системы трос-опора:

$$R_{ТР.ОП}=\sqrt{R_{ТР}\cdot R_{ОП}}=\sqrt{0{,}746\cdot 15}=3{,}34\ \ Ом$$

где $R_{ТР} = R'_{ТР} \cdot l = 3{,}73 \cdot 0{,}2 = 0{,}746$ Ом;

$R_{ТР}$ – активное сопротивление стального троса ПС-50, $R_{ТР}$ = 3,73 Ом/м;

$R_{ДОП}$ – сопротивление опары;

l – средний тросовый пролет между опорами, l = 0,2 м.

Общее сопротивление заземляющего контура подстанции:

$$R_З = \frac{R \cdot R_{ТР.ОП}}{R + R_{ТР.ОП}} = \frac{0{,}517 \cdot 3{,}34}{0{,}517 + 3{,}34} = 0{,}44 \ \ Ом$$

Перед входами и въездами на ПС для выравнивания потенциалов проложить сталь 40х4 на расстоянии 1 и 2 м от заземлителя на глубине 1 и l,5 м соответственно и соединить проводники с заземляющим контуром.

По требованию ПУЭ 1.7.130 на пересечении с дорогой и коммуникациями заземляющий контур прокладывается в водо- газопроводной трубе.

Защита подстанции от прямых ударов молнии.

Согласно [4] п. 4.2.135 открытые распределительные устройства и открытые подстанции 20-500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молнии.

На подстанциях 6-500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молнии трансформаторы, ОРУ, в том числе шинные мосты и гибкие связи, ЗРУ, маслохозяйство и другие взрывоопасные и пожароопасные сооружения.

Защита от прямых ударов молнии выполнена стержневыми молниеотводами, два из которых установлены на порталах ОРУ и два выполнены отдельно стоящими.

Площадь, защищенная четырьмя стержневыми молниеотводами, имеет очертания, показанные на рис 3.3.

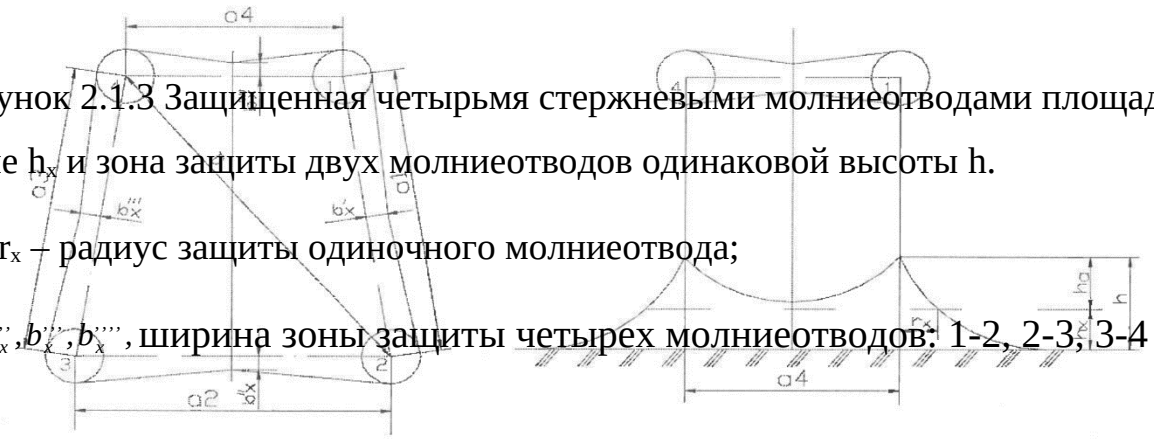


Рисунок 2.1.3 Защищенная четырьмя стержневыми молниеотводами площадь на уровне h_x и зона защиты двух молниеотводов одинаковой высоты h.

где r_x – радиус защиты одиночного молниеотвода;

$b'_x, b''_x, b'''_x, b''''_x$, ширина зоны защиты четырех молниеотводов: 1-2, 2-3, 3-4 и 4-1;

a1, a2, a3, a4 – расстояния между молниеотводами: 1-2, 2-3, 3-4 и 4-1;

h_x – высота защищаемого объекта, м;

h_a – активная высота молниеотвода, м;

h – высота молниеотвода, м.

Радиус защиты молниеотводов:

$$r_x = \frac{1{,}6 \cdot h_a}{1 + \frac{h_x}{h}} = \frac{1{,}6 \cdot 8}{1 + \frac{11}{19}} = 8{,}1 \ \ м$$

где h_a – активная высота молниеотвода, м, h_a = 8 м;

h_x – высота защищаемого объекта, м, h_x = 11 м;

h – высота молниеотвода, м, h = 19 м.

a1=a3=41,4 м, a2=32 м, a4=20 м.

По кривым [18], в зависимости от отношения $\frac{a}{h_a}$ и высоты молниеотводов h определяем $\frac{b_x}{h_a}$.

$\frac{b_x'}{h_a}=0,58, \frac{b_x''}{h_a}=0,74, \frac{b_x'''}{h_a}=0,58, \frac{b_x''''}{h_a}=0,86.$

$b_x'=5,2 \ м, b_x''=6,6 \ м, b_x'''=5,2 \ м, b_x''''=7,7 \ м.$

Необходимым условием защищаемости всей площади между молниеотводами является:

$D \leq 8 \cdot h_a$

49 м < 8·8 м

49 м < 64 м

где D – диагональ четырехугольника, в вершинах которого расположены молниеотводы, м, D=49м.

При выбранной схеме расположения молниеотводов и принятой высоте молниеотводов конструкции подстанции защищены от прямых ударов молнии.

2.2 ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ВЕНТИЛЯЦИОННОГО УЧАСТКА

В данной работе выполним проектирование электроснабжения вентиляционного оборудования собственных нужд, расположенного в котлотурбинном цехе №1, получающим питание от объединенных секций UGA01, распложенных в этажерке электроустройств центрального зала. Расстояние от секций до КТП вентиляционного оборудования – 24 м, от КТП получают питание верхнее освещение центрального зала котлотурбинного цеха. Центральный зал размерами 150х86х40 м, электрооборудование зала по влиянию на безопасность относится к 1 и 2 категории электроснабжения [4], к 4 классу безопасности [2] и к 3 группе по системе нормальной эксплуатации [3].

Наиболее мощные электроприемники получают питание с магистральной системы шин, остальные электроприемники объединяются по группам с наиболее равномерной загрузкой и питаются от силовых щитов ЩС. Для переключения источников питания предусмотрена система автоматического ввода резерва (). На участке используется трехфазная пятипроводная система заземления с глухозаземленной нейтрально TN – S, которая позволяет от одного трансформатора запитать электродвигатели и осветительную нагрузку для электроустановок до 1 кВ по рекомендации [4].

Перечь используемого электрооборудования предоставлен в таблице 2.2.1.1.

Таблица 2.2.1 – Перечень потребителей проектируемого объекта

№	Наименование электроприемника	Тип двигателя, степень защиты	U, кВ	$P_н$, кВт ($S_н$, кВА)	$Cos\varphi_н$	η	$I_н$, А	$K_{пуск}$, ($I_{пуск}$, А)	Категория	Скольжение, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1-8	Вентилятор фильтр-ловушек 1 и 2 контура (ВФЛ)	АИР250М 2 IP56	0,38	90	0,92	0,94	154	7,5	1155	1,8	2
9-10	Вытяжной вентилятор ЦЗ	АИР355S 4 IP56	0,38	250	0,92	0,945	427	5,5	2403	1,4	2
11	Система охлаждения помещения ПГ (шкаф САУ)	-	0,38	96	0,9	0,91	178	-	712	-	-
12-13	Приточная система вентиляции ЦЗ	АИР250М 4 IP44	0,38	90	0,9	0,91	162	7,5	1212	1,3	1,5
14-17	Холодильная машина	-	0,38	2	0,8	0,9	4	5	20	-	-
18-19	Система кондиционирования воздуха помещений щитов СКУ	-	0,38	22	0,8	0,9	46,42	-	232	-	-
20-21	Вентилятор приточный радиальный	АИР132М 4 IP44	0,38	11	0,87	0,875	22	7,5	165,6	2	3
22-23	Вентилятор приточный радиальный	АИР200М 2 IP44	0,38	37	0,87	0,92	70	7	490	1,6	2
24-25	Вентилятор приточный радиальный	АИР160S 4 IP44	0,38	15	0,89	0,9	28,45	7	199	1,9	3

На промышленных предприятиях около 10 % потребляемой мощности затрачивается на электрическое освещение. Правильное выполнение осветительных установок способствует рациональному использованию электроэнергии, повышению производительности труда, уменьшению количества аварий, снижению утомляемости рабочих.

При проектировании осветительных установок большое значение имеет правильное определение требуемой освещенности объекта.

По способам размещения светильников производственных помещениях различают системы общего и комбинированного освещения. При общем освещении светильники располагают только в верхней зоне помещения, крепят их непосредственно к потолку, на фермах, на стенах и колоннах.

Общее равномерное освещение помещения котлотурбинного цеха осуществляется светильниками, расположенными на верхних балках зала, также имеется локализованное освещений каждого уровня. От проектируемой КТП осуществляется электроснабжение общего и аварийного верхнего освещения.

Расчет освещения проводится методом коэффициента использования [19], т.к. нет объектов, затеняющих отдельные участки производственного помещения. Классификация пожароопасных зон согласно [4] п.7.4.6. — П-III, требуемая степень защиты светильников IP54, оболочек IP44.

Общее освещение цеха выполняем высотной осветительной установкой ЕЮОВА—ВОУ-30 [20] со светодиодными лампами с креплениями их к нижнему поясу ферм. КСС типа Г, КПД 72 %, световой поток 350 клм, потребляемая мощность 2890 Вт, номинальный ток светодиодных модулей 15А исполнение по способу защиты IP54, I класс защиты от поражения электрическим током [20].

Светотехнический расчет выполняем методом коэффициента использования.

Ширина В=86 м

Высота Н=40 м

Норма освещенности по санитарно-техническим условиям для общего освещения центрального зала Енорм=200 кл по таблице 3.3 [12].

Определяем показатель помещения [19]:

$$i\frac{A\cdot B}{h(A+B)}=\frac{148\cdot 86}{38\cdot(148+86)}=1{,}43 \qquad (2.2.1)$$

где h – высота подвеса светильника, м

$h=H-h_c-h_p=40-1{,}2-0{,}8=38$ м.

Высоту света hc принимаем равную высоте светильника и фермы на которой он крепится 1,2 м.

Высоту рабочей поверхности hp принимаем равной 0,8 м.

По показателю помещения i=1,43 с помощью таблицы 6,4 [19] по КСС светильника типа Г, и коэффициентов отражения потолка, стен и рабочей поверхности $\rho_п$, $\rho_с$, $\rho_р$ = 0,5; 0,3; 0,1 определяем коэффициент использования светового потока $U_{оу}$=0,68.

Принимаем коэффициент запаса $K_з$=1,5.

Общий световой поток, требуемый для обеспечения нормируемой освещенности [19]

$$Ф_{общ}=\frac{E\cdot S\cdot K_з\cdot z}{U_{оу}\cdot\eta_{св}}, \qquad (2.2.2)$$

где S=AxB ($м^2$) – площадь помещения,

$Z=\frac{E_{ср}}{E}=1{,}1$ – коэффициент неравномерности освещенности [19].

$$Ф_{общ}=\frac{200\cdot 150\cdot 86\cdot 1{,}3\cdot 1{,}1}{0{,}7\cdot 0{,}72}=8446{,}428\ клм.$$

Определение требуемого числа светильников [19]:

$$n_{св}=\frac{Ф_{общ}}{Ф}=\frac{8446{,}428}{350}\approx 24\ шт. \qquad (2.2.3)$$

Соответствие рассчитанной освещенности нормируемому значению проверяем по формуле

Расхождение фактической освещенности от нормируемой составила -1%, что находится в допустимых пределах (-10÷20%) [18].

Размещаем светильники в четыре ряда, по шесть светильника в ряду, размещение светильников показано на рис. 1.1.

Установленная мощность рабочего освещения

$P_{уст}=(2990\cdot24)\cdot10^{-3}=71{,}760$ кВт.

Напряжение на лампах рабочего освещения 165-265 В, 50 Гц.

Управление освещением осуществляется освещения непосредственно со щитков освещения;

Питание рабочего и аварийного освещения выполняется от групповых распределительных щитков ЩРО 8505 [21] с однофазными и дифференциальными (с УЗО) выключателями распределения.

Питание щитков рабочего освещения осуществляется с ЩО, аварийного – с ЩА, которое размещаются в помещении цеха и запитываются от разных трансформаторов ТП.

Талица 2.2.2 Основные технические данные ЩО, ЩА [21]

Наименование параметра	ЩРО 8505
Номинальное напряжение изоляции, В	380
Номинальная частота сети, Гц	50
Номинальный ток, А	150
Номинальные токи автоматических выключателей в отходящих линиях (выключателей распределения), А	0,5....63
Степень защиты оболочки	IP31
Класс защиты от поражения электрическим током	I
Климатическое исполнение и категория размещения	УХЛ3.1

для безопасности рабочего персонала. Согласно п. 7.78 [18]: «Осветительные приборы аварийного освещения (освещения безопасности, эвакуационного) допускается предусматривать горящими, включаемыми одновременно с основными осветительными приборами нормального освещения; не горящими, автоматически включаемыми при прекращении питания нормального освещения». Так же согласно п. 7.78 [18] «Освещение безопасности должно создавать на рабочих поверхностях в производственных помещениях, требующих обслуживания при отключении рабочего освещения, наименьшую освещенность в размере 10 % освещенности, нормируемой для рабочего освещения от общего освещения, но не менее 2 лк внутри зданий. При этом создавать наименьшую освещенность внутри зданий более 30 лк при разрядных лампах и более 10 лк при лампах накаливания допускается только при наличии соответствующих обоснований».

Аварийное освещение рабочих площадей выполнено светильниками со светодиодными лампами Артикул 110432 с мощностью 120 Вт, световой поток 12950 лм, способ крепления накладной IP40, КПД светильника 0,75 %, размеры 432 х 175 х 105 мм. Светильник разработан специально для аварийного освещения оснащен аккумулятором на 1,5 часа [23].

Аварийное освещение безопасности должно создавать на рабочих поверхностях в производственных помещениях и на территориях предприятий, требующих обслуживания при отключении рабочего освещения, наименьшую освещенность в размере 10 % освещенности п. 7.75 [18].

$E_{авар}=0,1E_{норм}=0,1\cdot200=20$ клм

Определение требуемого числа аварийных светильников:

$$n_{а.св}\frac{E_{авар}\cdot S\cdot K_з\cdot z}{U_{оу}\cdot\eta_{св}\cdot\Phi_{св}}=\frac{20\cdot148\cdot46\cdot1,5\cdot1,1}{0,72\cdot0,75\cdot12950}\approx32\ шт. \qquad (2.2.4)$$

Мощность аварийного освещения

Светильники располагаем на опорных колоннах по контуру участка и над проходами.

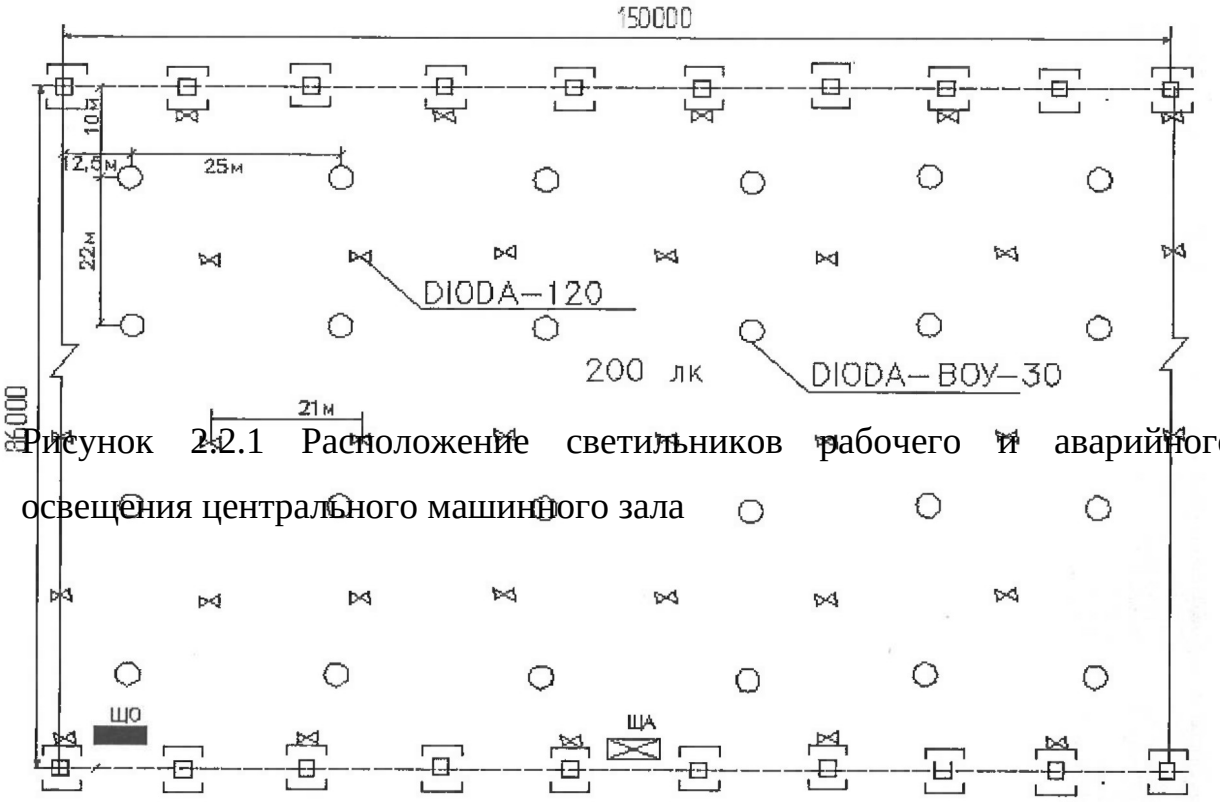


Рисунок 2.2.1 Расположение светильников рабочего и аварийного освещения центрального машинного зала

Расчеты будем выполнять по методике, изложенной в [22]. Расчет электрических нагрузок электроприемников напряжением до 1 кВ производится для каждого узла питания (распределительного пункта, шкафа, сборки, распределительного шинопровода, щита станций управления, троллея, магистрального шинопровода, цеховой трансформаторной подстанции), а также по цеху, корпусу в целом. На участке принято радиальное распределение электроэнергии по электроприемникам.

При наличии в справочных материалах интервальных значений $k_и$ следует для расчета принимать наибольшее значение. Значения $k_и$ должны быть определены из условия, что вероятность превышение фактической средней мощности над расчетной для характерной категории ЭП должна быть не более 0,05.

Расчет электрических нагрузок выполняем в следующем порядке:

- определяем количество ЭП — n, шт (резервные ЭП, а также ЭП, работающие кратковременно, в расчете не учитываются).

- определяем номинальную (установленную) мощность.

Для одного ЭП: $p_н$,

Суммарная мощность ЭП:

(2.2.5)

По справочным данным [11] или по сообщению технологов предприятия, определяем коэффициент использования $K_и$.

Определяем коэффициент реактивной мощности cosφ, tgφ.

Для одного ЭП:

Cosφ по паспортным данным ЭП

$$\sum P_н = \sum_{i=1}^{n} \left(P_{ном.} \right),$$

tgφ = tg (arccos) cos(φ)), (2.2.6)

Для группы ЭП:

$\cos\varphi = \text{tg (arctg) tg}(\varphi))),$ (2.2.8)

Рассчитываем величины

$K_и \cdot P_{ном}$, (2.2.9)

$K_и \cdot P_{ном} \cdot \text{tg}\varphi$, (2.2.10)

$n\rho_н^2$, (2.2.11)

Определяется эффективное число электроприемников $n_Э$ следующим образом:

$$n_э = \frac{\left(\sum P_н\right)^2}{\sum n\rho_н^2},$$ (2.2.12)

В зависимости от целого расчетного числа эффективных электроприемников и коэффициента использования определяем коэффициент расчетной нагрузки $K_р$ по таблице 2 [15].

Определяем расчетную активную мощность:

$P_Р = K_Р K_И P_Н$, (2.2.13)

В случаях, когда расчетная мощность $P_Р$ окажется меньше номинальной наиболее мощного электроприемника, следует принимать $P_Р = P_{н.макс}$.

Определяем расчётную реактивную мощность:

$Q_Р = K_И P_Н \text{tg}\varphi$ при $n_Э > 10$, (2.2.14)

$Q_Р = 1{,}1 K_И P_Н \text{tg}\varphi$ при $n_Э \leq 10$, (2.2.15)

Для магистральных шинопроводов и на шинах цеховых трансформаторных подстанций, а также при определении реактивной мощности в целом по цеху, корпусу, предприятию.

$Q_Р = P_Р \cdot \text{tg}\varphi$. (2.2.16)

К расчетной активной и реактивной мощности силовых ЭП напряжением до 1 Кв должны быть при необходимости добавлены осветительные нагрузки.

Определяем полную расчётную мощность:

$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$, (2.2.17)

Определяем значение токовой расчетной нагрузки:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}}, \quad (2.2.18)$$

Расчет электрических нагрузок сводим в таблицу 1.2.



Рисунок 2.2.2 Структурная схема питания электрооборудования вентиляционного участка

Так как рассчитанные значения реактивного коэффициента мощности не соответствуют предельным значениям tgφ нужно устанавливать компенсирующее устройство для первой и второй секции шин 0,4 кВ.

Реактивная мощность конденсаторов определяется как разность между фактической наибольшей реактивной мощностью $Q_н$ нагрузки предприятия и предельной реактивной мощностью $Q_э$, представляемой предприятию энергосистемой по условиям режима ее работы [5].

$Q_к = P_р (tgφ – tgφ_к)$, (2.2.19)

Для первой секции шин

$Q_к = 516,51 \cdot (0,88 – 0,35) = 274,57$ квар

Для второй секции шин

$Q_к = P_р (tgφ – tgφ_к) = 475,26 \cdot (0,98 – 0,35) = 298,4$ квар

Выбор компенсирующего устройства для первой секции шин.

$tg\varphi_2 = \frac{\sum Q_2}{\sum P_2} = \frac{165{,}75}{475{,}26} = 0{,}35$, $\cos\varphi_2 = \cos(\text{arctg}\ 0{,}33) = 0{,}94$

.3 Расчет электрических нагрузок

Исходные данные												
заданию технологов			Справочные данные			Расчетные величины			Эффективное число ЭП	Коэффициент расчетной нагрузки $K_р$	Расчетная мощность	
Кол-во ЭП, шт.	Номинальная (установленная) мощность, кВт		Коэффициент использования $K_и$	Коэффициент реактивной мощности								
	одного ЭП	общая ЭП		cosφ	tgφ	$K_и P_н$	$K_и P_н tgφ$	$n \cdot p_н^2$			Активная кВт	Реактивная квар
3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
Первая секция КТП-6-0,4												
4	90	360	0,5	0,8	0,75	180	135	33400				
1	250	250	0,8	0,8	0,75	200	150	62500				
1	96	75	0,5	0,7	0,82	37,5	30,75	9216				
1	90	90	0,8	0,85	0,62	72	44,64	8100				
ЩС 1												
2	2,00	4,00	0,50	0,70	0,82	2,00	1,64	8,00	2			
1	22,00	22,00	0,80	0,80	0,75	17,60	13,20	484,00	1			
1	11,00	11,00	0,80	0,80	0,75	8,80	6,60	121,00	1			
1	37,00	37,00	0,80	0,80	0,75	29,60	22,20	1369,00	1			

3 Расчет электрических нагрузок

Исходные данные						Расчетные величины			Эффективное число ЭП	Коэффициент расчетной нагрузки $K_р$	Расчетная мощность	
аданию технологов			Справочные данные									
Кол-во ЭП, шт.	Номинальная (установленная) мощность, кВт		Коэффициент использования $K_и$	Коэффициент реактивной мощности								
	одного ЭП	общая ЭП		cosφ	tgφ	$K_и P_н$	$K_и P_{нtgφ}$	$n \cdot p_н^2$			Активная кВт	Реактивная квар
3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
1	15,00	15,00	0,80	0,80	0,75	12,00	9,00	225,00	1			
1	87,00	89,00	0,79	0,80	0,75	70,00	52,64	2207,00	3,59	1,00	70,00	
1	3,84	3,84	0,50	0,90	0,48	1,92	105,28	14,75	1,00	1,14	2,19	
	616,84	867,84	0,65	0,74	0,88	561,42	413,95	114437	-	0,92	516,51	455,35
												-300,00
				0,95	0,30						516,51	155,35
Вторая секция КТП-6-0,4												
4	90	360,00	0,50	0,80	0,75	180,00	135,00	32400				
1	250	250,00	0,80	0,80	0,75	200,00	150,00	62500				
1	90	90,00	0,80	0,80	0,75	72,00	54,00	8100,00				
ЩС 2												
2	2	4,00	0,50	0,70	0,82	2,00	1,64	8,00				
1	22,00	22,00	0,80	0,80	0,75	17,60	13,20	484,00				

Исходные данные						Расчетные величины			Эффективное число ЭП	Коэффициент расчетной нагрузки $K_р$	Расчетная мощность	
по заданию технологов			Справочные данные									
Кол-во ЭП, шт.	Номинальная (установленная) мощность, кВт		Коэффициент использования $K_И$	Коэффициент реактивной мощности								
	одного ЭП	общая ЭП		cosφ	tgφ	$K_иP_н$	$K_иP_{нtgφ}$	$n \cdot p_н^2$			Активная кВт	Реактивная квар
3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
1	11,00	11,00	0,80	0,80	0,75	8,80	6,60	121,00				
1	37,00	37,00	0,80	0,80	0,75	29,60	22,20	1369,00				
1	15,00	15,00	0,80	0,80	0,75	12,00	43,64	225,00				
1	87,00	89,00	0,79	0,80	0,75	70,00	52,50	2207,00	3	1,00	70,00	57,75
1	71,76	71,76	0,90	0,90	0,48	64,58	31,00	5149,50	1,00	1,14	73,63	34,10
	588,76	860,76	0,69	0,79	0,93	592,00	458,70	110356	6	0,92	475,26	464,75
												-300,00
				0,94	0,35							164,75
				0,95	0,32							320,10

первой и второй категории надежности электроснабжения. Устанавливаем трансформаторную подстанцию с двумя трансформаторами.

