

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Политехнический институт. Заочный факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующая кафедрой ЭССиСЭ

_____ И.М. Кирпичникова
(подпись)

« ___ » _____ 2018 г.

Электроснабжение группы цехов завода железобетонных изделий

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по релейной защите
старший преподаватель

_____ И.П. Титов
« ___ » _____ 201_ г.

Руководитель проекта
старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина
« ___ » _____ 201_ г.

Консультант по БЖД
д.т.н., профессор

_____ В.Ф. Бухтояров
« ___ » _____ 201_ г.

Автор проекта
Студент группы ПЗ-575

_____ Д.А. Ижак
« ___ » _____ 201_ г.

Нормоконтролёр
старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина
« ___ » _____ 201_ г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Политехнический институт. Заочный факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

Направление 13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующая кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова

«___» _____ 201_ г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента
Ижака Данила Александровича

Группа ПЗ-575

1 Тема работы

Электроснабжение группы цехов завода железобетонных изделий

утверждена приказом по университету от 25.12.2017 г. № 2438.

2 Срок сдачи студентом законченной работы 30 декабря 2017 г.

3 Исходные данные к работе

Из базы данных кафедры ЭССиСЭ

5 Перечень графического материала

1 План генеральный группы цехов завода железобетонных изделий	- 1 лист
2 Схема электрическая принципиальная электроснабжения группы цехов завода железобетонных изделий	- 1 лист
3 Чертеж конструктивный главной понизительной подстанции	- 1 лист
4 Сравнение технико-экономическое вариантов схем внешнего электроснабжения	- 1 лист
5 Схема релейной защиты синхронного двигателя	- 1 лист
6 Организация системы учета на предприятии	- 1 лист

Всего 6 листов

6 Консультанты по работе, с указанием относящихся к ним разделов работы

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)
Релейная защита	И.П. Титов		
БЖД	В.Ф. Бухтояров		

7 Дата выдачи задания 02 октября 2017 г.

Руководитель Н.Ю. Аверина

Задание принял к исполнению Д.А. Ижак

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Готовность (дата)	Отметка о выполнении руководителя
1 Сравнение отечественных и зарубежных технологий и решений	02.10.17 – 05.10.17	
2 Расчет электрических нагрузок	05.10.17 – 09.10.17	
3 Выбор трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций	09.10.17 – 16.10.17	
4 Выбор напряжения и трансформаторов ГПП предприятия	16.10.17 – 22.10.