Мощность трансформатора:

$$S_T = \frac{S_p}{\beta_м}, \qquad (2.2.20)$$

где Sp – полная мощность, приходящаяся на трансформатор, кВА;

$\beta_м$ - коэффициент активной загрузки трансформаторов, определяемый в зависимости от категории электроприёмников по надёжности электроснабжения, для сухих трансформаторов равен 1,2 в послеаварийном режиме, в нормальном режиме не более 0,6 п 6.4.6 [8].

При выборе трансформатора должно выполняться условие:

Для I с.ш. в нормальном режиме для сухих трансформаторов:

$$K_З = \frac{S_{P1}}{S_T} \le 0{,}6 \ , \qquad (2.2.21)$$

где S_{P1} - полная мощность наиболее загруженной секции шин, кВА;

$S_т$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.

Для послеаварийного режима:

$$K_З = \frac{S_{PΣ}}{S_T} \le 1{,}2 \ , \qquad (2.2.22)$$

где $S_{PΣ}$ – полная мощность обеих секций шин, кВА;

$S_Т$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.

Мощность трансформатора в нормальном режиме:

$$S_T = \frac{539{,}36}{0{,}6} = 898{,}94 \ кВА$$

Принимаем мощность единичного трансформатора $S_{тр}$ = 1000 кВА.

$\frac{}{1000}$

Коэффициент перегрузки трансформатора в послеаварийном режиме

$K_з = \frac{1024,37}{1000} = 1,04 \leq 1,2$ условие выполняется.

По каталогу [8] выбираем трансформаторов: ТСЗ 1000/6/0,4 – УЗАЛ

Таблица 2.2.4 Параметры трансформатора ТСЗ 1000/6/0,4 – УЗАЛ

Параметр	**Обозначение**	**Значение**	**Единица измерения**
Мощность	Sн	1000	кВА
Напряжение ВН	Uвн	6	кВ
Напряжение НН	Uнн	0,4	кВ
Напряжение	Uкз	6	%
Потери холостого хода	Pхх	2	кВт
Потери короткого замыкания	Pкз	9	кВт
Ток холостого хода	Iхх	1,5	%

Распределительные шкафы машинного зала по влиянию на безопасность относятся к классу 3Н [2] и ко II категории сейсмостойкости по [3]. Проектное землетрясение (ПЗ) на площадке Рефтинской ГРЭС 5 баллов по шкале MSK—64.

Распределительные устройства являются вторичными сборками.

Распределительные устройства соответствуют «Специальным условиям поставки оборудования, приборов, материалов и изделий для объектов электросетевого комплекса».

В качестве распределительных устройств вентиляционной установки выбираем шкафы КРУЗА П [27].

Кабели и провода внутренней разводки медные с пониженным дымо- и газовыделением, с пластмассовой изоляцией и оболочкой, не распространяющей горение и не содержащей галогенов.

Режим работы распределительных устройств — непрерывный.

Температура воздуха в распределительном устройстве от +5°С до +40°С. Степень защиты оболочки распределительного устройства IP56. Климатическое исполнение — УХЛ3 [27]. Требуемый срок службы с учетом технических и организационных мер по поддержанию заданного ресурса - 40 лет.

Конструктивно шкафы серии КРУЗА П разделены на три отсека: отсек аппаратуры, отсек присоединений и отсек сборных и распределительных шин. Отсек аппаратуры условно делится по высоте на модули с шагом 150 мм (для магистральной системы шин РС-шкафов) и 25 мм (для радиальной системы шин РС-шкафов). Выдвижные или стационарные блоки, устанавливаемые в отсек аппаратуры имеют по высоте размеры кратные размерам модуля, кроме того, в шкафах управления двигателями имеются блоки кратные 1/2 или 1/3 ширины модуля.

Таблица 2.2.5 Опросный лист шкафы серии КРУЗА П

№	Наименование и тип параметра	Характеристика
1	Тип трансформатора на вводе	ТСЗ 1000/6/0,4
2	Количество трансформаторов	2
3	Тип ввода питания	Кабелем сверху
4	Расположение кабеля отходящих линий	сверху
5	Номинальный ток главной цепи, А	1000

8	Ток термической стойкости сборных шин в течении 1с на стороне НН, кА	20
9	Ток электродинамической стойкости сборных шин на стороне НН, кА	30
10	Номинальное напряжение цепей управления, В	220
11	Степень защиты по ГОСТ 15150	IP 31 УХЛ3
12	Вид системы заземления по ГОСТ 50571.2	TN-S
13	Максимальная температура окружающей среды	40°С

$U_н \geq U_{н.сети}$, (2.2.23)

$I_н \geq I_р$, (2.2.24)

$I_{ср.эл.апп} \geq k_з \cdot 1_{пик.}$ (2.2.25)

где $K_з$ - коэффициент, учитывающий неточность в определении пикового тока и разброс характеристик электромагнитных расцепителей, принимают 1,4 до 100А и 1,25 более 100 А.

Пиковый ток для группы (более трёх) электроприемников:

$$I_{пик} = I_р + K_{п.нб} \cdot I_{н.б} - I_{н.б}\left(\frac{I_р}{\sum I_н}\right) A, \quad (2.2.26)$$

где $I_р$ - расчётный ток для группы электроприемников, А;

$K_{п.нб}$ - кратность пускового тока наибольшего электроприёмника;

Iнб - наибольший номинальный ток, А;

$\Sigma I_н$ — суммарный номинальный ток по всем электроприёмникам данного участка, А.

Ток перегрузка:

$I_{у.тр.мин} \geq I_{перегр} < I_{у.тр.мах}$, (2.2.27)

где $I_{у.тр.мин.}$, $I_{у.тр.мах.}$ – минимальный и максимальный ток установки срабатывания теплового расцепителя, А.

$I_{перегр}$ – ток перегрузки, А;

$I_{перегр} = k_3 Ip$

где: $k_р$ - коэффициент разброса срабатывания тепловых расцепителей равный 1,1; $k_Н$ - коэффициент надежности равный 1,1-1,3 при пуске электродвигателей, 1-1,1 для нагревательных элементов и не перегружаемых цепей.

присоединены электроприемники обеих секций.

Выбираем выключатель ВА07-220 $U_н$ = 690 В; $I_{нр}$ = 2000 А; $I_{ном}$ = 2000А

I_{cu} = 75 кА уставка срабатывания теплового расцепителя (0,8; 0,85; 0,9; 0,95; 1) $I_{ном}$, электромагнитного расцепителя (1; 1,5; 2; 2,5; 3; 4; 5; 6; 8; 10) $I_{ном}$ [28].

Пиковый ток вводного автомата

$$I_{пик} = 1585,69 + 5,5 \cdot 437 - 437 \cdot \left(\frac{1585,69}{2083,01} \right) = 3737,5 \ A$$

$I_{ср.эл.апп} \geq k_з \cdot I_{пик}$ = 1,25 · 3737,5 = 4485 А

Принимаем установку срабатывания электромагнитного расцепителя 2,5x$I_{ном.а}$.

2,5·2000А=5000 ≥ 4485 А;

Выключатель не отключится при максимальном пиковом токе.

Определим уставку теплового расцепителя:

Уставка теплового расцепителя у автоматических выключателей ВА07 регулируется в пределах 0,8·2000=1600 А, $I_{уст.т.р.мин}$ = 1·2000=2000 А.

Расчетная уставка теплового расцепителя для КТП: $k_н$ – принимаем 1,1.

$I_{перегр}$ = 1,1·1,1·1585,69 = 1918,68 А.

1600 <1918,68 < 2000 А.

Принимаем ток уставки теплового расцепителя 1 $I_{ном}$:

Выбранный автомат проходит по условиям проверки

Выбор автоматического выключателя отходящей линии на М9 двигателя вытяжного вентилятора ЦЗ, ток расчетный – 437 А.

Выбираем выключатель ВА88-40 $U_н$ = 660 В; $I_н$ = 800 А; $I_{ср.эл}$ = (1,5…12) $I_{ном}$ А производитель завод «КЭАЗ» [29]. Отключающая способность выключателя I_{cu} = 35 кА. Регулируемая уставка по току перегрузки, 8 положений регулятора

(0,4 – 1,0) $I_{ном}$. Регулируемая уставка мгновенной токовой отсечки по току (1,5-12) $I_{ном}$.

Для одиночного электроприемника:

$I_{пик} = I_{пуск}$

$I_{ср.эл.апп} \geq k_з \cdot I_{пик} = 1,25 \cdot 2403 = 3003,75$ А

Принимаем уставку от токов к.з $4I_н$

$4 \cdot 800 = 3200 \geq 3003,75$ А

Выключатель не отключится при максимальном пиковом токе.

Определим уставку теплового расцепителя:

$I_{уст.т.р.мин} = 0,4 \cdot 800 = 320$ А

$I_{уст.т.р.мин} = 1 \cdot 800 = 800$ А.

Расчетная уставка теплового расцепителя для М1:$k_н$ – понимаем 1,1.

$I_{перегр} = 1,1 \cdot 1,1 \cdot 437 = 528,77$ А

$320 < 528,77 < 800$ А.

Принимаем ток уставки $I_{уст} = 0,8I_{ном} = 0,8\ 800 = 640$ А.

Аналогичным образом для всех электроприемников и их групповых связей выбираются аппараты защиты, указанные на чертеже.

В силовых щитах ЩС1, ЩС2 применяем автоматические выключатели серии ВА47-100 [30] ток уставки теплового расцепителя устанавливаясь равным 1,35x$I_{ном.а.}$ без регулировки, уставка срабатывания электромагнитного расцепителя тпи С $I_{уст.эм\ расц} = (5\text{-}7)\ I_{ном}$, для щитов освещения В

$I_{уст.эм\ расц} = (3\text{-}5)I_{ном}$.

2.2.6 Выбор типа и сечении электрических связей

Выберем питающие кабели, которые будут соединять КТП с РП и потребителями. На участке предполагаем к прокладке кабель типа ВВГнг. Кабель небронированный, для защиты от механических повреждений прокладываем их в трубах. В распределительном устройстве КТП, применяются сборные шины $U_н$ = 1000 кВ $I_н$ = 3200 А.

Проверка кабеля по напряжению:

$$U_{раб.каб.} > U_{ном.сети} \quad (2.2.28)$$

1000 В > 400 В

Длительно-допустимые токи кабеля рассчитаем с учетом поправочных коэффициентов. Принимаем поправочный коэффициент К=0,92 табл. 1.3.6 [8].

$$I_{дл.расч.} = k_з \cdot I_{дл.доп} \quad (2.2.29)$$

где $k_з$ – поправочный коэффициент, учитывающий применение четырехжильного кабеля;

$I_{дл.доп}$ – допустимый ток согласно таблицы 11 [31].

Приведем пример расчета кабеля от КТП трансформатора 1 секция шин до двигателя М9 вентилятора центрального зала:

$$I_{дл.расч.} = k_з \cdot I_{дл.доп} \geq I_{расч}$$

$$I_{дл.доп} \geq \frac{I_{расч}}{k_з}$$

$$500 \geq \frac{437}{0,92} = 475 \ A$$

Применяем кабель Н9 ВВГнг сечение кабеля 3х185 на допустимый ток 500 А из табл.1.3.6 [4].

Проверяем выбранный кабель на потерю напряжения. Отклонение напряжения на зажимах электроприёмников в нормальном режиме должно находиться в промежутке от -5% до +5% [9].

Потери напряжения в трансформаторе:

$\Delta U_{тр} = K_з \cdot (\Delta U_{a\%} \cdot \cos\varphi + \Delta U_{p\%} \cdot \sin\varphi)$, (2.2.30)

$K_з$ – коэффициент загрузки трансформатора, $K_з$ = 0,54 для 1 секции шин, $K_з$ = 0,57 для 2 секции шин;

ΔU_a – потери напряжения от активной составляющей тока;

$$\Delta U_a = \frac{P_к}{S_н} \cdot 100 = \frac{9}{1000} \cdot 100 = 0{,}9\,\%. \quad (2.2.31)$$

$$\Delta U_p = \sqrt{U_{к\%}^2 - U_{a\%}^2} = \sqrt{6^2 - 0{,}9^2} = 5{,}93\,\%. \quad (2.2.32)$$

Потери напряжения в 1 и 2 трансформаторе

$\Delta U_{тр1}$ = 0,54 · (0,9 · 0,95 + 5,93 · 0,31) = 1,45%.

$\Delta U_{тр2}$ = 0,5 · (0,9 · 0,95 + 5,93 · 0,31) = 1,35%.

Для линии с одним потребителем трехфазного переменного тока, потребляемого активную и реактивную мощность, потеря напряжения определяется по формуле

$$\Delta U_{каб} = \frac{\sqrt{3} \cdot I \cdot (R_0 \cdot l \cdot \cos\varphi_2 + X_0 \cdot l \cdot \sin\varphi_2)}{U_{ном}} \cdot 100\,\%. \quad (2.2.33)$$

где $U_{ном}$ – номинальное междуфазное напряжение, В;

R_0, x_0 – активное и реактивное сопротивление линии на единицу длины, мОм/м; [34]

l- длина кабеля, шин м.

Активное и реактивное сопротивление шины на номинальный ток 3200 А:

$R_{ш0}$ = 0,015 мОм/м,

$X_{ш0}$ = 0,007 мОм/м.

Потери напряжения в шинах ШМА 3200 от трансформатора до ВРУ длиной 2 м для послеаварийного режима.

$$\Delta U_{шин} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1585{,}69 \cdot (0{,}015 \cdot 2 \cdot 0{,}95 + 0{,}007 \cdot 2 \cdot 0{,}31) \cdot 10^{-3}}{380} \cdot 100 = 0{,}026\ \%.$$

Потери напряжения в кабеле сечением 185 мм^2 до вентилятора

центрального зала от шин ШМА 3200 длиной 24 м r_0 = 0,115 мОм/м, x_0 = 0,069 мОм/м, табл. 14 [26]:

$$\Delta U_{ЭД1} = \frac{\sqrt{3} \cdot 437 \cdot (0{,}115 \cdot 50 \cdot 0{,}95 + 0{,}069 \cdot 50 \cdot 0{,}31) \cdot 10^{-3}}{380} \cdot 100 = 1{,}3 \ \%.$$

Суммарная потеря напряжения от ВРУ до электродвигателя вытяжного вентилятора котлотурбинного цеха М9:

$$\sum \Delta U_1 = \Delta U_{тр1} + \Delta U_{шин} + \Delta U_{ЭД1} = 1{,}45 + 0{,}023 + 1{,}3 = 2{,}776\%$$

Выбор кабелей и суммарные потери напряжения на ВРУ сведены в таблицу 2.2.6.

Таблица 2.2.6 Результаты выбора сечения жил кабельной линии

№ ЭП по плану	Обозначение линии в проекте	Линия		$I_р$, А	Проверка по длительно допустимой токовой нагрузке			Потеря напряжения в линии						Суммарная потеря напряжения, %	
		Откуда	Куда		Ip, А/k	$I_{дл.доп}$, А	S по дл. доп. току мм^2	L, м	R_0, мОм/м	X_0, мОм/м	cosφ	sinφ	ΔU, %	$\Delta U_{тр}^{+}$ $\Delta U_{ш}$	ΣU, %
1	2	3	4	6	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	Н1	КТП 1 секция шин	Вентилятор фильтр – ловушек 1 контура (ВФЛ)	154	167,39	180	35	32	0,61	0,086	0,95	0,31	1,147	1,476	2,623
2	Н2		Вентилятор фильтр – ловушек 1 контура (ВФЛ)	154	167,39	180	35	27	0,61	0,086	0,95	0,31	0,722	1,476	2,198
3	Н3		Вентилятор фильтр – ловушек 2 контура (ВФЛ)	154	167,39	180	35	20	0,61	0,086	0,95	0,31	0,550	1,476	2,026
4	Н4		Вентилятор фильтр – ловушек 2 контура (ВФЛ)	154	167,39	180	35	25	0,61	0,086	0,95	0,31	0,680	1,476	2,156
9	Н9		Вытяжной вентилятор ЦЗ	437	475,00	500	185	22	0,115	0,069	0,95	0,31	0,300	1,476	1,776
11	Н11		Система охлаждения помещения ПГ (шкаф САУ) ЩС 1	178	193,48	225	50	18	0,43	0,086	0,95	0,31	0,635	1,476	2,111
13	Н13		Приточная система вентиляции ЦЗ	162	176,09	180	35	18	0,61	0,086	0,95	0,31	1,341	1,476	2,817
26	Н26		ЩС 1	138,19	150,21	180	35	10	0,61	0,086	0,95	0,31	0,381	1,476	1,857
14	Н14	ЩС 1	Холодильная машина	4	4,35	27	1,5	8	12,3	0,126	0,95	0,31	0,171	1,857	2,028
15	Н15		Холодильная машина	4	4,35	27	1,5	9	12,3	0,126	0,95	0,31	0,192	1,857	2,049
18	Н18		Система кондиционирования воздуха	46,42	50,46	60	6	12	3,54	0,1	0,95	0,31	0,861	1,857	2,718
20	Н20		Вентилятор приточный радиальный	22	23,91	38	2,5	6	7,4	0,116	0,95	0,31	1,557	1,857	3,414
22	Н22		Вентилятор приточный радиальный	70	76,09	90	10	16	2,13	0,095	0,95	0,31	1,963	1,857	3,820
24	Н24		Вентилятор приточный радиальный	28,45	30,92	49	4	38	4,63	0,107	0,95	0,31	2,181	1,857	4,038
29	Н29		ЩА	6,61	7,18	27	1,5	9	12,3	0,126	0,95	0,31	1,411	1,476	2,887
30	Н30		Компенсирующее устройство	456,34	496	550	2х70	2	0,09	0,035	0,95	0,31	0,053	1,476	1,529

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
5	Н5		Вентилятор фильтр – ловушек 1 контура (ВФЛ)	154	167,39	180	35	20	0,61	0,086	0,95	154	0,850	1,376	2,226
6	Н6		Вентилятор фильтр – ловушек 1 контура (ВФЛ)	154	167,39	180	35	30	0,61	0,086	0,95	154	1,275	1,376	2,651
7	Н7		Вентилятор фильтр – ловушек 2 контура (ВФЛ)	154	167,39	180	35	23	0,61	0,086	0,95	154	0,977	1,376	2,353
8	Н8		Вентилятор фильтр – ловушек 2 контура (ВФЛ)	154	167,39	180	35	33	0,61	0,086	0,95	154	1,402	1,376	2,778
10	Нl0		Вытяжной вентилятор ЦЗ	437	475,00	500	185	27	0,115	0,069	0,95	437	0,429	1,376	1,805
12	Н12		Приточная система вентиляции ЦЗ	162	176,09	180	35	26	0,61	0,086	0,95	0,31	1,431	1,376	2,807
27	Н27		ЩС2	138,19	150,21	180	35	11	0,61	0,086	0,95	0,31	0,419	1,376	1,795
16	Н16	ЩС 2 2 секция шин	Холодильная машина	4	4,35	27	1,5	9	12,3	0,126	0,95	0,31	0,192	1,795	1,987
17	Нl7		Холодильная машина	4	4,35	27	1,5	10	12,3	0,126	0,95	0,31	0,214	1,795	2,009
19	Н19		Система кондиционирования воздуха	46,42	50,46	60	6	13	3,54	0,1	0,95	0,31	0,932	1,795	2,727
21	Н21		Вентилятор приточный радиальный	22	23,91	38	2,5	6	7,4	0,116	0,95	0,31	1,628	1,795	3,423
23	Н23		Вентилятор приточный радиальный	70	76,09	90	10	16	2,13	0,095	0,95	0,31	2,028	1.795	3,823
25	Н25		Вентилятор приточный радиальный	28,45	30,92	49	4	39	4,63	0,107	0,95	0,31	2,239	1,795	4,034
28	Н28	КТП 2 секция шин	ЩО	135	146,74	150	25	9	0,86	0,089	0,95	0,31	2,128	1,376	3,504
31	Н31		Компенсирующее устройство	608,46	661,37	770	2xl20	2	0,09	0,035	0,95	0,31	0,053	1,376	1,429

2.2.7 Расчет токов короткого замыкания

Целью расчета токов к.з. в сетях до 1 кВ является проверка выбранных автоматов и шинопроводов на стойкость действия токов к.з., всех видов защитных аппаратов – по предельному току отключения и на чувствительность защит.

Для проверки защитных аппаратов по предельному току к.з., а для проверки максимальное значение тока трехфазного к.з., а для проверки чувствительности защит определяют минимальное значение тока однофазного к.з.

При расчете токов КЗ возможны следующие допущения [34]:

- максимально упрощать и эквивалент ировать всю внешнюю сеть по отношению к месту КЗ и индивидуально учитывать только автономные источники электроэнергии и электродвигатели, непосредственно примыкающие к месту КЗ;

- не учитывать ток намагничивая трансформаторов;

- не учитывать насыщение магнитных систем электрических машин;

- принимать коэффициенты трансформации трансформаторов равными отношению средних номинальных напряжений тех ступней напряжения сетей, которые связывают трансформаторы. При этом следует использовать следующую шкалу средних номинальных напряжений: 0,4; 0,23 кВ;

- не учитывать влияния асинхронных электродвигателей, если их суммарных номинальный ток не превышает 1,0 % начального значения периодической составляющей тока в месте КЗ, рассчитанного без учета электродвигателей;

- не учитывать влияние на процесс короткого замыкания электроосветительных установок, а также механизмов с электродвигателями, работающими в кратковременном режиме.

Для расчета тока КЗ в заданных точках учитываем:

- индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи,

включая силовые трансформаторы, проводники, токовые катушки автоматических выключателей;

- активные сопротивления элементов короткозамкнутой цепи;

- для проверки электрооборудования и элементов электрической сети на электродинамическую стойкость, отключающую способность проведем расчет трехфазного короткого замыкания, поскольку в этом случае ток короткого замыкания будет наибольшим.

Расчет токов короткого замыкания выполняем по методике предоставленной [34]. Расчетная схема для токов к.з. показана на рис. 1,6 а.

Определим $I_{кз}^{(3)}$ в точке К1:

Сопротивление системы, отнесенное к расчетному напряжению системы:

$$X_C = \frac{U_{C.нн^2}}{\sqrt{3} \cdot I_{K.BH} \cdot U_{CP.BH}} = \frac{0{,}4^2}{\sqrt{3} \cdot 31{,}5 \cdot 6} = 0{,}489 \ \ мОм, \qquad (2.2.34)$$

где $U_{ср.нн}$ – среднее напряжение на низшей ступени трансформации трансформатора соответственно, В;

$U_{ср.вн}$ – среднее напряжение на высшей ступени трансформации трансформатора соответственно, кВ;

$I_{к.вн}$ – ток, отключаемый предохранителем на стороне высшего напряжения трансформатора, кА.

Определим сопротивление трансформатора:

$$R_{тр} = \frac{\Delta P_{к.з.} \cdot U_{н.н.^2}}{S_{ТР^2}} - \frac{9000 \cdot 400^2}{\left(1000 \cdot 10^3\right)^2} \cdot 10^3 = 1{,}44 \ \ мОм. \qquad (2.2.35)$$

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$X_{ТР} = \left(\sqrt{\frac{U_{к^2}\%}{100^2} - \frac{\Delta P_{к^2}}{S_{тр^2}}} \right) \cdot \frac{U_{НН^2}}{S_{тр}} = \left(\sqrt{\frac{6^2}{100^2} - \frac{9000^2}{\left(1000 \cdot 10^3\right)^2}} \right) \cdot \frac{400^2}{1000 \cdot 10^3} \cdot 10^3 = 9{,}49 \ \ мОм. \qquad (2.2.36)$$

Сопротивление катушек и контактов автомата ВА07-220 2000 а табл. 21 [34].

В точке 1К $\frac{\sum X}{\sum R} = \frac{10,03}{1,872} = 5,37.$

Ударный коэффициент в точке 1К: $K_{уд} = 1,56$

$$i_{уд1К} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{по.1К^{(3)}} = \sqrt{2} \cdot 1,56 \cdot 21,57 = 47,59 \ \ кА, \qquad (2.2.39)$$

(2.2.41)

где M_{n^*} - кратность пускового момента двигателя, о.е.;

I_{n^*} - кратность пускового тока двигателя, о.е.;

$\Delta P_{мех}$ - механические потери в двигателе, кВт;

$$P_{мех} = P_{ном} \cdot (1-\eta),$$

Суммарное активное сопротивление двигателя:

(2.2.38)

$X_{\Sigma K1} = ZX_{\Sigma 2} + X_{ш} + X_{m} + X_{QF5} + X_{каб} = 10{,}05 + 0{,}02 + 0{,}05 + 0{,}1 + 3{,}45 = 13{,}67$ мОм

Схема замещения для расчетов трехфазного тока к.з показана на рис. 2.2.6 б.

Ток вызванный противо-ЭДС двигателя:

$$I_{по.АДК} = \frac{E^{II}_{ф.АД}}{\sqrt{\left(R_{\sum K} + R_{АД}\right)^2 + \left(X_{\sum K} + X_{АД}\right)^2}} = \frac{198{,}3}{\sqrt{\left(12{,}396 + 32{,}9\right)^2 + \left(13{,}76 + 85{,}4\right)^2}} = 1{,}81 \ \ кА$$

Начальное значение периодической составляющей трехфазного тока К1 без учета подпитки от электродвигателей в точке К1:

24 25	15, 0	28,4 5	7	1,9	0,9	0,9	0,4 3	0,03 0	259,9	293,3 65	541,5	962,8 47	198,8	0,1 8	0,2 9

Ударный ток от асинхронных двигателей:

$$i_{уд.ад} = \sqrt{2} \cdot I_{по.АД^{(3)}} \cdot \left(e^{\frac{-0,01}{Tp}} + e^{\frac{-0,01}{Ta}} \right),$$

где T_p – расчетная постоянная времени затухания периодической составляющей тока статора, с;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составлявшей тока статора, с.

$$T_p = \frac{X_{ад} + X_{1кб}}{\omega_C \cdot R_2}, T_a = \frac{X_{ад} + X_{1кб}}{\omega_C \cdot (R_2 + R_{1кб})},$$

где ω_c – синхронная угловая частота рад/с;

R1, R2 – соответственно активное сопротивление статора и активное сопротивление ротора, приведенное к статору.

$\Sigma i_{уд.ад}$ = 0,88· 8 + 3,08 · 2 + 2,25 · 2 + 0,25 · 2 + 0,77 · 2 + 0,29 · 2 = 20,31 кА.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ в точке 1к

$$I_{по.1К^{(3)}} = I_{по.сист1К^{(3)}} + \Sigma I_{по.АД} = 21,57 + 15,88 = 37,46 \ кА$$

Суммарное значение ударного тока точке 1К с учетом суммарного ударного тока всех электродвигателей КТП:

$i_{уд.\Sigma} = i_{уд1К} + \Sigma i_{уд.ад}$ = 47,59 + 20,31 = 67,9 кА.

Рассчитаем однофазный ток короткого замыкания в точке К1 от ВРУ до электродвигателя двигателя вентилятора центрального зала.

Начальная значение периодической составляющей тока однофазного КЗ от системы ($I_{по}^{(1)}$) в килоамперах определяется:

$$I_{по}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{ср.нн}}{\sqrt{\left(2 \cdot r_{1\Sigma} + r_{0\Sigma}\right)^2 + \left(2 \cdot x_{1\Sigma} + x_{0\Sigma}\right)^2}} \qquad (2.2.45)$$

где $r_{1\Sigma}$ и $x_{1\Sigma}$ – суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивления прямой последовательности, мОм;

$r_{0\Sigma}$ и $x_{0\Sigma}$ – суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивления нулевой последовательности расчетной схемы относительно точки КЗ, мОм.

У начального значения периодической составляющей тока однофазного КЗ будет учитывать сопротивления дуги ($r_д$).

п 2.1.1 [26].

$R_{\Sigma 0} = R_{тр} + R_{ш0} = 1,44 + 0,202 = 1,642$ мОм;

Суммарное индуктивное сопротивление нулевой последовательности до точки 1К:

$\Sigma x_{0\Sigma} = x_{тр} + x_{ш0} = 9,49 + 0,045 = 9,535$ мОм;

Определим однофазный ТКЗ для точки 1К без учета тока дуги:

$$I_{по}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{ср.нн}}{\sqrt{\left(2 \cdot r_{1\Sigma} + r_{0\Sigma}\right)^2 + \left(2 \cdot x_{1\Sigma} + x_{0\Sigma}\right)^2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 230}{\sqrt{\left(2 \cdot 1,872 + 1,642\right)^2 + \left(2 \cdot 10,05 + 9,535\right)^2}} = 13,22 \ кА$$

Влияние активного сопротивления дуги на ток КЗ можно учитывать путем умножения расчетного тока КЗ, найденного без учета сопротивления дуги в месте КЗ, на зависящий от сопротивления цепи КЗ поправочный коэффициент Кс.

Сопротивление дуги до точки 1К определяется по формуле:

$$Z_{К1}^{(1)} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{\left(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma}\right)^2 + \left(2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma}\right)^2} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{\left(2 \cdot 1,872 + 1,642\right)^2 + \left(2 \cdot 10,05 + 9,535\right)^2} = 10,04 \ мОм$$

(2.2.46)

Поправочный коэффициент для учета влияния дуги на ток КЗ

$$K_{с1} = 0,6 - 0,0025 \cdot Z_K + 0,114 \cdot \sqrt{Z_K} - 0,13 \sqrt[3]{Z_K} = 0,6 - 0,0025 \cdot 10,04 + 0,114 \cdot \sqrt{10,04} - 0,13 \sqrt[3]{10,04} = 0,69$$

(2.2.47)

Ток однофазного КЗ в точке 1К с учетом сопротивления дуги приложения 9 [26]:

$$I_{под}^{(1)} = K_C \cdot I_{по}^{(1)} = 13,22 \cdot 0,69 = 9,12 \ мОм \qquad (2.2.48)$$

$R_{\Sigma K1}$ = 12,396 мОм

$X_{\Sigma K1}$ = 13,67 мОм

Сопротивление нулевой последовательности в точке К1:

$R_{\Sigma 0} = R_{тр} + R_{ш0} + R_{каб0}$ = 1,44 + 0,202 + 18,5 = 20,142 мОм;

Суммарное индуктивное сопротивление нулевой последовательности до точки К1:

$\Sigma x_{0\Sigma 1} = x_{тр} + x_{ш0} + x_{каб0}$ = 9,49 + 0,045 + 13,4 = 22,935 мОм;

Определим однофазный ТКЗ для точки К1 без учета тока дуги:

$$I_{по}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{ср.нн}}{\sqrt{\left(2 \cdot R_{\Sigma R1} + R_{0\Sigma 1}\right)^2 + \left(2 \cdot X_{\Sigma K1} + X_{0\Sigma 1}\right)^2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 230}{\sqrt{\left(2 \cdot 12{,}396 + 20{,}142\right)^2 + \left(2 \cdot 13{,}67 + 22{,}935\right)^2}} = 5{,}9 \ кА$$

Сопротивление дуги до точки К1 определяется по формуле:

$$Z_{K1}^{(1)} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{\left(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma}\right)^2 + \left(2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma}\right)^2} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{\left(2 \cdot 12{,}396 + 20{,}142\right)^2 + \left(2 \cdot 13{,}67 + 22{,}935\right)^2} = 22{,}47 \ мО$$

(2.2.46) Поправочный коэффициент для учета влияния дуги на ток КЗ

$$K_{c1} = 0{,}6 - 0{,}0025 \cdot Z_K + 0{,}114 \cdot \sqrt{Z_K} - 0{,}13 \sqrt[3]{Z_K} = 0{,}6 - 0{,}0025 \cdot 22{,}47 + 0{,}114 \cdot \sqrt{22{,}47} - 0{,}13 \sqrt[3]{22{,}47} = 0{,}71$$

(2.2.47)

Ток однофазного КЗ в точке 1К с учетом сопротивления дуги прил. 9 [26]:

$I_{под}^{(1)} = K_C \cdot I_{по}^{(1)} = 0{,}714 \cdot 5{,}9 = 4{,}2$ мОм (2.2.48)

Проверку выключателей на коммутационную способность выполняем по следующей формуле:

$I_{cu} \geq I_{по}^{(3)}$,

Проверим выключатель ВА07-440: $U_н$ = 690 В; $I_н$ = 2500 А; I_{cu} = 75 кА.

В точке 1К $I_{по}^{(3)}$ = 35,37 кА.

Условие проверки вылкючателя на коммутационную способность выполняется 75 кА ≥ 35,37 кА.

Проверим выключатель ВА88-40: $U_н$ = 690 В; $I_н$ = 800 А; I_{cu} = 35 кА.

В точке 1К $I_{по}^{(3)}$ = 14,29 кА.

Условие проверки выключателя на коммутационную способность выполняется 35 кА ≥ 14,29 кА.

Выключатели проходят по условию проверки.

Проверку выключателей на электродинамическую стойкость выполняем по формуле:

$$\sqrt{2}I_{cu} \geq i_y,$$

где I_{cu} – номинальная предельная наибольшая отключающая способность, кА;

i_y – ударный ток трехфазного короткого замыкания, кА.

Проверим вводный выключатель ВА07.

В точке 1К i_y = 78,19 кА $\sqrt{2} \cdot 75 = 106 \geq 78{,}19$.

Проверим выключатель до двигателя М1 ВА88-40.

В точке К1 I_y = 21,76 кА $\sqrt{2} \cdot 35 = 49{,}5 \geq 21{,}76$.

Выбранные выключатели проходят проверку на электродинамическую стойкость.

Проверяем выключатели на чувствительность по току однофазного короткого замыкания по характеристикам – при расчетном соотношении

Проверим выключатель ВА07 в точке 1К по срабатыванию при минимальном токе короткого замыкания:

- автоматический выключатель должен обеспечить отключение за безопасное время 0,4 секунды или раньше п. 1.7.79 [8].

Для выключателя ВА07 с электронным регулируемым расцепителей в точке 1К $I_{по}^{(1)}$ = 13,22 кА по рис. 1.3 срабатывание произойдет через 0,1 с.

Выключатель проходит по условиям проверки.

$$\frac{13220}{2500} = 5{,}288 = 5287$$

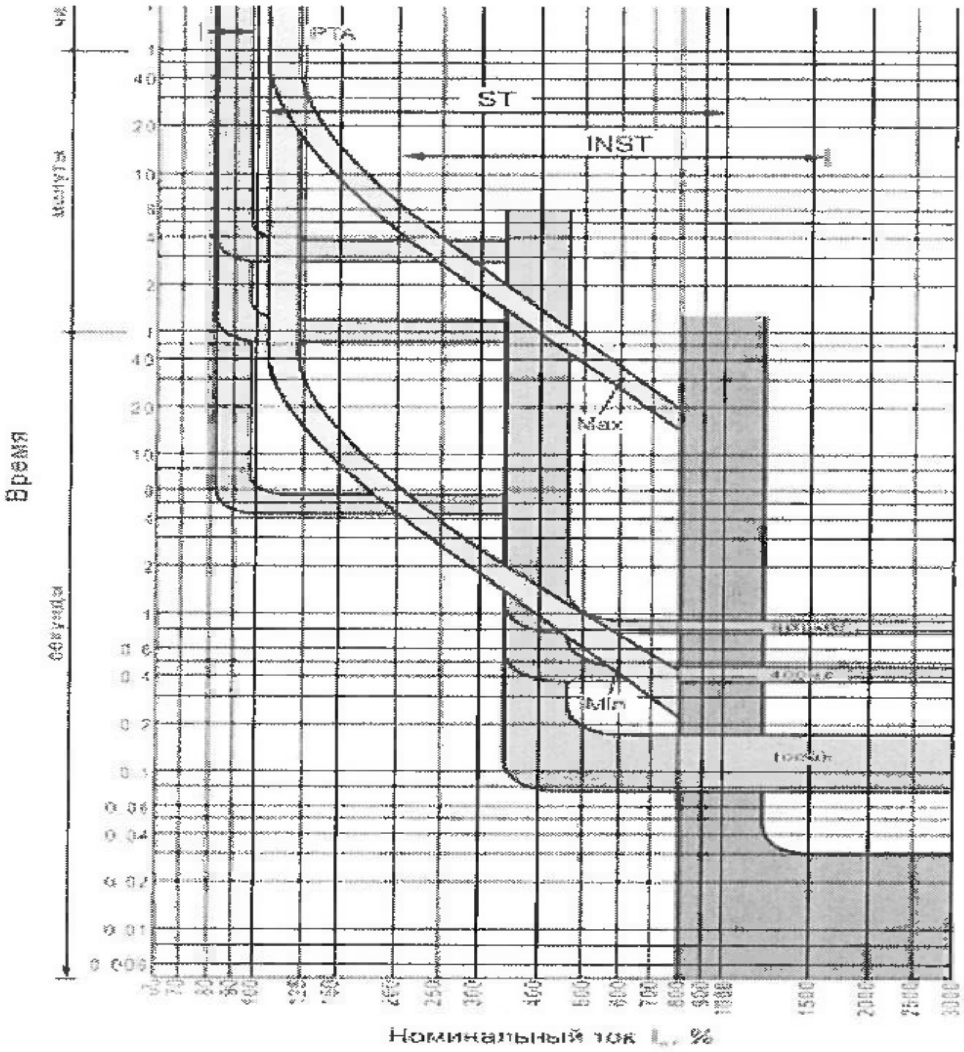


Рисунок 2.2.3 Время – токовая характеристика выключателей ВА07 [28]

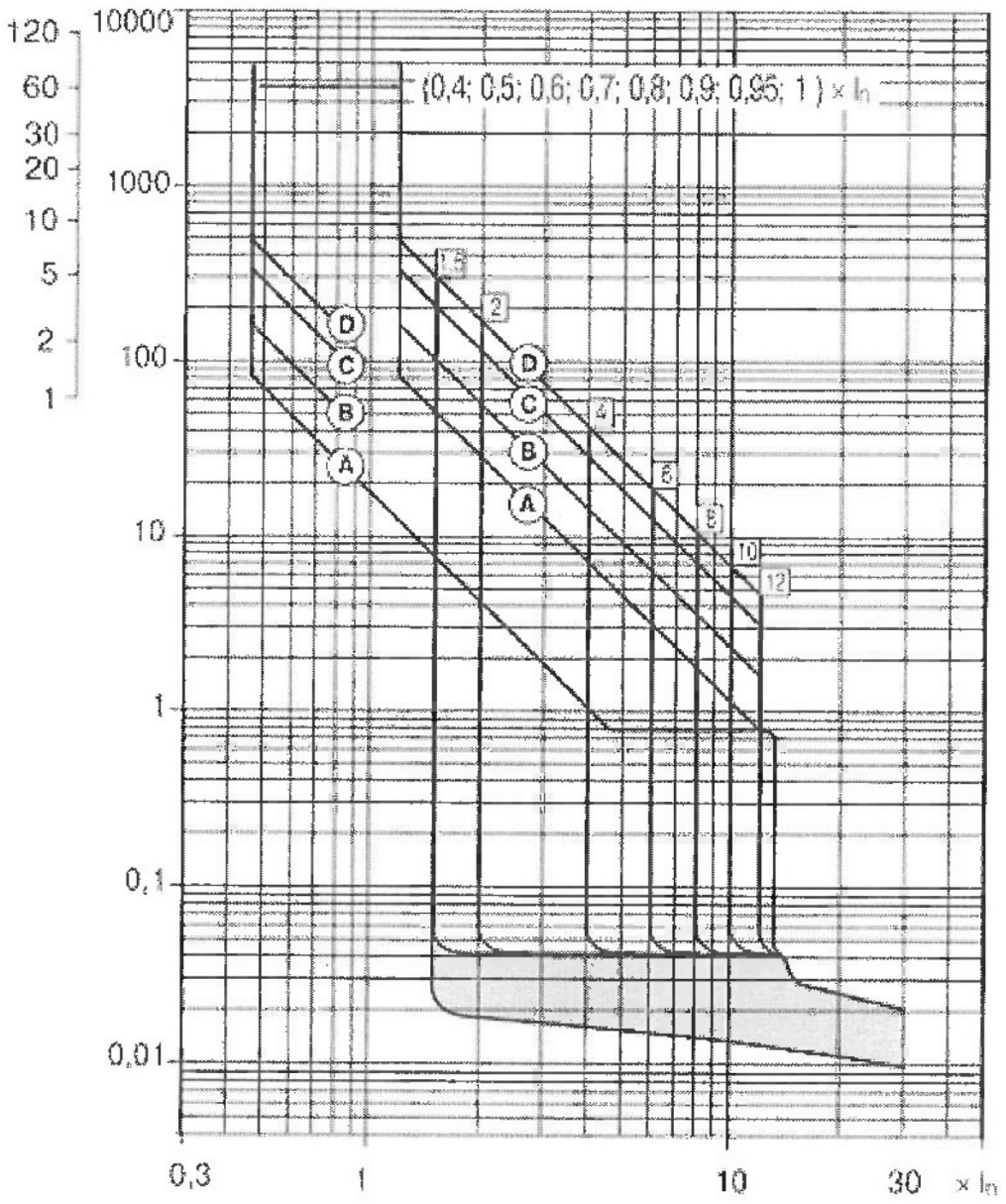


Рисунок 2.2.4 Время – токовая характеристика выключателей ВА88 [29]

Для выключателя ВА88-40 с электронным регулируемым расцепителей в точке К1 $I_{по}^{(1)}$ = 4,2126 кА по рис. 1.4 срабатывание произойдет через 0,02 с.

$$\frac{4212,6}{800}=5,26\cdot I_n.$$

2.3 ЭЛЕКТРОПРИВОД ВЫТЯЖНОГО ВЕНТИЛЯТОРА КОТЛОТУРБИННОГО ЦЕХА

2.1.3 Условия работы и требования, предъявляемые к проектируемому электроприводу

Для обеспечения требуемого микроклимата в центральном зале котлотурбинного цеха применяется приточно—вытяжная вентиляция. Приточные системы служат для подачи в вентилируемые помещения чистого воздуха взамен удаленного. Вытяжная система вентиляции ЦЗ предназначена для удаления воздуха из ЦЗ. Для вытяжной вентиляции применяется два вентилятора ВЦП - 16.

Вентилятор ВЦП 16 может изготавливаться с реверсивным устройством, такой вентилятор может быть использован для проветривания объемных помещений, при их прохождении и в других областях промышленности как вентилятор высокого давления, работающий с производительностью 15-35 м³/с и давлением до 7000-8000 Па.

Вентилятор рассчитан на работу с металлическим трубопроводом диаметром 800, 900 или 1000 мм. Вентилятор устанавливается отдельном помещении.

Вентилятор ВЦП-16 состоит из следующих основных сборочных единиц: направляющего аппарата (1), корпуса (2), ротора (3), кожуха (4), рамы (5), муфты (6), патрубка (7) трубопровода и переходника (8) для трубопровода.

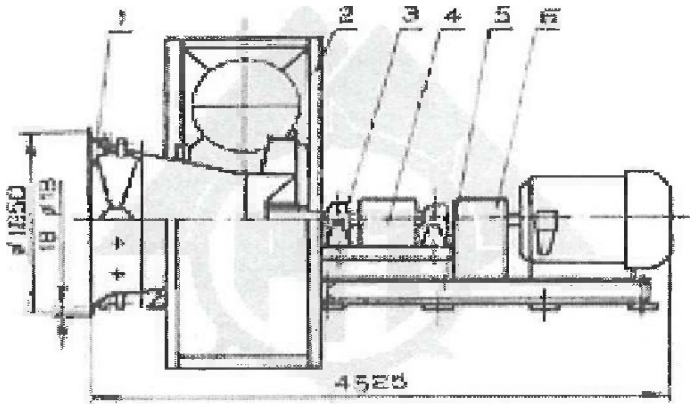


Рисунок 2.3.1 — Конструкция вентилятора ВЦП-16

Главный вал установлен в двух радиально-сферических подшипниках. Рабочее колесо сварной конструкции состоит из коренного и покрывного

дисков и 8 профильных лопаток. Вал электродвигателя и вал вентилятора соединяются зубчатой муфтой. Корпус вентилятора представляет собой металлоконструкцию, сваренную из листовой и сортовой стали. Разъем корпуса по оси колеса делает возможным обслуживание и ремонт вентилятора. Для регулирования производительности и давления вентилятор снабжен направляющим аппаратом, имеющим 12 одновременно поворачивающихся лопаток. Поворот лопаток осуществляется с помощью привода направляющего аппарата. Рама сварная из швеллера и толстолистовой стали. Коробка имеет два прямоугольных канала сечением 1000 x l200мм, соединенных между собой проходным отверстием. Она устанавливается на балках, опирающихся на колонны, и присоединяется фланцами к нагнетательному трубопроводу всаса и выходному отверстию вентилятора.

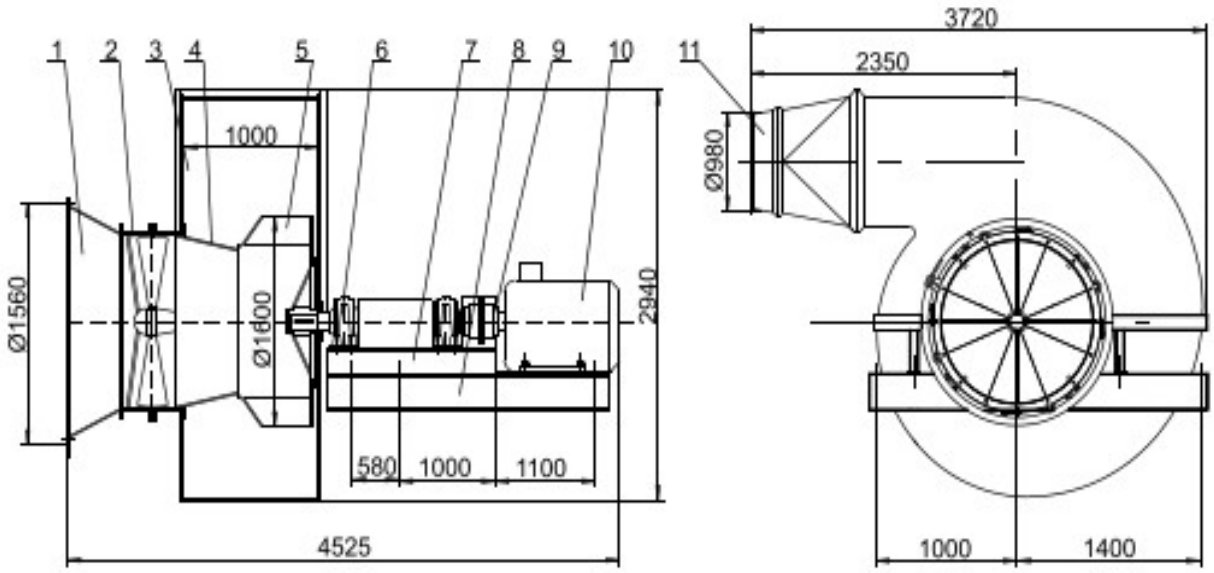


Рисунок 1.2 —Конструкция вентилятора ВЦП-16

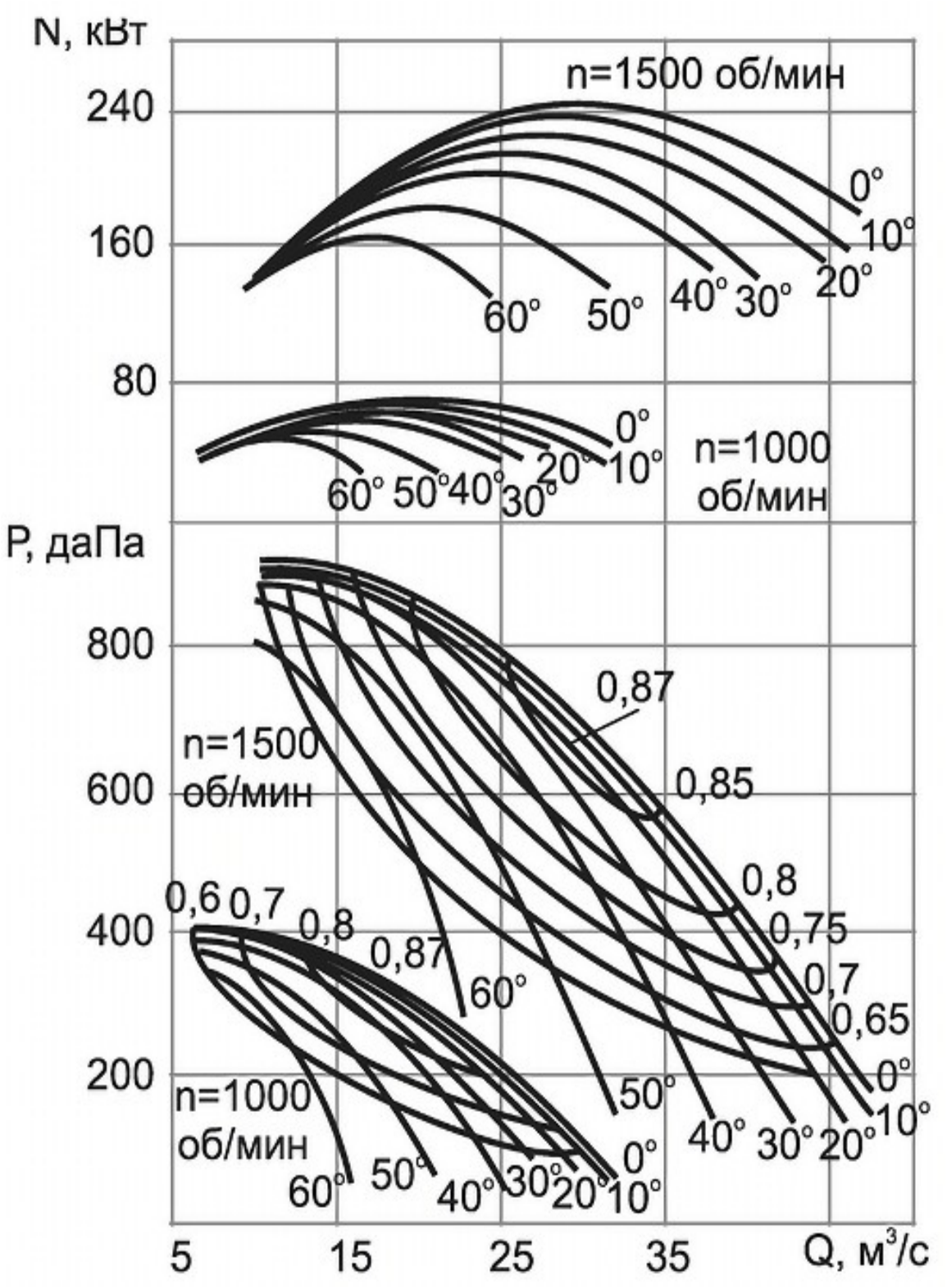


Рисунок 1.3 – Аэродинамическая характеристика ВЦП-1

К электроприводу вентиляционных установок предъявляются следующие требования:

- режим работы — продолжительный;
- регулирование скорости в зависимости от микроклимата помещения;
- характер нагрузки спокойный, без резких перепадов;
- электропривод безредукторный;
- отсутствие реверса;
- условия их пуска — облегченные, момент трогания не превышает 20...30 % номинального момента;

-минимальные потери электроэнергии при работе привода;

-автоматическая защита электропривода от аварийных режимов работы;

2.3.2 Обзор и анализ систем проектируемого электропривода и структур систем управления

Вытяжные вентиляционные установки в составе вентиляционной системы при наладке требуют настройки на режим заданной производительности по заданному графику в течение суток. В настоящее время данное регулирование осуществляется изменением аэродинамических сопротивлений элементов системы клапанами, заслонками. Это достаточно сложный процесс, поскольку любые изменения приводят к перераспределению расходов воздуха в системе и изменению режима работы вентилятора вытяжной установки по производительности. При перекрытии вентиляционного канала, производительность вентиляции в целом падает, но двигатель, работающий на максимальной мощности потребляет максимум электроэнергии сети, на участках воздухопроводов появляется переизбыток давления, приводящий к снижению надежности системы.

Таким образом системы электропривода вентиляторов с регулированием производительности путем изменения аэродинамическое сопротивление отличаются большими потерями энергии, низкой надежностью, сложностью

настройки схемы управления.

В настоящее время для регулирования производительности вентиляции котлотурбинного цеха используют сочетание изменение скорости вращения вала двигатели путем применения четырехскоростного асинхронного двигателя. Данный двигатель имеет большие габариты, сложность системы управления, системы с трудом поддается автоматизации. В качестве модернизации системы управления с целью повышения энергосберегающего эффекта и автоматизации в выпускной квалификационной работе предлагаю внедрение более современного частотно-регулируемого электропривода.

Частотное управление электроприводами обеспечивает следующие преимущества:

- Сокращение расхода электроэнергии на 20 - 50% и более.

Расход пропорционален частоте вращения, давление пропорционально частоте вращения в квадрате, а подводимая мощность пропорциональна частоте вращения в третьей степени. То есть, если требуемый поток воздуха составляет 80% номинального, требуемая частота вращения составляет тоже 80% номинальной, но при этом давление в системе падает до 64% от номинального, а подводимая мощность падает до 51% номинальной.

- Многократное увеличение срока службы двигателя приводного механизма. За счет плавных пусков, устранения пневмоударов, снижения напора: по имеющемуся опыту количество ремонтов основного оборудования снимается в два раза;

- Управление группой электродвигателей с помощью одного ПЧ.

- Возможность удаленной диспетчеризации

Частотный ЭП вентиляционных установок достаточно просто поддается автоматизации по сигналам управления непосредственно на ПЧ.

Это позволяет задачи обслуживающего персонала свести к

периодическому контролю за установками.

Для автоматического поддержания заданной производительности вентилятора по воздуху или для регулирования производительности по заданному алгоритму может быть использовано устройство, функциональная схема которого показана на рис. 2.3.4. Предварительно пользователь устанавливает на приборе заданную производительность вентилятора по воздуху. Этому соответствует формирование сигнала опорного давления на коллекторе, который в дальнейшем используется схемой сравнения. Разность давлений перед вентилятором и в измерительном коллекторе вентилятора подается на вход дифференциального датчика давления, па выходе которого вырабатывается сигнал электрического напряжения, пропорциональный измеренной разности давлений. Этот сигнал поступает на вход усилителя-формирователя и схему сравнения, где производится сравнение измеренного давления в коллекторе и заданного опорного сигнала (соответствующего требуемой производительности вентилятора).

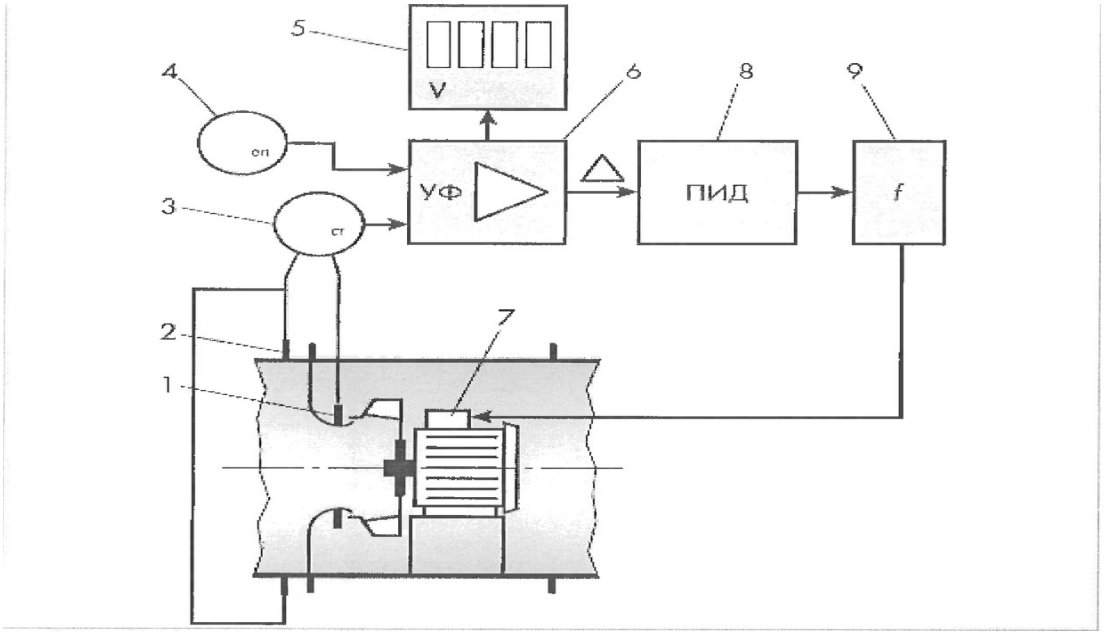


Рисунок 2.3.4 — Система автоматического регулирования вентиляционной установки

Схема автоматического поддержания заданной производительности вентилятора в составе вентиляционной системы: 1 — приемник статического давления на входном коллекторе радиального вентилятора; 2 — приемник статического давления в канале перед вентилятором; 3 — дифференциальный датчик давления; 4 — источник опорного сигнала давления (задатчик требуемого расхода воздуха); 5 — измерительный вольтметр (индикатор расхода воздуха); 6 — усилитель — формирователь разностного сигнала давления (сигнал оюибки расхода воздуха); 7 — электродвигатель вентилятора; 8 — ПИД-регулятор частоты вращения электродвигателя; 9 — регулируемый частотный привод.

Сигнал ошибки расхода воздуха поступает на вход ПИД-регулятора, формируется там соответствующим образом и далее подается на управляющий вход частотного привода, связанного с электродвигателем вентилятора. Значение реальной производительности вентилятора отображается на цифровом индикаторе устройства.

Для ЭП вытяжной вентиляционной установки котлотурбинного цеха применяем частотно-регулируемый электропривод.

Для управления систем частотно-регулируемого электропривода применяется скалярное и векторное управление. Векторное управление применяется для ЭП механизмов с резкопеременной нагрузкой. Скалярное применяется в центробежных механизмах с низкими требованиями к точности регулирование скорости. При скалярном управлении широтно-импульсному преобразователю задается частота и амплитуда выходного напряжения. Часгота задается либо напрямую с пульта управления, либо с регулятора технологического параметра. В последнем случае используется обратная связь по технологическому параметру, т.е. давлению, расходу жидкости и т.д. Необходимая амплитуда напряжения является функцией частоты. Для механизмов с вентиляторной нагрузкой применяют закон квадратичного управления $U/f^2 =$ const, что обусловлено тем, что в этом случае момент

нагрузки имеет степенную зависимость от скорости, поэтому нет необходимости поддерживать высокую перегрузочную способность во всем диапазоне частот, т. е. появляется возможность улутчить э нергетические показатели при снижение скорости

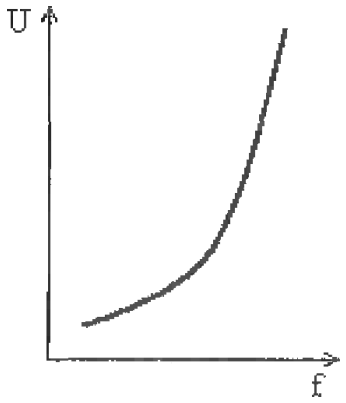
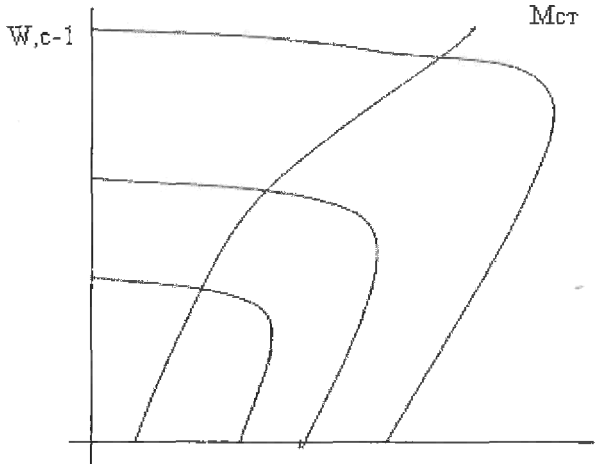


Рисунок 2.3.5 — Вольт-частная характеристика квадратичного управления

При регулировании в области малых частот максимальный момент уменьшается с моментом нагрузки, что соответствует механической характеристике центробежного механизма вентилятора



Исходя из всего выше изложенного можно заключить, что для электропривода вентилятора целесообразно применить систему преобразователь частоты — асинхронный двигатель (ПЧ-АД) со скалярным квадратичным управлением.

2.3.3 Расчет мощности и выбор двигателя, управляемого преобразователя

Технические характеристики двигателя 5АМН315М46:

Для расчета мощности приводного двигателя вентилятора ВЦП-16 используем его основные технические характеристики:

- номинальная мощность: P_N = 250 кВт;
- номинальное напряжение: U_N = 380 В;
- номинальный ток статора: I_N = 456 А;
- число оборотов двигателя: n = 1480 об/мин;
- момент инерции ротора двигателя: $J_д$ = 3,97 кг·м^2;
- коэффициент полезного действия: η = 95,7;
- коэффициент мощности: cosφ = 0,87;
- кратность пускового тока: $I_п$ = 5,6;
- кратность пускового момента: $M_п$ = 1,4;
- кратность критического (максимального) момента: $M_к$ = 1,8;

Номинальный момент двигателя:

$$M_{ном} = \frac{9550 \cdot P_{ном}}{n_{ном}} = \frac{9550 \cdot 250}{1480} = 1613\,Нм \quad (2.3.2)$$

Номинальное скольжение:

$$s = \frac{n_0 - n_{ном}}{n_0} = \frac{1500 - 1480}{1500} = 0,013 \quad (2.3.1)$$

Критическое скольжение для двигателя:

$$S_K = S_H\left(\lambda + \sqrt{\lambda^2 - 1}\right) = 0,013 \cdot \left(1,8 + \sqrt{1,8^2 - 1}\right) = 0,043 \quad (2.3.4)$$

где, λ - перегрузочная способность двигателя

Критический момент двигателя:

$$M_{кр} = \lambda \cdot M_H = 1,8 \cdot 1613 = 2903,4 \text{ Н}_м \quad (2.3.5)$$

По условию

$$P_{ном} > P$$

Выбираем асинхронный двигатель с короткозамкнутым ротором ближайшим к расчетной мощности.

В мощностью 250 кВт для переменной нагрузки вентиляторов Ivt номинальнтм током преобразователя 480А:

Мощность двигателя вентилятора определяется по максимальной производительности и номинальному давлению:

$$P = \frac{k_{зап} \cdot P_a \cdot Q}{1000 \cdot \eta} \quad (2.3.3)$$

где, $k_З$=1,05 – коэффициент запаса мощности, для электродвигателей мощностью от 200 кВт;

$P_а$ - номинальное давление, Па;

Q - номинальная подача м^3/с;

$$P = \frac{1,05 \cdot 3800 \cdot 46}{1000 \cdot 0,83} = 221,13\,кВт$$

Преобразователь частоты фирмы Vacon серии 250CX1,4,3-х фазный, 380-440

Таблица 2.3.1 - ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ

Входное напряжение	Un 380-440 В, -15 %...+10 % 3~
	45...66 Гц
Подключение к сети	Одно включение в минуту.
Выходное напряжение	0—U входного
Выходная частота	0-320 Гц
Разрешение по частоте	0,01 Гц
Пусковой крутящий момент	110 %
Пусковой ток	2 x I H в течение 2 сек. каждые 20 сек., если выходная частота < 30 Гц и температура радиатора < 60 0 C
Способ управления	Скалярное управление U/f
Частота коммутации	1...16 кГц; заводская предустановка — 6 кГц
Задание частоты (опорный сигнал)	Аналоговый вход
Задание частоты с панели управления	Разрешение 0,1 % (10 бит), точность ±1 %, Разрешение 0,01 Гц
Точка ослабления поля	30...320 Гц
Время разгона	0,1 …3000 сек
Время торможения	0,1 ... 3000 сек
Тормозной момент	Торможение постоянным током: 30 %
Тормозной прерыватель	встроенный
Комбинированное торможение	Да
Быстрое ограничение тока	Да
PID регулирование с замкнутой обратной связью	Встроенный ПИД
Защита двигателя внешняя	Вход для терморезистора
Внутренняя защита двигателя	I^2t (испытанный UL)
Защита преобразователя	Защита от короткого замыкания на землю Защита от короткого замыкания между фазами Защита от перегрева Защита от перегрузки Защита от перегрузки по току
Характеристики управления	
Аналоговый вход, потенциальный	0...+10 В, Ri = 200 кОм, Разрешение 10 бит, точность ±1%

4. Для реализации тормозных режимов в ППЧ без рекуперации энергии в выбранном ПЧ используется встроенный тормозной модуль и внешний тормозной резистор, на котором выделяется в виде тепла энергия торможения.

Аналоговый вход, токовый	0(4)...20 мА, R i = 250 Ом дифферен.		
Дискретные входы	3с положительной логикой; 18..24В постоянного тока		
Дополнительное напряжение	+24 В, ±15%, макс. 100 мА		
Опорное напряжение (питание потенциометра) +	24 В, +3%, макс. нагрузка 10 мА		
Аналоговый выход	0(4) ...20 мА; R L макс. 500 Ом; разрешение 16 бит; точность ±l%		
Дискретные выходы	1 программируемый Коммутационная способность: 24В постоянного тока / 8 А, 250 В переменного тока / 8 А, 125 В переменного тока / 0,4 А		

Подключение ППЧ к сети осуществляется через автоматический выключатель и/или контактор КМ и быстродействующие предохранители, для выбранного ПЧ входят в базовый комплект поставки.

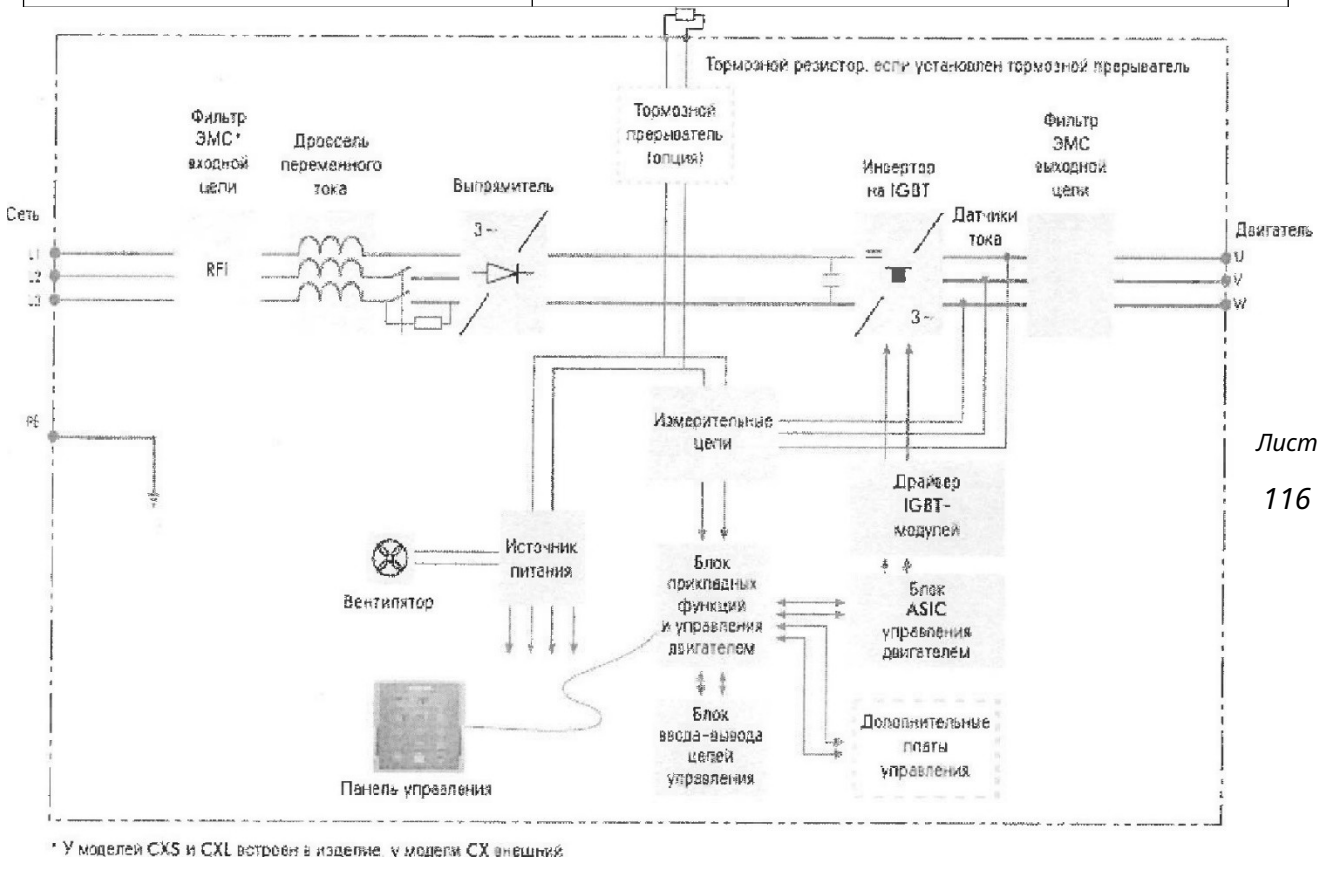


Рис. 2.3.7 — Функциональная схема преобразователя Vacon

Преобразователь частоты предполагает применение следующего комплектующего оборудования:


Фильтр ЭМС входной цепи
Радио-помехи
Дроссель переменного тока
Выпрямитель
3~
Инвертор на IGBT
3~

2.3.4 Расчет структурной схемы электропривода и синтез регуляторов системы управления электропривода

При подчинённом регулировании координат система электропривода разделяется на группы звеньев, в каждом из которых есть одна большая постоянная времени. Количество контуров регулирования выбирается равным числу контролируемых координат объекта регулирования. Так как требования, предъявляемые к системе электропривода вентилятора низкие - применяем одноконтурную систему подчинённого регулирования координат по частоте вращения вала двигателя.

Структурная схема приведена на рис. 2.3.10, где ЗИ – задатчик интенсивности, РС — регулятор скорости, ДС — датчики скорости, ЧП — преобразователь частоты. Преобразователь частоты является инерционным звеном первого порядка.

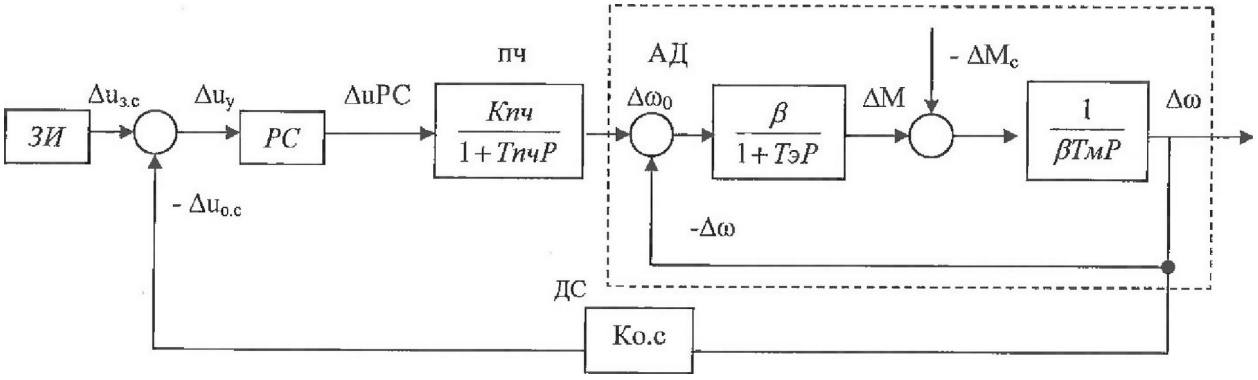


Рисунок 2.3.10 Структурная схема системы ПЧ-АД с обратной связью по скорости

Асинхронный двигатель можно представить двумя звеньями с передаточными функциями:

Механическая часть - $W_{M(p)}=\frac{1}{\beta \cdot T_M P}$

Электрическая часть - $W_{Э(P)}=\frac{\beta}{1+T_Э P}$

Основные параметры указанных звеньев Ц, Тм, Тэ, определяем по следующим формулам.

Коэффициент жёсткости на рабочей характеристике:

$$\beta = \frac{2 \cdot M_K}{\omega_0 \cdot S_K} = \frac{2 \cdot 2903,4}{157,06 \cdot 0.043} = 859,9 \qquad (2.3.6)$$

где, ω_0 - синхронная угловая скорость вращения ротора.

M_K - критический момент

$$\omega_{0ном} = \frac{2\pi \cdot f}{p} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 50}{2} = 157,06\, c^{-1}$$

Момент инерции вентиляционного агрегата состоит из суммы моментов инерции двигателя и вентилятора. Момент инерции двигателя находится по паспортным данным двигателя, а момент инерции вентилятора можно принять в размере 20 % от момента инерции двигателя, по рекомендации.

Суммарный момент инерции роторов двигателя и механизмов агрегата воздушного охлаждения (АВО):

$$J_{\sum} = 1,1 \cdot J_{ДВ} + J_M = 1,1 \cdot J_{ДВ} + 1,2 \cdot J_{ДВ} = 1,1 \cdot 3,97 + 1,2 \cdot 3,97 = 9,131\, кг \cdot м^2$$

1,1 - коэффициент,учитывающий моменты инерции тел связывающий вал двигателя и вентилятор;

Электромеханическая постоянная времени:

$$T_M = \frac{J_{\sum}}{\beta} = \frac{9,131}{859,8} = 0,106\, c \qquad (2.3.7)$$

Эквивалентная электромагнитная постоянная времени цепей статора и ротора АД:

$$T_Э = \frac{1}{\omega_{0эл} \cdot S_{кр}} = \frac{1}{314 \cdot 0,043} 0,074\, c \qquad (2.3.8)$$

где, $\omega_{0эл}$ - угловая скорость электромагнитного поля двигателя.

Передаточная функция механической части:

$$W_{м(p)}=\frac{1}{\beta\cdot T_м\cdot p}=\frac{1}{859,8\cdot 0,0106\,p}=\frac{1}{9,13\,p}$$
$$\omega_{0\,эл}=2\pi\cdot f_1=314,159\ рад/с \qquad (2.3.9)$$

Передаточная функция электрической части:

$$W_Э(P)=\frac{\beta}{1+T_Э\cdot p}=\frac{859,8}{1+0,074\,p}$$

Передаточная функция преобразователя частоты:

$$W_{пч}(P)=\frac{K_{пч}}{1+T_{пч}P}=\frac{15,7}{1+0,001\,p} \qquad (2.3.10)$$

$K_{пч}=\frac{\Delta\omega}{\Delta U_{РС}}=\frac{157,06}{10}=15,7\frac{1}{Вс}$ - передаточный коэффициент преобразователя частоты.

$T_{пч}=0,001$ - постоянная времени цепи управления преобразователем частоты из диапазона от 0,005 до 0,1с.

Расчет структурной схемы объекта регулирования в относительных единицах.

Базисные единицы:

$U_{уб}=U_у=10\,В$, $f_б=f_Н=50\,Гц$, $\omega_б=\omega_7=154,9\,рад/с$, $I_б=I_н=456\,А$,

$M_б=M_н=1613\,Нм$, $\Psi=\Psi_{ном}$, $U_Б=U_С=380\,В$

Передаточная функция преобразователя частоты в относительных единицах:

$W^{¿}_{ПЧ}(p)=\frac{K^{¿}_{ПЧ}}{T_{ПЧ}\cdot p+1}=\frac{1}{0,001\,p+1}$, где $K^{¿}_{п}=Kп\frac{U'б}{\Delta\omega_0}=15,7\frac{10}{15,7}=1$

Передаточная функция электрической части в относительных единицах:

$W^{¿}_{эл.мех}(p)=\frac{\beta^{¿}_{е}}{T_э\cdot p+1}=\frac{83,72}{0,074\,p+1}$, где $\beta^{¿}_{е}=\beta_е\cdot\frac{\omega_б}{M_б}=859,8\cdot\frac{154,9}{1613}=82,6$

Передаточная функция механической части в относительных единицах:

$W^{¿}_{МЕХ}(p)=\frac{1}{T_J\cdot p}=\frac{1}{0,889\cdot p}$, где $T_J=J\sum{}^{¿}\cdot\frac{\omega_б}{M_б}=9,131\cdot\frac{157,06}{1613}=0,889\,с$

2.3.5 СИНТЕЗ РЕГУЛЯТОРОВ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОПРИВОДОМ

Расчет передаточной функции регулятора скорости в относительных единицах.

При синтезе регулятора скорости пренебрегаем влиянием внутренней обратной связи по скорости двигателя, что сказывается на точности регулирования скорости, но при этом незначительно влияет на динамические показатели. Данное решение существенно упрощает синтез регулятора. При этом передаточная функция объекта регулирование примет вид:

$$W_{орс}(p)=\frac{K_{пч}}{(1+T_{\mu}p)(1+T_{э}p)T_{м}p}\cdot\frac{1/K_{\beta.с}}{a_T T_{\mu}p(T_{\mu}p+1)}=\frac{K_{пч}}{(1+T_{\mu}p)(1+T_{э}p)T_{м}p}=$$

$$W_{рс}(p)=\frac{W_{раз}(p)}{W_{орс}(p)}=\frac{K'_{пч}\beta'}{(1+T_{\mu}p)(1+T_{э}p)T_{j}p}=\frac{K_{пч}}{K_{о.с}\cdot\beta' K_{пч}\cdot a_T T_{\mu}p(T_{\mu}p+1)}= \quad (2.3.17)$$

Принимаем некомпенсируемую постоянную времени: $T_{\mu}=T_{пч}=0,001c$

$$\frac{(1+T_{э}p)T_{j}}{K_{о.с}\cdot\beta' K_{пч}a_T T_{\mu}}=\frac{(1+0,074p)\cdot 0,889}{0,99\cdot 82,6\cdot 1\cdot 2\cdot 0,001}=5,27\cdot(1+0,074p) \quad (2.3.22)$$

Желаемая передаточная функция разомкнутого контура скорости.

Расчет параметров математической модели задатчика интенсивности

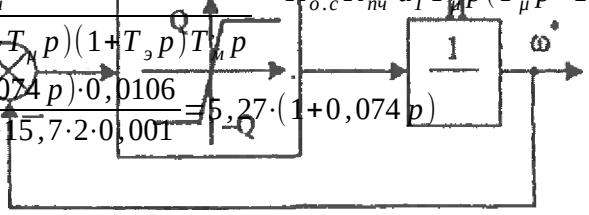
$$W_{раз}(p)=\frac{1/K_{о.с}}{a_T T_{\mu}p(T_{\mu}p+1)} \quad (2.3.18)$$

Задатчик интенсивности предназначен для формирования линейно изменяющегося во времени сигнала задания на скорость с определенным темпом. Темп изменения выходного сигнала задатчика определяется уровнем ограничения Q нелинейного элемента (НЭ) и постоянной времени $T_и$ интегратора (И).

Передаточная функция регулятора скорости.

$$W_{рс}(p)=\frac{W_{раз}(p)}{W_{орс}(p)}=\frac{1/K_{о.с}}{\frac{a_T T_{\mu}p(T_{\mu}p+1)}{K_{пч}}\cdot\frac{K_{пч}}{(1+T_{\mu}p)(1+T_{э}p)T_{м}p}}=\frac{(1+T_{\mu}p)(1+T_{э}p)T_{м}p}{K_{о.с}K_{пч}\cdot a_T T_{\mu}p(T_{\mu}p+1)}=$$

$$\frac{(1+T_{э}p)T_{м}}{K_{о.с}K_{пч}a_T T_{\mu}}=\frac{(1+0,074p)\cdot 0,0106}{0,064\cdot 15,7\cdot 2\cdot 0,001}=5,27\cdot(1+0,074p) \quad (2.3.19)$$



где, $a_T=2$ - коэффициент отношения постоянный

Рисунок 2.3.11 Структурная схема задатчика интенсивности.

$$K_{ОС}=\frac{U_{ЗС.МАХ}}{\omega_{0}}=\frac{10}{157,06}=0,064\,Вс \quad (2.3.20)$$

Для механизма вентилятора агрегата воздушного охлаждения при пуске действует момент нагрузки 20% от номинального значения. Так как преобразователь частоты обеспечивает пуск двигателя вентилятора при плавном повышении напряжения развивая пусковой момент, требуемой нагрузкой, задаем пусковой момент двигателя равный 110 % - максимальное значение, обеспечиваемое выбранным преобразователем частоты. Отсюда

В результате синтеза получаем ПД-регулятор

Структурная схема в абсолютных единицах представлена на рис.2.3.12

рассчитываем время разгона лопастей вентилятора по выражению:

$$t_n = \frac{J_{\sum} \cdot \omega_{НОМ}}{M_{пуск} - M_{ст}} = \frac{9,131 \cdot 154,9}{1,1 \cdot 1613 - 0,2 \cdot 1613} \approx 2,5\,c \quad (2.3.23)$$

Определим параметры математической модели задатчика интенсивности в относительных единицах.

Ускорение привода вентилятора:

$$\varepsilon = \frac{\omega}{t_{пуск}} = \frac{154,9}{2,5} = 61,96$$

Темп задатчика:

$$A = \frac{\varepsilon}{\omega_б} = \frac{61,96}{154,9} = 0,4 \quad (2.3.24)$$

Уровень ограничения нелинейного элемента (принимается) Q =1.

Тогда постоянная времени интегрирующего звена ЗИ:

$$T_u = \frac{Q}{A} = \frac{1}{0.4} = 2,5\,c \quad (2.3.25)$$

Коэффициент передачи в линейной зоне нелинейного элемента (принимается) Кл=l00.

Моделирование нагрузки на валу двигателя

Для моделирования нагрузки на валу двигателя строим математическую модель вентилятора в соответствии с выражением:

$$M_{ст}(\omega) = M_{со} + (M_{с.ном.} - M_{со}) \cdot \left(\frac{\omega}{\omega_{ном}}\right)^2 \quad (2.3.26)$$

где $M_{со}$ - статический момент нагрузки вентилятора при пуске, обусловленный массой лопастей, которая составляет 20 % от номинальной загрузки двигателя . Принимаем Мсо=0,2Мном. При этом в относительных

$$0,8)\cdot\left(\frac{\omega}{1}\right)^2=0,2+0,8(\omega)^2$$

единицах

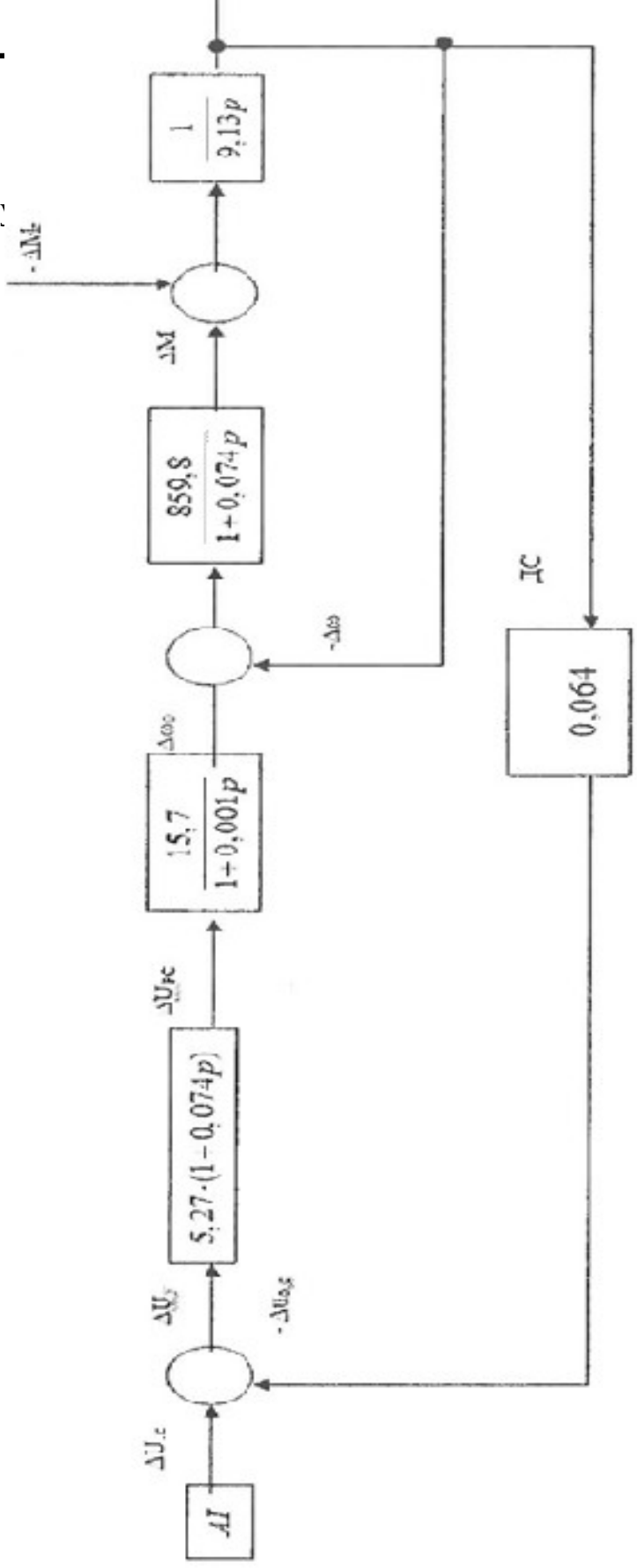


Рисунок 2.3.12 Структурная схема в абсолютных величинах

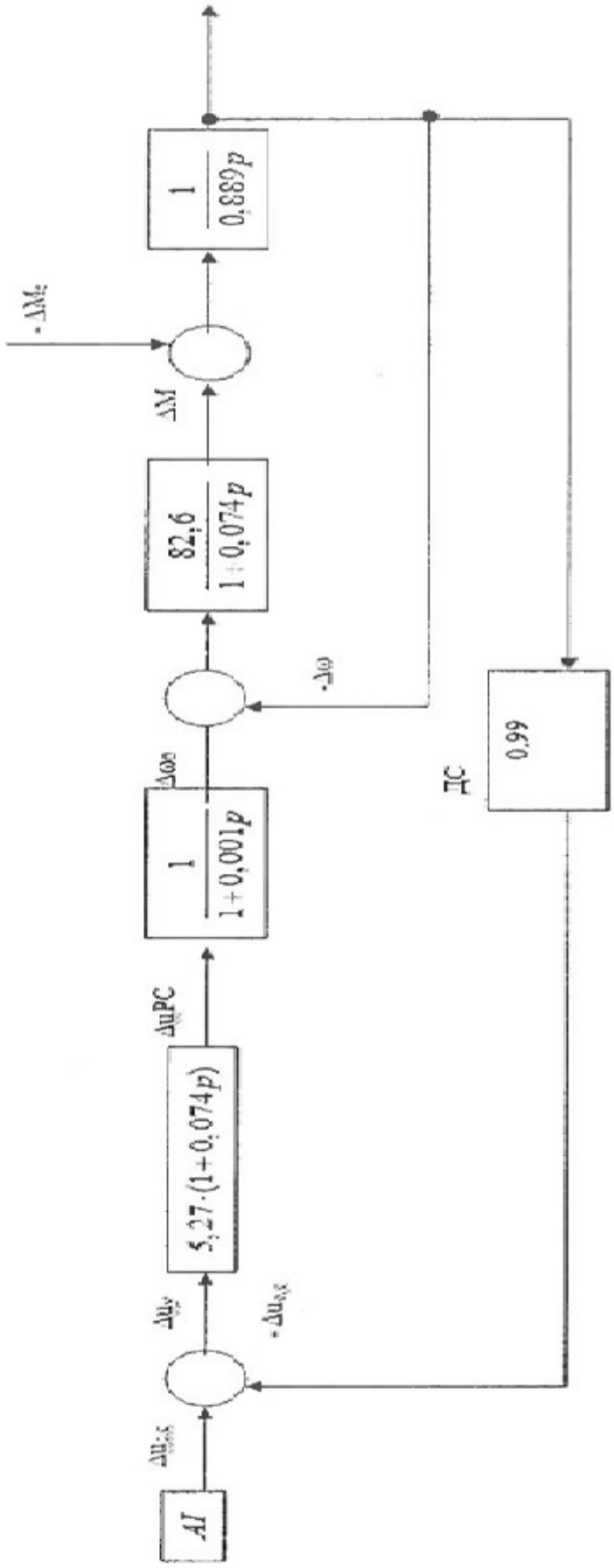


Рисунок 2.3.13 Структурная схема в относительных единицах

Результаты расчёта устойчивой части естественной механической характеристики сводятся в таблицу 2.3.2. Для расчета механической характеристики используется программа Excel.

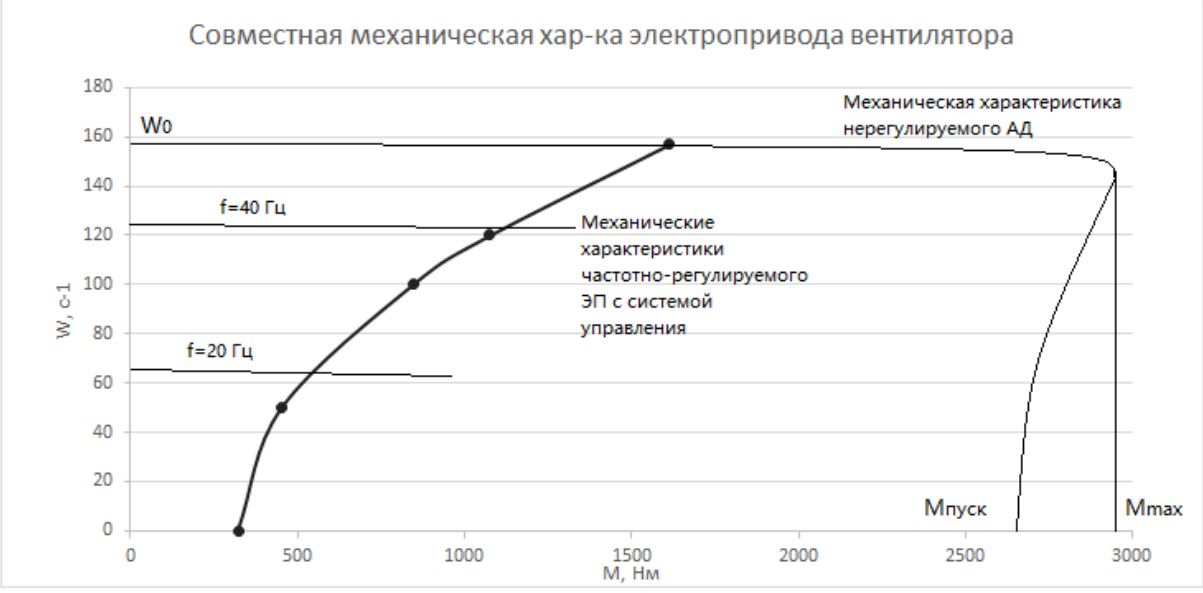
Таблица 2.3.2 — Естественная характеристика двигателя

Скольжение, s	Частота вращения ротора ω, рад/с	Момент двигателя М, Н*м
0	157	0
0,013	154,96	1613
0,02	153,86	2220,17
0,03	152,29	2724,53
0,043	150,25	2903,4

Таблица 2.3.3 — Механическая характеристика вентилятора, построенная по выражению 2.3.26

W,с-1	0	50	100	120	157
М,Нм	322,60	453,48	846,11	1076,45	1613,00

Механическая характеристика электропривода приведена на рисунке 2.3.14



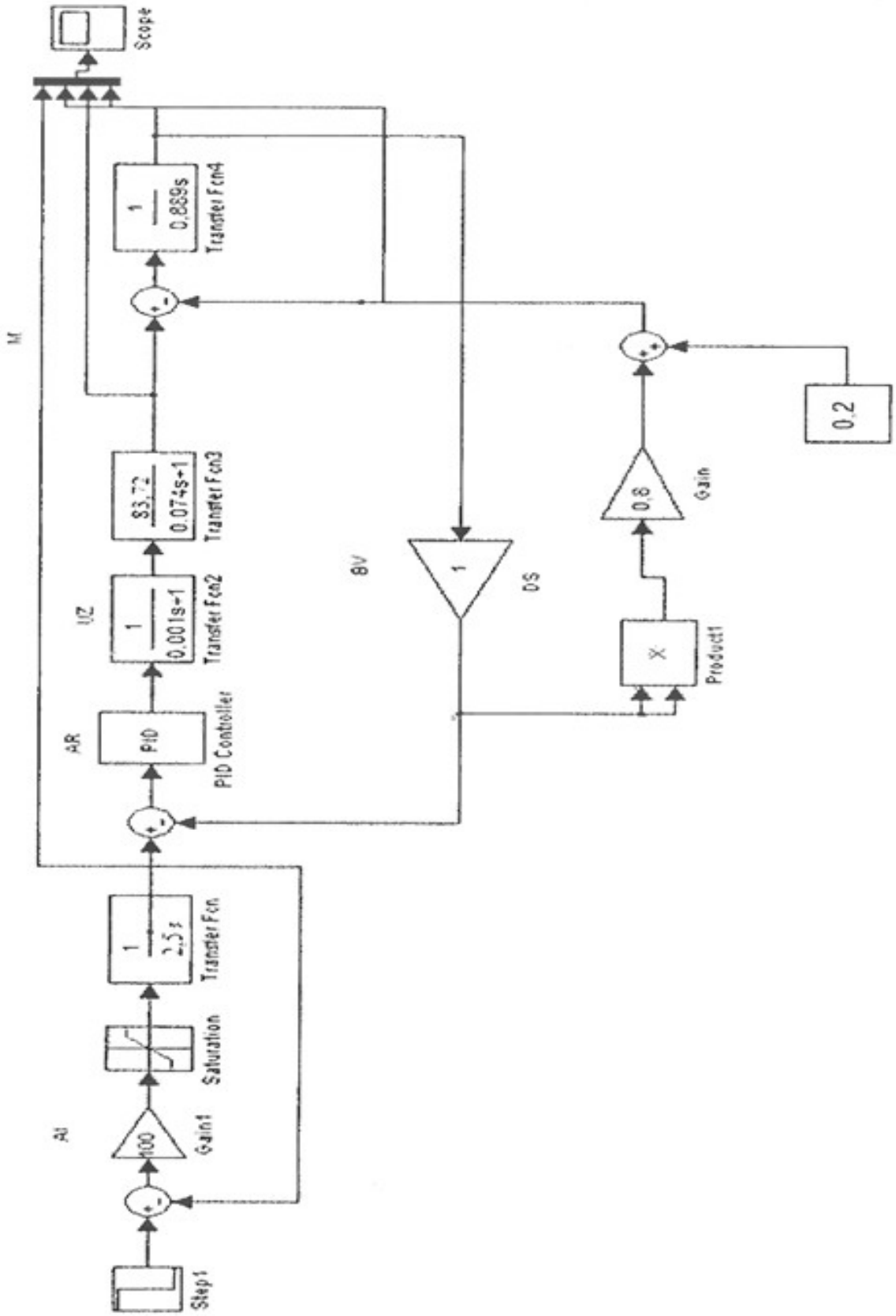


Рис. 2.3.15 Математическая модель ЭП вентилятора

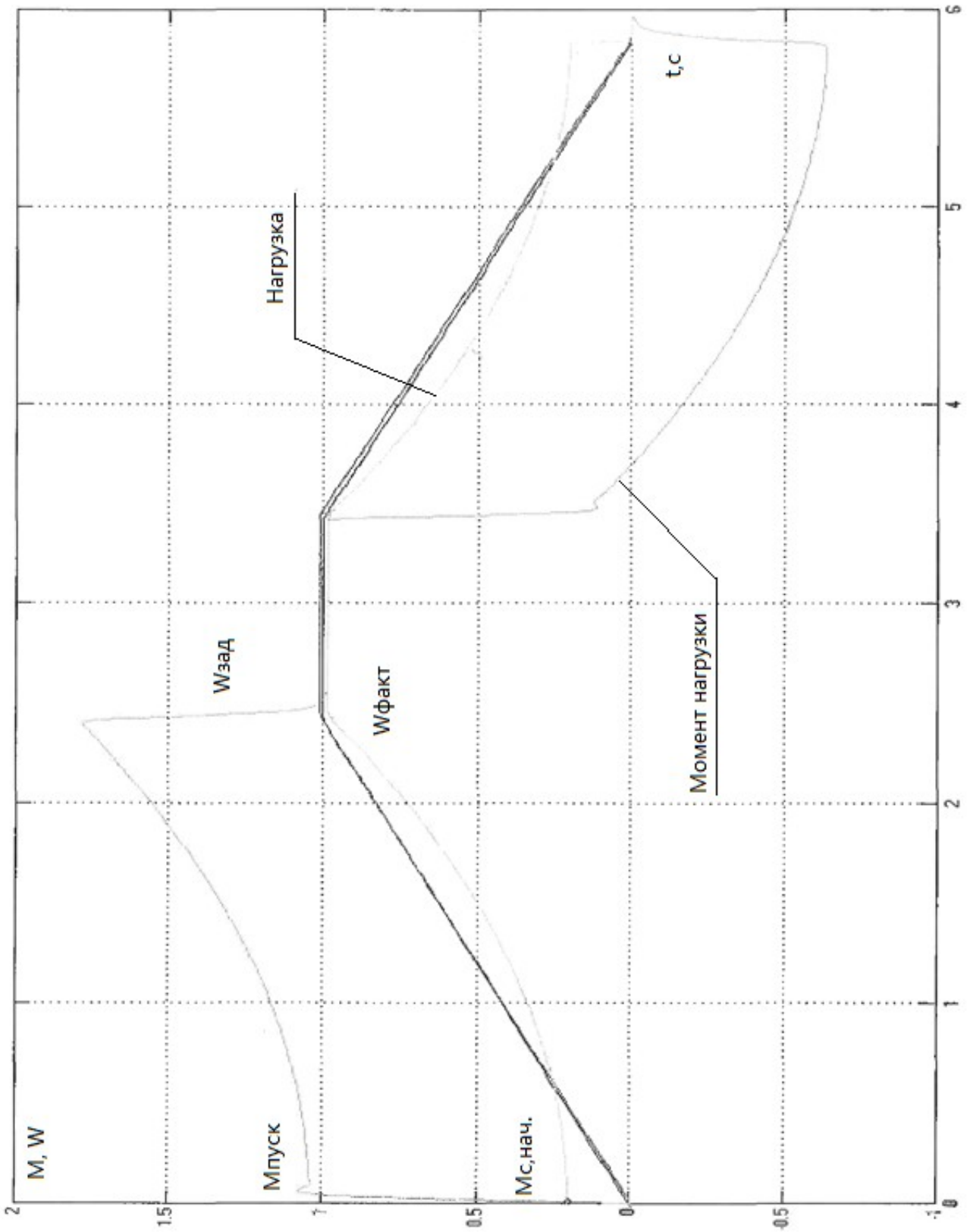


Рис. 2.3.16 Переходной процесс в ЭП

2.3.6 Описание принципиальной схемы

Система асинхронный двигатель — полупроводниковый преобразователь частоты (ППЧ-АД). Типовая схема данной системы представлена на рис.2.3.17. В нижней части рисунка изображены графики напряжений и токов на выходе каждого элемента преобразователя.

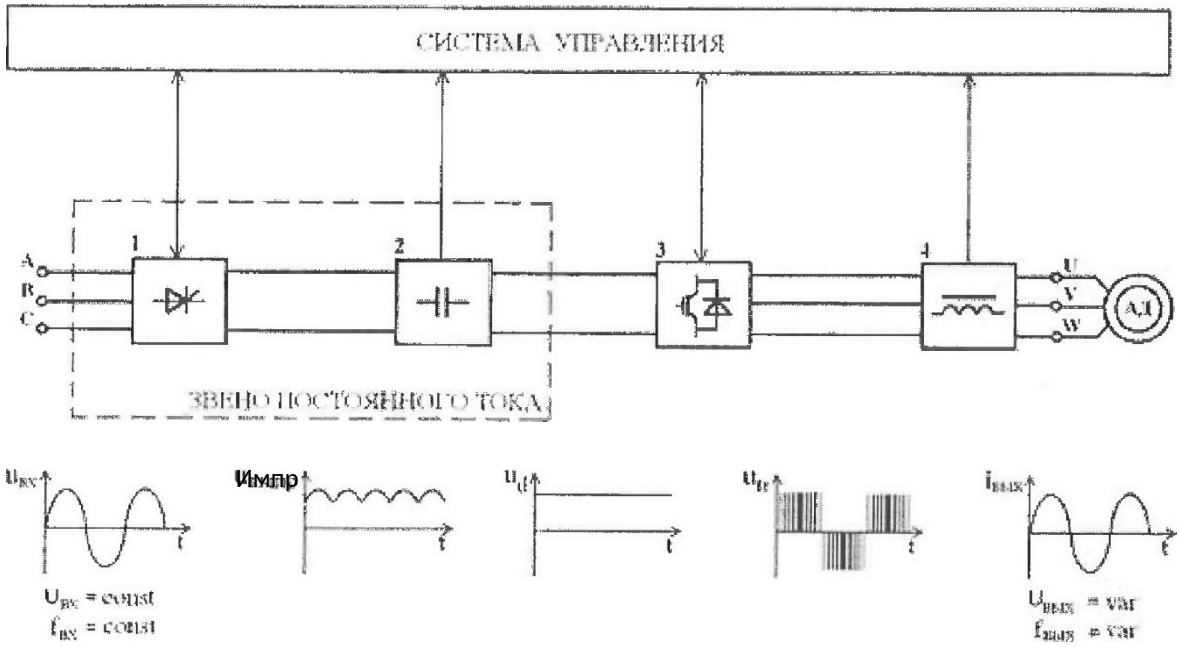


Рисунок 2.3.17 — Функциональная схема ПЧ

Переменное напряжение питающей сети с постоянной амплитудой и частотой (UBX=const, fBX=const) поступает на управляемый или неуправляемый выпрямитель (1).

Для сглаживания пульсаций выпрямленного напряжения (Uвыпр) используется фильтр (2). Выпрямитель и емкостный фильтр (2) образуют звено постоянного тока. С выхода фильтра постоянное напряжение Ud поступает на вход автономного импульсного инвертора (3). Автономный инвертор современных низковольтных преобразователей выполняется на основе силовых биполярных транзисторов с изолированным затвором IGBT. На рассматриваемом рисунке изображена схема преобразователя частоты с автономным инвертором напряжения как получившая наибольшее распространение.

Режимы управления вентиляционной установки:

- местное управление при пуске от сети с кнопок, расположенных на панели ЩА;

- местное управление при пуске от ПЧ с кнопок, расположенных на лицевой панели ПЧ;

- дистанционное управление в ручном режиме включения насоса от ПЧ с внешнего пульта управления;

Автоматизированное управление вентиляционной установкой с ПЧ через последовательный порт RS485 с системой контроля и учета параметров установки.

Выбор режима управления вентиляторами осуществляется при помощи переключателя SA4, расположенного на внешней (лицевой) стороне щита управления (ЩА). Для выбора ручного режима работы необходимо повернуть рукоятку переключателя SA4 в положение «Ручной». Пуск вентиляторов осуществляется поворотом переключателя SA4 в положение «+45».

При необходимости на выходе автоматического инвертора устанавливается фильтр (4) для сглаживания пульсаций тока, (в схемах преобразователей на IGBT-транзисторах, как правило, присутствует).

Таким образом, на выходе преобразователя частоты формируется трехфазное (или однофазное) переменное напряжение изменяемой частоты и амплитуды ($U_{вых}$=var, $f_{вых}$=var).

Схема, приведенная на чертеже 7 получает питание от сети переменного тока напряжением 380 В частоты 50 Гц. В схеме предусмотрено следующие режимы работы двумя вытяжными вентиляторами:

- автоматический при пуске вентиляционных установок через ПЧ;

- ручной при пуске вентиляторов непосредственно от сети;

- ручной при пуске вентиляторов через ПЧ;

В инверторе осуществляется преобразование постоянного напряжения U_d в трехфазное (или однофазное) импульсное напряжение $U_и$ изменяемой амплитуды и частоты. По сигналам системы управления каждая обмотка электрического двигателя подсоединяется через соответствующие силовые транзисторы инвертора к положительному и отрицательному полюсам звена постоянного тока. Длительность подключения каждой обмотки в пределах периода следования импульсов модулируется по синусоидальному закону. При этом на обмотках двигателя формируется практически синусоидальный ток.

В инверторе осуществляется преобразование постоянного напряжения U_d в трехфазное (или однофазное) импульсное напряжение $U_и$ изменяемой амплитуды и частоты. По сигналам системы управления каждая обмотка электрического двигателя подсоединяется через соответствующие силовые транзисторы инвертора к положительному и отрицательному полюсам звена постоянного тока. Длительность подключения каждой обмотки в пределах периода следования импульсов модулируется по синусоидальному закону. При этом на обмотках двигателя формируется практически синусоидальный ток.

Схема обеспечивает:

- возможность дистанционного включения установки с пульта диспетчера (ПУ), расположенного на внешней (лицевой) стороне щита управления (ЩА). Для выбора ручного режима работы необходимо повернуть рукоятку переключателя SA4 в положение «Ручной». Пуск вентиляторов осуществляется поворотом переключателя SA4 в положение «+45».

- обезличенную звуковую и световую сигнализацию на пульт диспетчера о состоянии установки (работа, отказ) и аварийном падении давления в системе, а также сигнализацию об отказе ПЧ;

- блокирование от включения отказавшего вентилятора без вмешательства обслуживающего персонала;

- автоматическое управление работой задвижек при включении вентилятора.

Пуск основного и резервного двигателя возможен в ручном режиме, при переводе пакетного выключателя SA1 на 45° по часовой стрелке, включение и отключение двигателей производиться кнопками SB1-SB4. Пуск и остановка вентиляторов нажатием кнопок «Пуск» и «Стоп» на щите управления, обеспечивается защита двигателя по мгновенному значению тока KS, а также тепловая защита от перегрева и обрыва фазы. Это позволяет обеспечить резервное вентилирование даже без частотного регулятора, хотя и не в автоматическом режиме.

Включение пускателей KM1-KM4 осуществляется контактами дискретных выходов ПЧ RA3-RA6 запрограммированным на замыкание при уставке соответствующей определенному давлению в системе.

Наиболее оптимальным является использование KA4 замкнутые контакты которого включены в цепь дискретного входа ПЧ RA8 замкнутое положение которого разрешает пуск двигателя. При падении давления в системе ниже критического уровня, контакт KA4 размыкается, а контакты KA3 и KA6 замыкаются, двигатель основного насоса переключается на питание от сети, двигатель резервного насоса подключается к ПЧ. Таким образом, система управления обеспечивает широтно-импульсную модуляцию (ШИМ) напряжения, прикладываемого к обмоткам двигателя. Амплитуда и частота напряжения определяются параметрами модулирующей синусоидальной функции.

При выходе из строя одной из фаз обмотки двигателя ток в ней становится прерывистым (как и в двух других фазах), что приводит к резкому возрастанию индуктивного сопротивления обмотки. Поэтому в них протекают токи высокой частоты и работают «как фильтр». Поэтому в них протекают практически синусоидальные токи.

При необходимости на выходе автоматического инвертора устанавливается фильтр (4) для сглаживания пульсаций тока, (в схемах преобразователей на IGBT-транзисторах, как правило, присутствует).

Таким образом, на выходе преобразователя частоты формируется трехфазное (или однофазное) переменное напряжение изменяемой частоты и амплитуды ($U_{вых}$=var, $f_{вых}$=var).

Схема, приведенная на чертеже 7 получает питание от сети переменного тока напряжением 380 В частоты 50 Гц. В схеме предусмотрено следующие режимы работы двумя вытяжными вентиляторами:

- автоматический при пуске вентиляционных установок через ПЧ;

- ручной при пуске вентиляторов непосредственно от сети;

- ручной при пуске вентиляторов через ПЧ;

В ручном режиме - функции пуска вентиляторов возлагаются на человека. При нажатии на кнопгу SB1 питание получает пускатель KM1 подключающий двигатель вентилятора напрямую от сети при условии открытого состояния задвижки, контролируемого конечником SQ1 — контакт промежуточного реле KL1.1 замкнут. Для ручного пуска от ПЧ нажимаем на кнопку SB2 питание получает пускатель KM2.

Защиты и блокировки в схеме:

- от коротких замыканий - с помощью автоматических выключателей силовой цепи QF;

- тепловая защита двигателя M1, осутцествляет ПЧ, при подключении от сети реле KK1;

- реле контроля фаз KV, при обрыве фары, или понижении напряжения отключает схему автоматики.

- при срабатывании противопожарной сигнализации контакт датчика BK размыкается блокирует работу ПЧ и пускателей.

- блокировки от межфазового к.з при одновременном включении KM1 и KM2, KM3 и KM4.

Выбор режима управления зависит от положения переключателя «Мест./Дист.». В положении переключателя «Мест.» по интерфейсу RS-485 доступны только команды чтения параметров щита.

Обмен информацией между контроллером, система ПЧ-АД и удаленными станциями ввода/вывода осуществляется по интерфейсу ПЧ RS-485 (протокол ModBus) Скорость передачи данных — 1,5 Мбиг/сек.

Энергосбережение включает в себя реализацию правовых, организационных, научных, производственных, технических и экономических мер, направленных на эффективное использование энергетических ресурсов и на вовлечение в хозяйственный оборот возобновляемых источников энергии. В настоящее время в мире энергосбережение стало приоритетным направлением технической политики. Это связано, во-первых, с дефицитом основных энергоресурсов, во-вторых, с возрастающей стоимостью их добычи, в-третьих, с глобальными экологическими проблемами, обозначившимися в последнее время.

Энергосбережение в любой сфере сводится по существу к снижению бесполезных потерь энергии. Анализ потерь в сфере производства, распределения и потребления электроэнергии показывает, что большая часть потерь (до 90%) приходится на сферу энергопотребления, тогда как потери при передаче электроэнергии составляют лишь 9-10%. Из этого становится ясно, что основные усилия по энергосбережению должны быть сконцентрированы именно в сфере потребления электроэнергии.

3. ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ И МЕРОПРИЯТИЯ

Структуру потребителей электроэнергии можно представить следующим образом: электроприводы — 62%, электрический транспорт — 9%, электротермия и электротехнология — 8%, освещение и прочие потребители — 21%.

По данным европейских экспертов стоимость электроэнергии, потребляемой ежегодно средним двигателем в промышленности, почти в 5 раз превосходит его собственную стоимость. Очевидно, что за время службы двигателя (десятки лет) энергетическая составляющая несоизмеримо выше составляющей, связанной с капитальными затратами, в связи с чем забота об оптимизации именно энергетической составляющей является особенно важной

3.2 Оценка потенциала энергосбережения технологического объекта.

На предприятиях постоянно ведутся работы по минимизации потребления энергии.

1) Общие организационные мероприятия:

Контроль и учет энергопотребления: рациональное использование энергоносителей и снижение её потерь, и соответственно уменьшение расходов. Главным фактором, влияющим на увеличение затрат на потребление электроэнергии, является покупка или продажа отклонений от планового потребления на балансирующем рынке (БР). В соответствии с правилами оптового рынка электроэнергии, цены в этом секторе невыгодно отличаются от цен на рынке на сутки вперед (РСВ). Чтобы избежать покупки или продажи электроэнергии на БР, необходимо качественно планировать почасовое энергопотребление и корректно заявлять требуемую мощность. Это возможно при правильном анализе общего потребления предприятия, а также с учетом внешних факторов: погодных условий, планируемого объема выпуска продукции и других важных аспектов. Кроме грамотного почасового планирования очень важно корректно планировать потребление предприятия на следующий год при подаче заявок в сводный прогнозный баланс электроэнергии (мощности) по РФ. Неверное планирование приводит к завышению объемов заявляемой мощности и увеличению стоимости услуг по передаче электроэнергии при оплате по двухставочному тарифу.

На ГРЭС применяется система коммерческого и технического учета электроэнергии. Введение в эксплуатацию двух независимых систем учета электроэнергии, система коммерческого учета АИИСКУЭ на базе ЭКОМ 3000 и система технического учета - КТС «Энергия», обеспечивающие эффективный контроль режима электропотребления по мощности и электроэнергии. Только благодаря более качественному планированию расхода электроэнергии, за первое полугодие 2022 года в сравнении с тем же периодом предыдущего года наблюдается снижение платежей за электроэнергию на 2,5 миллиона рублей.

Так же на ГРЭС с полугодовой периодичностью проводиться учеба электротехнического персонала по вопросам процесса энергосбережения, управления энергетического хозяйства, автоматизации учета энергоресурсов, правовыми и экономическими вопросами энергообеспечения. Повышение квалификации персонала позволяет обеспечить более качественное обслуживание оборудования и его последующую настройку на необходимый и более экономичный режим работы без снижения его производительности;

Сторонними организациями периодически проводятся обследование производств с целью энергоаудита и выявления энергосберегающих факторов.

2) Технические мероприятия:

На ГРЭС применение энергосберегающих технологий осуществляется в результате системной деятельности в данном направлении. В частности, реконструкция вспомогательных механизмов производства электроэнергии позволила внедрить экономичное энергооборудование и реализовать мероприятия в области сокращения расходования энергоресурсов.

За последние годы ГРЭС активно внедряются светодиодное освещение, частотно-регулируемые электропривода.

Проводиться замена нерегулируемых электроприводов насосов, вентиляции, турбокомпрессоров на частотно-регулируемый электропривода. Использование высокоэффективных электродвигателей серии 1LE1 доступных в классах эффективности EFF1 и EFF2. Электродвигатели обеспечивают высокий уровень КПД потребляя меньше энергии при одной и той же выходной мощности, увеличение в производительности достигнуто с помощью более высоко качества железа (чугун, медь и алюминий) и технического усовершенствования каждой детали, потери энергии снижены на 45%;

Установлены устройства плавного пуска для трех высоковольтных синхронных двигателей 1700 кВт вентиляционной установки сажоочистного устройства.

С целью снижения потерь электроэнергии в заводских сетях за счет повышения уровня компенсации реактивной мощности устанавливаются автоматические конденсаторные батареи;

Контроль использования оборудования. Самый первый и простой способ сокращения затрат электроэнергии — это выключить неиспользуемый электродвигатель. В ходе обследования в цехах наблюдались случаи, когда работало неиспользуемое оборудование, например, во время перерывов. Работающее неиспользуемое оборудование может потреблять до 40% номинальной загрузки. Выключить неиспользуемый двигатель можно с помощью простого переключателя, но для этого необходимо проводить дополнительную разъяснительную работу с персоналом и контролировать неэффективное использование оборудования. Другим более сложным вариантом является использование датчиков нагрузки. Данный датчик измеряет поглощённую мощность и выключает двигатель, когда нагрузка - ниже установленного уровня.

3) Специальные мероприятия:

- снижение присосов воздуха температуры уходящих газов до нормативной величины на котельных агрегатах;

- замена рекуператоров и установка водяных экономайзеров на технологических печах для увеличения выработки вторичных энергоресурсов;

- совершенствование воднохимического режима котлов и повышение эффективности работы оборудования ХВО;

- установка конденсатоотводчиков у потребителей пара, утилизация теплоты конденсата острого пара;

- настройка технологических установок на номинальный режим: все установки предприятия, которые недогружены, должны быть настроены на оптимальный режим работы.

3.3 Рекомендации по энергосбережению для технологического объекта

В дипломном проекте рассматривается электроснабжение и электрооборудование вентиляционного участка котлотурбинного цеха №1 Рефтинской ГРЭС.

В разделах проекта запланированы следующие технические энергосберегающие мероприятия:

3.3.1 Выбор трансформаторов с оптимальным коэффициентом загрузки

С учетом категории электроснабжения для питания электрооборудования цеха применен сухой трансформатор с оптимальным коэффициентом загрузки 0,83 ТСЗ - 1000/6 с номинальной мощностью Sт=1000кВА. В системе комплектной трансформаторной подстанции типа КРУЗА П-1000 - 6/0,4 применена система учета электроэнергии ИИСЭЗ. В системе накапливается и рассчитывается информация, которая не стирается при исчезновении питающего напряжения, используются индивидуальные каналы передачи информации от счетчиков и датчиков.

3.3.2 Установка в системах внешнего и внутреннего электроснабжения цеха автоматических регулируемых конденсаторных установок.

Для системы внешнего электроснабжения цеха на подстанции собственных нужд применены установки 2УКЛ57-6,3-1350У1. В системе электроснабжения цеха применяются конденсаторные установки ВАРНЕТ- АС-300-0,4 У3. Автоматические конденсаторные установки в отличие от статических конденсаторных батарей обеспечивают:

- автоматическое отслеживание изменений реактивной мощности

нагрузки в компенсируемой сети, и обеспечение заданного значения cos φ;

- исключение генерации реактивной мощности в сеть;

- появление в сети перенапряжения;

-контролируется режим эксплуатации и работа всех элементов конденсаторной установки, при этом учитывается время работы и количество подключений каждой секции, что позволяет оптимизировать износостойкость контакторов и распределения нагрузки в сети.

Применение компенсирующих батарей конденсаторов позволило за счет снижения реактивной мощности получить значительную экономию по полной мощности в системе внешнего электроснабжения.

Таблица 3.1 Энергосбережение при установке конденсаторных батарей.

Электроснабжение	без КУ	с КУ	Экономия электроэнергии
	S, кВА	S, кВА	
Электроснабжение ПС	23553	17151	6402
Электроснабжение КТП вентиляционного участка	1353,29	1042,37	310,92

3.3.3 Применение экономичных источников света.

Доля затрат электроэнергии на освещение составляет до 30% от общих затрат на электроэнергию, поэтому одним из наиболее простых и эффективных способов экономии электроэнергии является совершенствование и рациональное использование осветительных систем. Следует заметить, что экономить на «качестве» освещения ни в коем случае нельзя, так как хорошее освещение создает комфортные условия для работы и влияет на производительность труда, снижает утомляемость во время рабочего процесса и вероятность травм на предприятиях.

С целью оценки возможности энергосбережения в освещения сравним три источника света, применение которых возможно для применения в котлотурбинном цехе с подвесом на высоте 38 м:

- ксеноновые лампы;

- светодиодные лампы.

В настоящее время для освещения применяются ксеноновые лампы. Согласно расчету освещения цеха, требуемое для обеспечения нормируемой освещенности в цехе значение светового потока: $Ф_{общ} = 8446,428\,клм$.
Оптимальное количество светильников в цехе 24 шт.

Требуемый световой поток лампы:

$$Ф_{л} = \frac{Ф_{общ}}{N_{св}} = \frac{8446,428}{24} = 351,9\,клм$$

По технически данным источников света выберем требуемую мощность ламп и потребление электроэнергии за год с учетом выходных и праздничных дней при трехсменном режиме работы 8760 час.

Таблица 3.2 Сравнение энергосберегающих свойств источников света.

Тип источников света / Тех-кие хар-ки	Ксеноновые	Светодиодные
Требуемая мощность лампы, Вт	20000	2990
Световой поток лампы, клм	345	350
Установленная мощность освещения, Вт	480000	71760
Электроэнергия потребляемая светильниками за год $Э_{год} = P_{уст} \cdot t_{год}, кВТ$	4204,8	628,617

В итоге при установке для освещения цеха вместо ксеноновых ламп на светодиодные прожекторы экономия по потребляемой мощности составит:

$$\Delta Э_{год} = Э_{годКС} - Э_{годСВ} = 4204,8 - 628,617 = 3576,183\,кВТ$$

Основные преимущества светодиодных светильников:

-длительный срок службы: 60 000 — 150 000 часов;

-номинальная светоотдача: > 80 лм/Фт;

-эффективная светоотдача (видимая): 120 — 180 Флм/Вт;

-высокий уровень светового потока после длительного использования (после 60 000 часов уровень светового потока составляет свыше 70% от первоначального);

-энергоэффективность: при одинаковой освещенности потребляет на 30-50% меньше электроэнергии, чем металлогалогенная лампа, на 40-60% - чем натриевая лампа, в 10-13 раз эффективнее, чем лампа накаливания;

-мгновенное включение/выключение (отсутствует время ожидания между переключениями, что является хорошим преимуществом перед ртутной лампой ДРЛ и натриевой лампой ДНаТ, для которых требуется время выхода на режим и время остывания 5-15 минут после внезапного отключения («скачка») электросети);

-высокий индекс цветопередачи (CRI): R_a>80 (комфортное освещение, мягкий и естественный излучаемый свет, что благоприятно сказывается на восприятии оттенков цветов, в отличие от натриевых ламп (Ra>30), которым присущ желто-оранжевый оттенок света и неестественная цветопередача);

-номинальные напряжения: 120/220/277/347В AC, 12/24В DC

-номинальные мощности: 12 — 500 Вт;

-диапазон цветовых температур: 2700K — 6500K;

-отсутствие мерцаний рабочая частота от 190кГц до 250кГц или единицы мегагерц в зависимости от моделей (благоприятные условия для комфортной работы персонала);

-широкий диапазон рабочих температур: -40°C +50°C;

-высокий коэффициент мощности электронного балласта (cosφ>0,95);

-низкие гармонические искажения (THD<5%).

3.3.4 Применение частотно-регулируемого электропривода вентиляционной установки цеха и системой микропроцессорного регулирования воздухообмена цеха.

Большинство вентиляторов представляют собой центробежные машины. На рис. 3.3.1 приведена типичная характеристика центробежного вентилятора - зависимость выходного давления H от потока (расхода) воздуха Q. Она остается неизменной при постоянной частоте вращения вентилятора. Здесь же представлена характеристика системы вентиляции (кривая 1). Она показывает, какое давление требуется от вентилятора для обеспечения требуемого потока воздуха и покрытия всех потерь в системе. Точка пересечения двух кривых является фактической рабочей точкой системы. Обычно производительность вентилятора изменяется установкой шибера на выходе. Выходные шиберы воздействуют на характеристику системы, увеличивая сопротивление потоку воздуха. На рис. 3.3.1, 3.3.2 показаны несколько характеристик системы при различных положениях шибера (кривая l соответствует полностью открытому шиберу). Известно, что мощность, потребляемая из сети двигателем турбомеханизма, пропорциональна произведению давления и расхода, т.е. пропорциональна площади прямоугольника, одна из вершин которого совпадает с рабочей точкой, а противоположная — с началом координат. Из рис. 3.3.1 видно, что изменение производительности вентилятора влияет на потребление энергии незначительно.

При уменьшении расхода воздуха по условиям технологического процесса изменением положения заслонок даже до 60°-50° не приводит к снижению потребляемой мощности из сети (см рис. 3.3.1 1 и 3), а только

уменьшает расход ным К.П.Д. агрегата так же не превыша

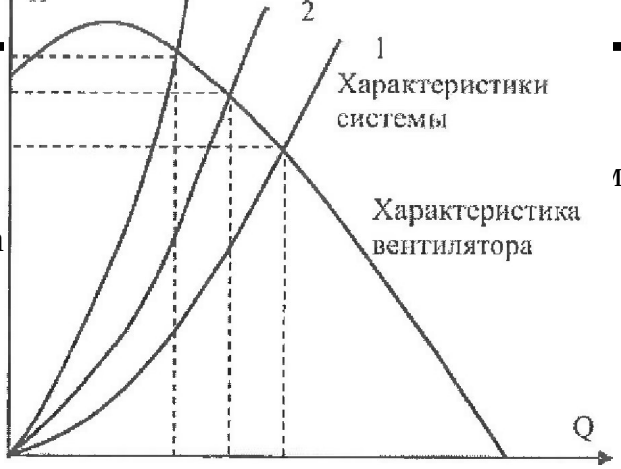


Рис. 3.3.1 Характеристики вентилятора и системы при регулировании шибером

Высокую эффективность регулировки производительности при оптимизации энергопотребления можно получить при внедрении частотно-регулируемого элек

Изменение част водит к изменению его характеристики, ка . Здесь кривые 2 и 3 соответствуют пон Из рисунка видно, что снижение частоты в к перемещению рабочей точки вдоль характ ному снижению расхода электроэнергии при тех же расходах, что и на рис. 3.3.1. Количественную оценку этих изменений можно получить из формул, называемых законами подобия.



Рис. 3.3.2 Характеристики вентилятора и системы при регулировании частоты вращения

В целом, применение частотно-регулируемого асинхронного электропривода в вентиляторных установках дает следующие преимущества:

- экономия электроэнергии до 60%;

- снижение аварийности пневматической сети за счет поддержания минимально необходимого давления;

- снижение аварийности сети и снижение аварийности электрооборудования за счет устранения ударных пусковых токов;

-снижение уровня шума, создаваемого технологическим оборудованием;

-удобство автоматизации;

-удобство и простота внедрения.

Кроме повышения КПД, применение регулируемого провода для вентиляторов позволяет в ряде случаев упростить конструкцию турбомашин, исключив направляющий аппарат. Кроме улучшения энергетических характеристик, значительно изменяются эксплуатационные показатели: увеличивается межремонтный цикл из-за снижения механических нагрузок и смягчения пусковых режимов, легко выбирается необходимый технологический режим и обеспечивается параллельная работа вентиляторов.

4. ОХРАНА ТРУДА И ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

4.1 Общие положения

В выпускной квалификационной работе рассматривается электроснабжение и электрооборудование вентиляционного участка котлотурбинного цеха №1.

Проектирование, эксплуатация и ремонт электроустановок (электрооборудования, сетей электроснабжения) должны осуществляться в соответствии с действующими нормативными требованиями по безопасной эксплуатации электроустановок:

- Правила устройства электроустановок» (ПУЭ),

- Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок,

- Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии (ПТЭЭП),

-Правил применения средств защиты, используемых в электроустановках.

Основными мерами защиты персонала предприятия от поражения электрическим током являются:

1. Обеспечение недопустимости прикосновения к токоведущим частям. Эта мера защиты осуществляется монтажом открытых токоведущих частей на недоступной для случайного прикосновения высоте, а также ограждением электрооборудования сетками и т.п.

2. Защита от случайного прикосновения к токоведущим частям. Этот вид защиты обеспечивается закрытым исполнением оборудования, а также применением блокировок, препятствующих доступу к токоведущим частям до снятия с них напряжения и предотвращающих ошибочные действия обслуживающего персонала.

3. Изоляция нетоковедущих частей, применяющихся для различных видов электрооборудования для предотвращения появления напряжения на нетоковедущих частях при повреждении изоляции токоведущих частей.

4. Защитное заземление и зануление.

5. Контроль и профилактика повреждений изоляции электроустановок.

6. Компенсация емкостных токов утечки на землю.

7. Защитное отключение, т.е. быстродействующая защита, обеспечивающая автоматическое отключение при возникновении в ней опасности электропоражений.

4.2 Меры безопасности при эксплуатации высоковольтного электро-оборудования

Внешнее электроснабжение потребителей осуществляется от отдельной подстанции питания потребителей собственных нужд (с.н.) блока от двух спаренных рабочих трансформаторов с расщепленными обмотками низкого напряжения 35/6,3—6.3 кВ. Рабочие трансформаторы с.н. подключаются к ответвлению от блока «генератор-трансформатор» между генераторным

выключателем и трансформатором. Ввод рабочего питания от трансформаторов осуществляется на 4 секции РУСН-6 кВ - 4ВВА, 4ВВВ, 4ВВС, 4ВВD. Объединенные секции 4ВВА, 4ВВВ, 4ВВС, 4ВВD располагаются в этажерке электроустройств машзала. По классификации СНЭ в соответствии с НП—001-97 (ОПБ 88/97) относится к классу безопасности 4Н и к третьей категории сейсмостойкости по НП-031-01. К секциям надежного электроснабжения 4ВВА, 4ВВВ, 4ВВС, 4ВВD подключены: потребители - электродвигатели механизмов, понижающие трансформаторы 6/0,4 кВ. Через понижающие трансформаторы 6/0,4 кВ запитаны блочные секции

РУСН-0,4кВ турбинного, парогенераторного отделений, а также щиты электрообогрева 0,4 кВ.

На подстанции собственных нужд установлено два трансформатора ТРДНС - 63000/35 с изолированной нейтралью [4, 1.2.16.]. На подстанции аппаратная нейтральная точка источника (генератора или трансформатора) не присоединена к контуру заземления.

Преимущество применения изолированной нейтрали состоит в сохранении бесперебойной работы поврежденного отходящего фидера, поскольку при очень слабом токе повреждения нет необходимости производить автоматическое отключение по первому повреждению; отключение производится при втором повреждении.

Недостатки изолированной нейтрали в сетях 35 кВ:

- дуговые перенапряжения и пробои изоляции на первоначально неповрежденных фидерах при однофазных замыканиях на землю в сети;

- возможность возникновения многоместных повреждений изоляции (одновременное повреждение изоляции нескольких фидеров) при однофазных замыканиях на землю;

- сложность обнаружения места повреждения (места замыкания);

- риск возникновения перенапряжений в результате феррорезонанса;

- опасность электропоражения персонала и посторонних лиц при длительном существовании замыкания на землю в сети.

Для защиты персонала участка от поражения электрическим током в нормальном режиме применяются изоляция токоведущих частей электрооборудования, испытанная в соответствии с требованиями стандартов, норм, правил. Испытание изоляции повышенным напряжением промышленной частоты обязательно для электрооборудования на напряжение 6 кВ и ниже. Силовые кабельные линии напряжением выше 1 кВ и до 35 кВ испытываются повышенным напряжением. Для кабелей на напряжение до 35 кВ с бумажной и пластмассовой изоляцией длительность приложения полного испытательного напряжения составляет 10 мин, а в процессе эксплуатации 5 мин. Периодичность испытания кабелей на напряжение до 35 кВ - 1 раз в год в течении первых 5 лет эксплуатации, а в дальнейшем:

-1 раз в 2 года для кабельных линий, у которых в течение первых 5 лет не наблюдалось пробоев при испытаниях и в эксплуатации.

- l раз в год если в этот период отмечались пробои изоляции.

- 1 раз в 3 года для кабельных линий на закрытых территориях (подстанции, заводы и др.)

В электрических сетях и электроустановках, изолированных от земли, условия электробезопасности и надежности энергоснабжения в значительной мере определяются состоянием изоляции, ее сопротивлением и емкостью относительно земли.

Для обеспечения требуемого уровня сопротивления изоляции в электрической сети или конкретной электроустановке правила предписывают ведение непрерывного автоматического контроля (мониторинга) сопротивления изоляции, осуществляемого устройствами контроля изоляции.

Функции устройства контроля изоляции заключаются в измерении сопротивления изоляции сетей под рабочим напряжением и при включенных токоприемниках, оценке результатов измерения путем сравнения с уставкой, задаваемой, как правило, по условиям электробезопасности, и, в случае необходимости, включении сигнализации или воздействии на отключающий аппарат.

Применение устройств контроля изоляции регламентируется ПУЭ (изд.7). Выбор уставки устройств автоматического контроля сопротивления изоляции осуществляют по условиям электробезопасности или по устойчивому среднему уровню сопротивления изоляции сети относительно земли.

Одним из наиболее трудоемких и сложных мероприятий в практике эксплуатации сетей, изолированных от земли, переменного и постоянного тока (**IT**) является выявление фидера (присоединения), в котором произошло замыкание на землю или унизилось до недопустимого уровня сопротивление изоляции.

Существует класс приборов – **RCM** − residual current monitor − устройство контроля дифференциального тока по классификации МЭК.

Эти приборы обеспечивают селективный контроль изоляции. По исполнению они могут быть стационарными, с центральным блоком управления и опроса токовых датчиков, установленных на присоединениях, и переносными, в виде токоискательных клещей, позволяющими оператору проследить всю трассу возникшей утечки тока на землю.

Селективным (избирательным) принято называть действие защитного устройства, обеспечивающее отключение только поврежденного участка сети или элемента электрооборудования посредством ближайших к нему выключателей. Алгоритм селективного отключения присоединений должен

быть составлен с учетом конфигурации сетей, их разветвленности, категории электроснабжения и т.д.

Также следует отметить, что в последнее время стала очевидной тенденция широкого применения сетей типа IT в комплексе с устройством контроля изоляции и в электроустановках бытового назначения – с целью достижения максимально возможной надежности и безопасности электроснабжения.

Таким образом, устройство контроля изоляции осуществляет «защиту человека изоляцией цепей электроустановки» путем ведения непрерывного измерения сопротивления изоляции с целью поддержания его значения на уровне, обеспечивающем условия электробезопасности.

Вышеизложенное означает, что контроль изоляции является, необходимым, но не достаточным условием обеспечения условий электробезопасности.

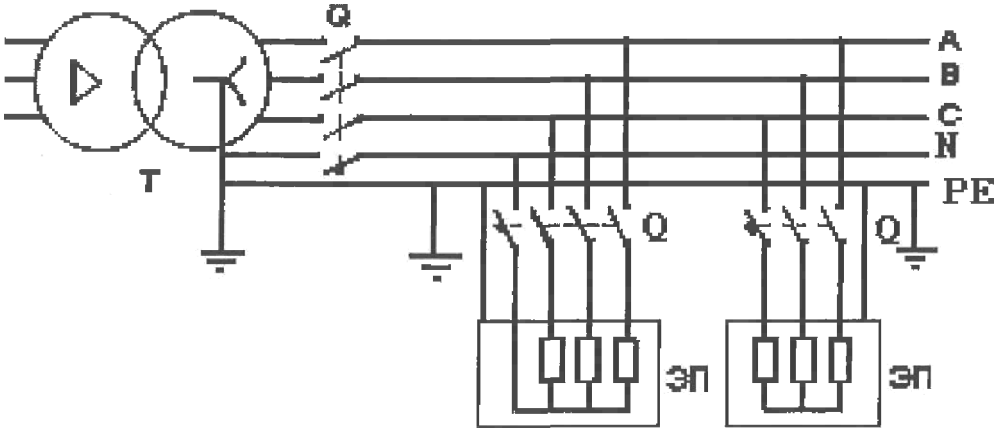
Достаточными условиями могут быть: поддержание сопротивления изоляции на уровне выше критического, защитное отключение и т. п.

4.3 Требования безопасности к устройству и эксплуатации электромеханического оборудования участка

- Электроприёмники участка объединенных секций 6 кВ 4ВВА, 4ВВВ получают питание через понижающие трансформаторы комплектных трансформаторных подстанций, расположенных на участках машинного зала. Электроприёмники участка, по надежности электроснабжения относятся к первой и второй категориям электроснабжения. Для переключения источников питания в КТП участка предусмотрена система автоматического ввода резерва (АВР). На вентиляционном участке используется трехфазная

пятипроводная система заземления с глухозаземленной нейтралью TN - S, которая позволяет от одного трансформатора запитать электродвигатели и осветительную нагрузку для электроустановок до 1 кВ.

Система с глухим заземлением нейтрали типа TN-S предусматривает зануление открытых токопроводящих частей оборудования. В системе TN-S используются нулевые рабочий (N) и защитный (PE) проводника, т. е.



трехфазная сеть, выполняется пятипроводной. Сечения проводников N и PE зависят от сечений фазных проводников, определяемых по току нагрузки линии. Одинаковая площадь сечения нулевых и фазных проводников соответствует требованиям стандартов, что учитывается при производстве кабельной продукции напряжением до l кВ.

Рисунок 4.1 — Режим работы нейтрали TN-S

Токоведущие части электроустановки не должны быть доступны для случайного прикосновения, а доступные прикосновению открытые и сторонние проводящие части не должны находиться под напряжением, представляющим опасность поражения электрические током, как в нормальном режиме работы электроустановки, так и при повреждении изоляции.

Для защиты от поражения электрическим током в нормальном режиме применяются по отдельности или в сочетании следующие меры защиты от прямого прикосновения:

- основная изоляция токоведущих частей;
- ограждения и оболочки;
- установка барьеров;
- размещение вне зоны досягаемости;
- применение сверхнизкого (малого) напряжения [4, 1.7.49., 1.7.50.].

Изоляция силовых кабельных линий напряжением до 1 кВ испытываются мегомметром на напряжение 2,5 кВ в течение 1 минуты при текущих ремонтах (1 раз в год). Для силовых кабелей до 1 кВ сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5 МОм.

Измерение сопротивления изоляции, если отсутствуют дополнительные указания, производится:

- аппаратов и цепей напряжением до 500 В - мегомметром на напряжение 500 В;
- аппаратов и цепей напряжением от 500 В до 1000 В - мегомметром на напряжение 1000 В;
- аппаратов напряжением выше 1000 В - мегомметром на напряжение 2500 В [46, приложение 3, приложение 3.1 табл.10].

Ограждения и оболочки в электроустановках напряжением до 1 кВ на участке имеют степень защиты не менее IP 2X, за исключением случаев, когда большие зазоры необходимы для нормальной работы электрооборудования РУ- 0,4 кВ, поэтому оборудование размещено в отдельном помещении, входная дверь которого закрывается на ключ, который хранится у обслуживающего персонала.

Ограждения и оболочки закреплены и имеют достаточную механическую прочность. Вход за ограждение или вскрытие оболочки возможны только при помощи специального ключа или инструмента либо после снятия напряжения с токоведущих частей.

Для защиты от поражения электрическим током в случае повреждения изоляции должны быть применены по отдельности или в сочетании следующие меры защиты при косвенном прикосновении:

- защитное заземление;
- автоматическое отключение питания;
- уравнивание потенциалов;
- выравнивание потенциалов;
- двойная или усиленная изоляция;
- сверхнизкое (малое) напряжение;
- защитное электрическое разделение цепей;
- изолирующие (непроводящие) помещения, зоны, площадки.

Требования защиты при косвенном прикосновении распространяются на:

1) корпуса электрических машин, трансформаторов, аппаратов, светильников и т. п.;

2) приводы электрических аппаратов;

3) каркасы распределительных щитов, щитов управления, щитков и шкафов, а также съемных или открывающихся частей, если на последних установлено электрооборудование напряжением выше 50 В переменного или 120 В постоянного тока (в случаях, предусмотренных соответствующими главами ПУЭ - выше 25 В переменного или 60 В постоянного тока);

4) металлические конструкции распределительных устройств, кабельные конструкции, кабельные муфты, оболочки и броню контрольных и силовых

кабелей, оболочки проводов, рукава и трубы электропроводки, оболочки и опорные конструкции шинопроводов (токопроводов), лотки, короба, струны, тросы и полосы, на которых укреплены кабели и провода (кроме струн, тросов и полос, по которым проложены кабели с зануленной или заземленной металлической оболочкой или броней), а также другие металлические конструкции, на которых устанавливается электрооборудование;

5) металлические оболочки и броню контрольных и силовых кабелей и проводов на напряжения, не превышающие указанные в [4], проложенные на общих металлических конструкциях, в том числе в общих трубах, коробах, лотках и т. п., с кабелями и проводами на более высокие напряжения;

6) металлические корпуса передвижных и переносных электроприёмников;

7) электрооборудование, установленное на движущихся частях станков, машин и механизмов.

Для применения в качестве защитной меры автоматического отключения питания, указанные открытые проводящие части присоединены к глухозаземленной нейтрали трансформатора, как указывалось выше.

Преднамеренно не присоединены к нейтрали:

1) корпуса электрооборудования и аппаратов, установленных на металлических основаниях: конструкциях, распределительных устройствах, щитах, шкафах, станинах станков, машин и механизмов, присоединенных к нейтрали или заземленных, при обеспечении надежного электрического контакта этих корпусов с основаниями;

2) конструкции, перечисленные выше, при обеспечении надежного электрического контакта между этими конструкциями и установленным на них электрооборудованием, присоединенным к защитному проводнику;

3) съемные или открывающиеся части металлических каркасов камер распределительных устройств, шкафов, ограждений и т. п., если на съемных (открывающихся) частях не установлено электрооборудование или если напряжение установленного электрооборудования не превышает значений, указанных в;

4) открытые проводящие части электрооборудования с двойной изоляцией;

5) металлические скобы, закрепы, отрезки труб механической защиты кабелей в местах их прохода через стены и перекрытия и другие подобные детали электропроводок площадью до 100 см2, в том числе протяжные и ответвительные коробки скрытых электропроводок [4, 1.7.76., 1.7.77.].

Для защиты персонала участка от поражения электрическим током в случае повреждения изоляции, применены следующие меры защиты при косвенном прикосновении:

- Защитное заземление - выполнено в целях электробезопасности;

- Зануление в электроустановках участка напряжением до 1 кВ - выполнено как преднамеренное соединение открытых токопроводящих частей, с глухозаземлениой нейтралью трансформатора в сетях трехфазного тока, с глухозаземленным выводом источника однофазного тока, с заземленной точкой источника в сетях постоянного тока, выполнено в целях электробезопасности [4, 1.7.29., 1.7.31.].

Принцип действия зануления:

превращение замыкания на корпус в однофазное короткое замыкание (т.е. между фазным и нулевым защитным проводниками) с целью вызвать большой ток, способный обеспечить срабатывание защиты и тем самым автоматически отключить поврежденную установку от питающей сети. При установке зануления необходимо учитывать, что ток короткого замыкания обязательно должен достигать значения плавления вставки предохранителя или

отключение автоматического выключателя, иначе свободное протекание тока замыкания по цепи приведет к возникновению напряжения на всех зануленных корпусах, а не только на поврежденном участке. Причем значение этого напряжения будет равно произведению сопротивления нулевого проводника на ток замыкания, а значит чрезвычайно опасным для человеческой жизни.

Требования к занулению:

1. При занулении фазные и нулевой защитные проводники должны быть выбраны таким образом, чтобы при замыкании на корпус возникал ток короткого замыкания, достаточный для отключения автомата или плавление плавкой ставки ближайшего предохранителя. Иными словами, для обеспечения надежного отключения поврежденного участка, необходимо обеспечить такое сопротивление цепи замыкания «фаза-нуль», при котором возникал бы ток короткого замыкания.

2. Должна обеспечиваться непрерывность нулевого провода от каждого корпуса до нейтрали источника питания, поэтому в цепи нулевых защитных проводников не должно быть разъединяющих приспособлений и предохранителей.

3. Если оба выше приведенных требования не выполняются, то плавкая вставка, даже при правильном ее выборе, не расплавится, и корпус поврежденной установки окажется под напряжением. В наиболее тяжелом случае, при (разрыв нулевого провода), корпуса могут оказаться под фазным напряжением.

С целью уменьшения этой опасности нулевой провод повторно заземляют. Повторное заземление нулевого провода должно выполняться на вводах кабеля в здание, на концах ответвлений воздушной линии длиной более 200 м, в середине линии и на ответвлениях длиной 500 м. Наличие повторного заземления нулевого провода превращает систему зануления при разрыве

нулевого провода в систему заземления с общим сопротивлением всех повторных заземлений. Сопротивление каждого повторного заземлителя не должно превышать 30 Ом, а общее сопротивление всех таких заземлений — 10 Ом.

За исправностью нулевого провода необходимо следить самым тщательным образом. Его обрыв приводит к появлению напряжения на всех зануленных корпусах, так как они автоматически оказываются подключенными к фазе. Именно поэтому категорически запрещается монтаж в нулевой провод любых средств защиты (выключателей или предохранителей), образующих его разрыв при срабатывании.

В электроустановках цеха, в которых в качестве защитной меры применено автоматическое отключение питания, выполнено уравнивание потенциалов.

Уравнивание потенциалов - электрическое соединение проводящих частей для достижения равенства их потенциалов. Защитное уравнивание потенциалов - уравнивание потенциалов, выполняемое в целях электробезопасности. [4, 1.7.32]

Выравнивание потенциалов - снижение разности потенциалов (шагового напряжения) на поверхности земли или пола при помощи защитных проводников, проложенных в земле, в полу или на их поверхности и присоединенных к заземляющему устройству, или путем специальных покрытий земли. [4, 1.7.33]

Основная система уравнивания потенциалов в электроустановках участка до l кВ соединяет между собой следующие проводящие части:

1) нулевой защитный провод PE, питающей линии, в системе TN- S,

2) заземляющий проводник, присоединенный к заземлителю повторного заземления на вводе в здание (если есть заземлитель);

3) металлические трубы коммуникаций, входящих в здание: горячего и холодного водоснабжения, канализации, отопления;

4) металлические части каркаса здания;

5) металлические части централизованных систем вентиляции и кондиционирования. На децентрализованных системах вентиляции и кондиционирования металлические воздуховоды присоединены к шине РЕ щитов питания вентиляторов и кондиционеров.

Основная система уравнивания потенциалов должна охватывать здание целиком и включает в себя заземляющие устройства, главную заземляющую шину, сеть защитных проводников и проводников уравнивания потенциалов. Функции главной заземляющей шины выполняет шина РЕ в вводно-распределительном устройстве (далее ВРУ). Для соединения с основной системой уравнивания потенциалов все указанные части присоединены к главной заземляющей шине при помощи проводников системы уравнивания потенциалов. Проводящие части, входящие в здание извне, соединены в ближайшей точке их ввода в здание.

Главные правила монтажа элементов уравнивания потенциалов:

1. Начиная от ГЗШ защитные РЕ-проводники не должны иметь соединений с рабочими нулевыми N-проводниками.

2. Все присоединения к заземляемым элементам выполняются по радиальной схеме, то есть к одному проводнику уравнивания потенциалов присоединяется одна сторонняя проводящая часть, так как соединение шлейфом строго запрещено.

3. Никакие коммутационные аппараты в цепях РЕ-проводников не допускаются, так как непрерывность — важнейшее требование к защитным проводникам. Этими мерами обеспечивается надёжность защиты от

поражения электрическим током в части защитных и уравнивающих проводников.

Так как вентиляционная станция относиться к помещениям повышенной опасности, с точки зрения электробезопасности [10, 7.1.88] предусматривается выполнение дополнительных систем уравнивания потенциалов. Система дополнительного уравнивания потенциалов соединяет между собой все, одновременно доступные прикосновению открытые проводящие части стационарного электрооборудования и сторонние проводящие части, включая доступные прикосновению металлические части строительных конструкций здания, включая защитные проводники штепсельных розеток.

Для уравнивания потенциалов использованы специально предусмотренные проводники, а также открытые и сторонние проводящие части, удовлетворяющие требованиям к защитным проводникам в отношении проводимости и непрерывности электрической цепи. [4, 1.7.32., 1.7.82., 1.7.83].

Двойная изоляция - изоляция в электроустановках напряжением до 1 кВ, состоящая из основной и дополнительной изоляции.

Дополнительная изоляция - независимая изоляция в электроустановках напряжением до 1 кВ, выполняемая дополнительно к основной изоляции для защиты при косвенном прикосновении.

Двойная изоляция применяется в основном для ручного электроинструмента.

Усиленная изоляция - изоляция в электроустановках напряжением до 1 кВ, обеспечивающая степень защиты от поражения электрическим током, равноценную двойной изоляции [4, 1.7.40.-1.7.42].

4.4 Организационные и технические мероприятия для обеспечения безопасности при эксплуатации электромеханического оборудования

Рабочие предприятий, у которых условия труда связаны с высокой электрической опасностью, обязательно должны знать и неуклонно исполнять “Правила безопасности при работе электрических устройств станций и подстанций”, подтвержденные Министерством электростанций России. Аварийные работы на предприятиях должны быть организованы в строгом соответствии с правилами технической эксплуатации производственного комплекса и региональными указаниями. Запуск или вывод из запаса производственного оборудования запрещается без ведома начальника участка или ответственного лица.

К организационным мероприятиям обеспечения электробезопасности относятся:

1. Оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.
2. Получение разрешения на подготовку рабочего места и на допуск
3. Осуществление допуска к работе.
4. Организация надзора во время работы.
5. Оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончание работы.

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

1. произведены необходимые отключения и (или) отсоединения;
2. приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного

включения коммутационных аппаратов;

3. на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационными аппаратами вывешены запрещающие плакаты;
4. проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;
5. установлено переносное заземление (включены заземляющие ножи);
6. вывешены указательные плакаты "Заземлено", ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

При проведении работ на токоведущих частях, находящихся под напряжением, и вблизи них:

1. Выполнение работ по наряду не менее чем двумя лицами;
2. Применение основных и дополнительных электрозащитных средств;
3. Непрерывный надзор за проведением работ;
4. Обеспечение безопасного расположения работающих, используемых механизмов и приспособлений.

Для обеспечения безопасного обслуживания электроустановок должны быть выполнены организационные и технические мероприятия, а также применяют знаки безопасности, предупредительную сигнализацию, средства защиты и предохранительные приспособления. К ним относятся применение изолирующих подставок и ковриков, резиновых бот и перчаток, средств сигнализации; профессиональная подготовка персонала в части техники

электробезопасности при эксплуатации электроустановок, широкая разъяснительная работа об опасностях электрического тока и др.

При обслуживании электроустановок необходимо применять электрозащитные средства (диэлектрические перчатки, боты ковры, указатели напряжения, изолирующие штанги, переносные заземления и др.) и индивидуальные средства защиты (защитные очки, монтерские пояса и когти и др.).

Защитные средства должны удовлетворять действующим требованиям правил применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках, и государственных стандартов охраны труда и подвергаться обязательным периодическим электрическом испытаниям в установленные сроки.

Перед каждым применением средств защиты необходимо проверить их исправность, отсутствие внешних повреждений, загрязнений, срок годности по штампу. Пользоваться средствами с истекшим сроком годности запрещается.

Персонал, допускаемый к работе с электротехническими устройствами, электрифицированным инструментом или соприкасающийся по характеру работы с электроприводом машин и механизмов, должен иметь квалификационную группу по электробезопасности.

4.5 Противопожарная безопасность

Основными причинами пожаров в электроустановках являются: короткие замыкания в электрических сетях, машинах и аппаратах; токовые перегрузки; перегревы мест соединения токоведущих частей из-за больших переходных сопротивлений; электрическая дуга и искрение; воспламенения горючих материалов, находящихся возле электроприёмников, оставленных без

присмотра, и др. Для предотвращения пожаров в электроустановках запрещается:

- использовать электродвигатели и другое электрооборудование, поверхностный нагрев которого при работе, превышает температуру окружающей среды более чем на 40°С;

- использовать кабели и провода с поврежденной изоляцией, потерявшей в процессе эксплуатации защитные электроизоляционные свойства;

- оставлять под напряжением электрические провода и кабели с неизолированными концами;

- пользоваться поврежденными розетками, распределительными коробками, рубильниками и другими электроустановочными изделиями;

- ремонтировать электрооборудование, электросети, заменять электролампы при включенном электропитании.

После замены ламп накаливания необходимо уплотнять светильники. Неисправности в электросетях и электроаппаратуре, которые могут вызвать искрение, короткое замыкание, сверхдопустимый нагрев горючей изоляции каабелей и проводов, должны немедленно устраняться дежурным персоналом. Неисправную электросеть следует отключать до приведения ее в пожаробезопасное состояние.

Электропитание устройств, предназначенных для обеспечения безопасности людей (аварийного, пожарного водоснабжения и сигнализации, противодымовой защиты, оповещения и знаков безопасности) должно осуществляться от независимого источника питания или переключаться на него автоматически при отключении основного источника. Сеть аварийного электроосвещения не должна иметь штепсельных розеток. Дополнительных потребителей присоединяют к существующей электросети только при наличии запаса сечения токоведущих жил по токовой нагрузке и с ведома лица, ответственного за состояние электрохозяйства.

Типы проводок и кабелей, способы их прокладки, конструкции распределительных коробок выбирают в зависимости от характера помещений и условий окружающей среды в соответствии с ПУЭ и "Указаниями по выбору и применению установочных электрических проводок”.

В распределительных устройствах кабели снабжают бирками с обозначением марки, напряжения, сечения жил, номера или наименования подключенного потребителя. Электродвигатели, пускорегулирующие и конечные выключатели выбирают в соответствии с требованиями к электроустановкам и условиям окружающей среды.

В процессе эксплуатации пускорегулирующей аппаратуры, электрощитов и шкафов необходимы постоянный контроль за их исправностью и уплотнением. Хранение в шкафах и щитах посторонних предметов запрещается.

Запрещается скручивать электропровода, завязывать их в узлы, подвешивать на провода и установочную электроаппаратуру одежду и другие предметы, а также подвешивать светильники непосредственно на провода. Электронагревательные приборы допускается использовать только в случаях, вызванных производственной необходимостью. При этом приборы должны иметь закрытые нагревательные элементы, устанавливаться на несгораемые основания и находиться под постоянным наблюдением.

Дежурный электрик (сменный) обязан ежемесячно проводить плановые профилактические осмотры электрооборудования, проверять наличие и исправность аппаратов защиты и принимать немедленно меры к устранению нарушений, которые могут привести к загораниям. Результаты осмотров

электроустановок, обнаруженные неисправность и принятые меры, записывают в журнале.

5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

В проекте рассматривается электроснабжение и модернизация вентиляционного участка центрального зала котлотурбинного цеха №1 Рефтинской ГРЭС. Участок относиться к подразделению собственных нужд .

В выпускной квалификационной работе осуществляется проектирование системы внутреннего и внешнего электроснабжения с внедрением регулируемых компенсирующих установок, микропроцессорное системы релейных защит, встроенные в систему автоматизированной системы управления электроснабжением. В экономическом разделе рассчитываем затраты на обслуживание системы электроснабжения вентиляционного участка.

С целью модернизации системы электроснабжения в КТП участка предлагается применение компенсирующего устройства ВАРНЕТ-АС-300-0,4 УХЛ4 с минимальной ступенью мощности 25 квар [10]. Данные установки позволяют автоматически отслеживать изменение реактивной мощности нагрузки в компенсируемой сети и, в соответствии с заданным значением cosφ исключаются генерация реактивной мощности в сеть, появление в сети перенапряжения, т. к. нет перекомпенсации, возможной при использовании нерегулируемых конденсаторных установок. Так же в работе предлагается внедрить микропроцессорную систему релейных защит вместо релейно-контакторной с автоматизированной системой учета потребления электроэнергии.

Предлагаемые технические решения позволяют минимизировать потери электроэнергии за счет уменьшения нагрузки по реактивной мощности сократить затраты на обслуживание системы электроснабжения за счет внедрения микропроцессорных систем управления.

5.1 Расчет численности персонала обслуживающего электрооборудование участка

Для расчета численность промышленно-производственного персонала необходимо определить явочную численность, т.е. количество работающих в течении дня и списочную численность, т.е. количество работающих в течении года. При этом учитываются режимы работы предприятия, сменность, продолжительность рабочей недели, планируемые невыходы, предусмотренные законодательством о труде РФ. Режим работы работников, обслуживающих оборудование системы электроснабжения — пять дней в неделю с общими выходными днями в субботу и в воскресенье. Оперативно—дежурный персонал работает в три смены. Продолжительность рабочей смены восемь часов.

Таблица 5.1 — Расчет численности персонала

№		Периодическое производство
1	Календарное число дней в году	365
2	Выходные дни	104
3	Праздничные дни	12
4	Номинальный фонд рабочего времени	249
	Невыходов:	28 5 3 1
	• отпуск	
5	• дни нетрудоспособности	
	• прочие неявки	
	• выполнение обязанностей	
	Полезный фонд времени:	
6	• Дни	212
	• Часы	1696
7	Коэффициент списочного состава	Ксп = гр4/гр6=1,17

Номинальный фонд рабочего времени:

$$H_{Ф.Р.В} = K_{Ч} - B_{ВЫХ} - П_{РАЗ} = 365 - 104 - 12 = 249\,дней$$

(5.1)

Полезный фонд рабочего времени:

$$П_{Ф,Р,В} = Н_{Ф.Р.В.} - Н_{НЕЯВ.} = 249 - 37 = 212 \, дней$$

(5.2)

Коэффициент списочного состава:

$$К_{СП} = \frac{Н_{ф.р.в.}}{П_{ф.р.в.}} = \frac{249}{212} = 1,17$$

(5.3)

Таблица 5.2 - Списочный состав

Специаньность	Штатное расписание	Явочная численность	Ксп.	Списочная числеиность
Начальник подстанции	1	1	1,17	1
Нженер-электрик	2	2	1,17	2
Оперативно-дежурньй персонал	6	6	1,17	7
Электромонтер по обслуживанию эяектрооборудования	2	2	1,17	2
Электрослесарь по ремонту	3	3	1,17	4
Наладчик систем релейных защит и автоматики (РЗА)	3	3	1,17	4
ИТОГО:	17	17		20

5.3 Расчет фонда заработной платы

При расчете заработной платы рабочих и служащих используется повременно-премиальная система оплаты труда.

Оплата труда рабочих производится по тарифным ставкам, указанным в коллективном договоре предприятия. В таблице указаны тарифные ставки рабочих 4—6 разрядов. Производственная премия утверждается руководителями предприятия согласно фактических условий труда работающих на производстве. Конкретные размеры выплат стимулирующего характера (доплаты за совмещение профессий, расширение зон обслуживания, увеличение объема выполняемых работ, и т.д.) устанавливаются начальником

участка индивидуально каждого работника. Коэффициент индексации предусматривает увеличение з/платы согласно проценту инфляции и может пересматриваться до нескольких раз в год.

Коэффициент индексации позволяет увеличивать заработную плату, не прибегая к частым перерасчетам тарифных ставок. Премия за рост объемов производства зависит, соответственно, от роста/падения объемов производства на предприятии и может также регулироваться до нескольких раз в год.

Суммарная зарплата персонала цеха:

$$З_{\sum} = З_{ИТР} + З_{Р} = 1848,4686 + 2917,848 = 4766,3\ тыс.\ руб.$$

Расчёт отчислений во внебюджетные фонды

В данном разделе определяем отчисления во внебюджетные фонды по установленным процентам от суммарной заработной платы на месяц по участку. По каждому виду отчисления производим отдельно, в том числе:

- отчисления на социальные страхования (30%);

- отчисления на страхование от несчастного случая (1,1%).

Отчисления на социальное страхование определяем по формуле:

$$C_c = \frac{\sum З_{пп} \cdot \alpha}{100} = \frac{4766,3 \cdot 30}{100} = 1429,89\ тыс.\ руб.$$

(5.5)

где: $\sum З_{пп}$-суммарная заработная плата по цеху;

α - процент отчисления.

Отчисления на страхование от несчастного случая:

$$О_{НС} = \frac{\sum З_{пп} \cdot \alpha}{100} = \frac{4766,3 \cdot 1,1}{100} = 52,43\ тыс.\ руб.$$

После определения всех отчислений составляем сводную таблицу:

Таблица 5.5 — Суммарная оплата труда с учетом отчислений

Суммарная заработная плата, тыс.	Отчисления		Итого сумма отчисления, тыс.руб.
	соц. страхование,	несчастный	

руб.	тыс.руб. 30%	случай, тыс. руб. 1,1%	
4766,3	1429,89	52,43	1482,32

Профессия/ Должность		Количество человеко-часов	Оклад, тариф руб.\час.	Зарплата по тарифу	Доплаты			Сумма	Коэффициент идексации, 1,23	С районным коэффициентом, 80%	Фонд дополнительной заработной платы 10%	ИТОГО фонд з/плата год, руб.
					Производственная премия, 40%	Прочие, 10%	Всего доплат					
1. Оперативно-дежурный электро- монтер 3-го разряда	3	5088	34,2	174009,6	69603,84	17400,96	87004,8	261014,4	321047,7	369204,86	36920,4	406125,35
2. Оперативно-дежурный электро- монтер 4-го разряда	4	6784	38,5	261184	104473,6	26118,4	130592	391776	481884,4	554167,1	55416,72	609583,86
3. Электромонтер по Обслуживанию электрооборудования 3-го	1	1696	43,5	73776	29510,4	7377,6	36888	110664	136116,7	156534,2	15653,4	172187,65
4. Электромонтер по обслуживанию электрооборудования 4-го разряда	1	1696	53,2	90227,2	36090,88	9022,72	45113,6	135340,8	166469,1	191459,5	19143,96	210583,51
5. Электрослесарь по ремонту 4-го разряда	4	6784	35,81	242935,04	97174,016	24293,504	121467,52	364402,56	448215,1	515447,4	51544,741	566992,16
6 Наладчик РЗА 4-го разряда	2	3392	53,8	182489,6	72995,84	18248,96	91244,8	273734,4	336693,3	387197,3	38719,788	425917,03
7 Наладчик РЗА 5-го разряда	2	3392	66,5	225568	90227,2	22556,8	112784	338352	416172,9	478598,9	47859,84	526458,79

ИТОГО по з/плате, тыс.руб.	17	**2917,848**

Таблица 5.4 —Заработная плата персонала АУП персонала

Профессия/ должность	Кол-во чел.	Оклад в месяц, руб	Сумма окда за год, руб	Доплаты				
				Производственная премия, 40%	За работу в вечернее и ночное время, 10%	За вредность, 15%	Всего доплат	
Начальник подстанции	1	5000	420000	168000	42000	63000	273000	693000
Инженер—электрик	2	5000	300000	120000	30000	45000	195000	495000
ИТОГО по з/плате, тыс. руб.								

Таблица 5.7 - Данные расхода электроэнергии

Наименование оборудования		Кол-во,	Суммарная уст. Wэл, приемника, кВт	Годовой расход эл. Энергии МВт
Затраты на амортизацию	Шт.	1	1797,42	3050,22
ИТОГО				

5.4 Расчёт затрат иа амортизацию системы электроснабжения собственных нужд вентиляционного участка

По вентиляционному участку затраты на амортизацию оборудования определяем исходя из первоначальной стоимости каждого вида оборудования и годовых норм амортизации по формуле:

$$A=(П_C \cdot H_a)/100$$

где, $П_c$-первоначальная стоимость оборудования;

H_a-годовая норма амортизации.

Первонаяальная стоимость оборудования берется по данным предприятия.

Таблица 5.6 - Расчеты на амортизацию оборудования, по варианту до модернизация.

Наименование оборудования	Ед. измерения.		Стоимость оборудования, тыс.руб.		Норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений, тыс.руб.
			1 ед.	Общая		
1	2	3	4	5	6	7
Комплектная трансформаторная подстанция КРУЗАП -1000/6/0,4 —13-УХЛ3	шт.	1	3356	3356	10	335,6
Система релейных защит и автоматики	Компл.	1	945	94,5	10	9,45
Сумма				3450,5		345,05

Пояснения к таблице 5.7

Графа 4 — данные берем из расчета нагрузок по участку (раздел 4).

Графа 5 — рассчитываем, исходя из номинального фонда рабочего с учетом

1-х сменного времени работы (в часах).

$$C_э = a \cdot \sum W = 3050,22 \cdot 3,5 = 10675,77 \, тыс.руб.$$

5.7 Калькуляция себестоимости

На основании расчетов и полученных данных, в данном подразделе определяются суммарные затраты по участку в целом и удельвый вес затрат. Для того чтобы произвести расчет всех затрат по эксплуатации участка вентиляционной установки, а также для определения удельного веса затрат по их видам, составляем сводную таблицу затрат.

Таблица 5.8 - Сводная таблица затрат

Элементы затрат	Суммарные затраты на год, тыс. руб.	Удельный вес затрат, %
Заработная плата	4766,3	27,19
Отчисления во внебюджетные фонды (от заработной платы)	1482,3	8,46
Амортизация	345,05	1,97
Материалы	258,78	1,48
Электроэнергия	10676	60,91
ИТОГО:	17528,22	100,00

По данным таблицы 5.8. определяем, что наибольший удельный вес затрат по ЭРУ имеют затраты на электроэнергию, заработную плату, затем по убывающей, отчисления во внебюджетный фонды, амортизация, затраты на материалы.

5.8 Основные технико - экономические показатели

Таблица 5.9 - Сводная таблица ТЭП.

Показатели	Уровень показателя
Режим работы	Посменный
Явочный состав рабочих, чел.	15
Списочный состав рабочих, чел.	20
Суммарная стоимость оборудования, тыс. руб.	3450,5
Затраты на год, тыс. руб.	17528,22
В том числе по элементам:	
- заработная плата, руб.	4766,3
- отчисления на социальные нужды, тыс. руб.	1482,3
- амортизация, тыс.руб.	345,05
- материалы, тыс. руб.	258,78
- электроэнергия, тыс. руб.	10676

5.9 Технико-экономические показатели при внедрении нового оборудования

Применение компенсирующих батарей конденсаторов позволило снизить реактивную мощность в системе электроснабжения.

Таблица 5.10 Энергосбережение при установке конденсаторных батарей.

Электроснабжение	Полная мощнность	
	без КУ	с КУ
	S, кВА	S, кВА
КТП вентиляционного участка	1797, 42	1471,81

Экономия при внедрении нового электрооборудования произойдет за счет снижения потребления электроэнергии.

Наименование оборудования		Кол-во	Суммарная уст. W эл, приемника, кВт	Годовой расход эл. Энергии МВт
КТП вентиляционного участка	Шт.	1	1471,81	246,189
ИТОГО:				745,222

Стоимость затрат на электроэнергию после модернизации.

$$C_Э = a \cdot \sum W = 2496,189 \cdot 3,5 = 736,66 \, тыс.руб.$$

5.9.1 Расчет и сопоставление капитальных затрат на модернизацию систем релейных защит

Таблица 5.12 - Суммарная стоимость электрооборудования модернизации системы релейных защит и встраивания её в систему АСУ

Наименование оборудования	Марка оборудования	Стоимость одной единицы, тыс.руб.	Кол.	Общая стоимость оборудования тыс.руб.
Автоматическая компенсирующая установка	ВАРНЕТ-АС-300-0,4 УХЛ4	279,670	1	279,670
Систем цифровых защит SEPAM	1000+	1358	1	1358
ИТОГО:				1637,67

После модернизации норма амортизации на системы релейных защит и автоматики сокращается от 10 до 6% вследствие большей долговечности отсутствия механических и контактных частей.

Таблица 5.10 - Расчеты на амортизацию оборудования, по варианту после модернизации

Наименование оборудования	Ед. измерения.		Стоимость оборудования, тыс.руб.		Норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений, тыс.руб.
			1 ед.	Общая		
1	2	3	4	5	6	7
Комплектная трансформаторная подстанция КРУЗАП -1000/6/0,4 —13-УХЛ3	шт.	1	3356	3356	10	335,6
Автоматическая компенсирующая установка	Комп л.	1	279,670	279,670	6	16,7802
Система релейных защит и автоматики	Комп л.	1	1358	1358	6	81,48
Сумма				4993,67		433,8602

Сумма затрат на материалы определяется по формуле:

$$З_{мм} = (4993,67 \cdot 7,5)/100 = 374,5\, тыс.руб.$$

Полные капитальные вложения в модернизацию рассчитываем по сумме отчислений на оборудование, оставшееся после модернизации (комплектная трансформаторная подстанция КРУЗА П -1000/6/0,4-13-У3 и на новое оборудование:

КВ=СО+$З_а$+$З_м$=1637,67+433,8+74,5=2446,055 тыс.руб.

5.9.2 Расчет численности персонала обслуживания участка измельчения после модернизации

Эксплуатационные расходы складываются из амортизационных отчислений и затрат на обслуживание электрооборудования. В результате внедрения микропроцессорной системы релейных защит уменьшилась трудоемкость работ на обслуживание системы электроснабжения, поэтому можно произвести сокращение обслуживающего персонала.

Таблица 5.12- Сокращение обслуживающего персонала подстанции после модернизации оборудования

Квалификация	Численность	
	До модернизации	После модернизация
Электрослесарь по ремонту 4-го разряда	4	2
Наладчик РЗА 4-го разряда	2	—
Наладчик РЗА 5-го разряда	2	1

После модернизации освобождается 5 человека обслуживающего персонала в результате уменьшается оплата труда рабочих. Количество служащих данного участка после модернизации оборудования не изменяется. Расчет фонда заработной платы рабочих после модернизации приведен в таблице 5.14. Суммарная зарплата персонала цеха после модернизации:

$З_{\Sigma}=З_{ИТР}+З_{Р}=1848,4686+1894,935=3743,4$ тыс.руб.

Профессия/ Должность		Количество человеко-часов	Оклад, тариф руб.\час.	Зарплата по тарифу	Доплаты			Сумма	Коэффициент идексации, 1,23	С районным коэффициентом, 80%	Фонд дополнительной заработной платы 10%	ИТОГО фонд з/плата год, руб.
					Производственная премия, 40%	Прочие, 10%	Всего доплат					
1. Оперативно-дежурный электро- монтер 3-го разряда	3	5088	34,2	174009,6	69603,84	17400,96	87004,8	261014,4	321047,7	369204,86	36920,4	406125,35
2. Оперативно-дежурный электро- монтер 4-го разряда	4	6784	38,5	261184	104473,6	26118,4	130592	391776	481884,4	554167,1	55416,72	609583,86
3. Электромонтер по Обслуживанию электрооборудования 3-го	1	1696	43,5	73776	29510,4	7377,6	36888	110664	136116,7	156534,2	15653,4	172187,65
4. Электромонтер по обслуживанию электрооборудования 4-го разряда	1	1696	53,2	90227,2	36090,88	9022,72	45113,6	135340,8	166469,1	191459,5	19143,96	210583,51
5. Электрослесарь по ремонту 4-го разряда	2	3392	35,81	121467,52	48587,01	12146,75	60733,76	182201,28	224107,57	257723,71	25772,37	283496,08
6. Наладчик РЗА 5-го разряда	1	1696	53,8	91244,8	36497,92	9124,48	45622,40	136867,20	168346,66	193598,65	19359,87	212958,52

ИТОГО по з/плате, тыс.руб.	12	**1894,935**

Таблица 5.13 – Заработная плата рабочих после модернизации оборудования

Таблица 5.14 — Суммарная оплата труда с учетом отчислений после модернизации

Суммарная заработная плата, тыс. руб.	Отчисления		Итого сумма отчисления, тыс.руб.
	соц. страхование, тыс.руб. 30%	несчастный случай, тыс. руб. 1,1%	
3743,4	1123,02	112,3	1235,22

5.10 Основные технико - кономические показатели после модернизации

Вычислим алгебраическую сумму технико - экономических показателей до модернизации с полученной экономией по заработной плате, экономии электроэнергии и расходах на амортизацию:

Таблица 5.15 - Сводная таблица затрат после модернизации

Элементы затрат	Суммарные затраты на год, тыс. руб.	Удельный вес затрат, %
Заработная плата	3743,4	25,77
Отчисления во внебюджетные фонды (от заработной платы)	1235,2	8,50
Амортизация	433,86	2,99
Материалы	374,5	2,58
Эпектроэнергия	8736,7	60,15
Итого:	14523,64	100,00

По данным таблицы 5.15 по итогам модернизации снизились затраты на заработную плату и электроэнергию.

Таблица 5.16 — Сводная таблица затрат после модернизации

Показатели	Уровень показателя
Режим работы	посменный
Явочный состав рабочих, чел.	12
Списочный состав рабочих, чел.	17
Суммарная стоимость оборудования, руб.	14523,64
Затраты на год, руб.	8688,234
В том числе по элементам:	
- заработная плата, руб.	3743,4
- отчисления на социальные нужды, руб.	1235,2
- амортшация, руб.	433,86
- материалы, руб.	374,5
- электроэнергии, руб.	8736,7

Условная прибыль за счет экономии затрат:

П=17718,8-14523,64=3195,16 тыс.руб.

Срок окупаемости:

$Т_{ок}$=КВ/П=2446,055/3195,16=0,765 года

где, КВ- капитальные вложения в модернизацию электрооборудования.

Вывод: как видно из выше выполненных расчетов внедрение автоматических компенсирующих батарей и микропроцессорной системы релейных защит с автоматизированной системой учета потребления электроэнергии позволит за счет снижения затрат на электроэнергию и заработную плату, получить прибыль в течении года на 3195,16 тыс. руб. Это показывает, что модернизация оборудования экономически выгодна. Капитальные вложения на электрооборудование окупятся за 0,765 года.

Заключение

В выпускной квалификационной работе рассмотрены вопросы модернизированного электропривода работы вытяжной вентиляционной установки центрального зала котлотурбинного цеха №1 Рефтинской ГРЭС.

Описана технология работы вентиляционной установки котлотурбинного цеха №1, с описанием конструкции вытяжных вентиляторов. Приведены уровни и структура энергопотребления вентиляционного участка, баланс энергопотребления, структура управления энергохозяйством.

В разделе «Внешнее электроснабжение» был выполнен выбор элементов электроснабжения для питания потребителей собственных нужд (СН), а также вспомогательных сооружений промплощадки, с двух спаренных рабочих трансформаторов типа ТРДНС-63000/35У1 с расщепленными обмотками низкого напряжения 35/6,3-6,3 кВ, мощностью 63 МВА. Рассчитано сечение воздушной линии на номинальное напряжение 35 кВ. Выполнен расчет токов короткого замыкания, составлена принципиальная схема электроснабжения, рассчитаны и выбраны аппараты защиты. Выбрано основное оборудование ГПП на стороне 35 и 6 кВ, измерительные трансформаторы тока и напряжения, описано конструктивное выполнение ГПП. Выбранные кабели и аппараты защиты проверены на динамическую и термическую устойчивость по расчетным токам к.з. Рассчитаны уставки релейных защит.

В разделе «Электромеханическое оборудование и электроснабжение вентиляционной установки» произведен расчет нагрузок вентиляционного участка центрального зала с потребителями 04 кВ, с учетом компенсации реактивной мощности выбраны трансформаторы КТП участка ТСЗ 1000/6/0,4-УЗАЛ, по токовым нагрузкам участка выбраны аппараты защиты, кабели для питания электроустановок комплекса.

С учетом рассчитанных токов при трехфазном к.з автоматы проверены на коммутационную способность, электродинамическую стойкость и на отключающую способность при однофазном к.з.

Рассчитана мощность приводного двигателя вытяжных вентиляторов выбрана система частотно-регулируемого электропривода. Рассчитана структурная система автоматического регулирования с синтезом регулятора скорости. Выполнен анализ качества работы системы электропривода в программе Матлаб.

Рассмотрены вопросы управления системой охраны труда на ГРЭС и правила техники безопасности при эксплуатации высоковольтного и низковольтного электрооборудования.

В экономическом разделе были произведены расчёты затрат на модернизацию системы электроснабжения, получен срок окупаемости вложенных средств 0,765 года.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 12.2.007.0-75, Общие требования безопасности.

2. ПУЭ. Правила устройства электроустановок, изд. седьмое издательство ДЕАН Санкт-Петербург, 2003 год.

3. Приказ минпромэнерго РФ от 22.02.2007 № 49 « О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств». Зарегистрировано в Минюсте РФ 22 марта 2007 г. № 9134.

4. ielectro.com. Конденсаторная установка УКЛ57-6,3-1350У1.

5. Справочник по проектированию электроснабжения, линий электропередач и станций. Под общей редакцией НС. Мовсевова, А.М. Храмушина. М: Энергия, 1974г.

6. www.energomash.ru. Энергомаш. Трансформаторное оборудование.

7. ОАО Электрокабель Кольчугинский завод «Инструкция по эксплуатации кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 6, 10, 20, 35 кВ», г. Кольчугино, 2010 г.

8. Б.Н. Неклепаев. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД 153-34.0-20.527-98 , М.: НЦ
ЭНАС, 2ОО2г.

9. Справочник по проектированию электроснабжения. Под ред. Ю.Г. Барыбина, А.А. Фёдорова и др. — М.: Энергоиздат, 1990 г.

10. Свердловский завод трансформаторов тока. Каталог продукции, 2011г.

11. energoboard.NRlTicles/22,..tipa-vgu-110.html. Выключатель ВГБЭ-35.

12. www. kontakt-saratov.ru Высоковольтная аппаратура. Каталог продукции. г. Саратов, 2011г.

13. ОАО НПП Контакт Высоковольтные распределительные устройства. Ячейки КРУ. г. Саратов, 2008г.

14. Сарычев Б.М. Справочник по проектированию воздушных линий электропередачи, — М.: Энергоиздат, 1994 г.

15. СП 52.13330.2011. Свод правил. Естественное и искусственное освещение.
16. Г.М. Кнорринг и др. Справочная книга для проектирования электрического освещения / Г. М. Кнорринг, И. М. Фадин, В. Н. Сидоров — 2-е изд., перераб. и доп. — СПб.: Энергоатомиздат. Санкт-Петербургское отд-ние, [Текст]; 1992—448 с.
17. ЗАО «Физтехэнерго», Каталог светодиодной продукции, 2014 г.
18. Щитки освещения [Электронный ресурс]. http://www.emirspb.ru/products/elektroschitovoe_oborudovanie/schitki_osvetitelnye/
19. РТМ 36.18.32.4-92 УКАЗАНИЯ ПО РАСЧЕТУ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК. Разработан ВНИПИ Тяжпромэлектропроект: заведующий лабораторией, канд. техн. наук Б. Д. Жохов; главный инженер проекта Л. Б. Годгельф, 01 января 1993 г.
20. Курский электроаппаратный завод http://www.keaz.ru/
21. Каталог продукции. Автоматизированное управление. Установки серий ВАРНЕТ-АС. www.e-tmm.n»index.php.
22. Минский электротехнический завод им. Козлова Комплектные трансформаторные подстанции. Каталог продукции.
23. Автоматические выключатели ВА47-53. - http://www.keaz.ru
24. НТП ЭПП-94. Нормы технологического проектирования.
25. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий.
26. ГОСТ – 28249-93 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного напряжения до 1 кВ.
27. www.norrisveni.ru/ShowNodeNID2. Типы вентиляторов - Системы вентиляции.
28. СН и П П-33-75.4.11 Нормы проектирования Отопление, вентиляция, кондиционирование воздуха — Стройиздат, 1976 г.
29. Вентиляторы центробежные ВЦП. Технические характеристики, Документация.
30. Дьяконов В.И. Типовые расчеты по электрооборудованию. Высшая школа, г,
31. М.М. Кацман. Справочник по электрическим машинам. -М.: «Академия», 2015.
32. Каталог семейство Vacon CX преобразователей частоты Vacon, 2015

33. Фащиленко В.Н Регулируемый электропривод насосных вентиляторных установок горных предприятий Учеб. пособие, М.: Издательство” Горная Книга", 2011. - 260 с.
34. Терехов. В.М Системы управления электроприводов. — М.: Изд,центр Академия, 2004 .
35. Р.Т. Шрейнер. Математическое моделирование электроприводов переменного тока с полупроводниковыми преобразователями частоты.
36. Екатеринбург УРО РАН. 2000. – 654с.
37. ГОСТ Р 12.0.006-7002.Общие требования к управлению охраной труда в организации.
38. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Минтруда России от 15.12.2020 № 903н»
39. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
40. 4860-001-04739663-01 «Воздуховоды вентиляционные металлические для АЭС и ТЭС»
41. ТУ 4860-002-04739663-01 «Фланцы для вентиляционных воздуховодов»
42. ПНАЭ Г-10-037-97 «Правила контроля сварных соединений элементов локализующих систем безопасности атомных станций»
43. promelec.n». Справочная. Энергосбережение в ЭП вентиляционных установок.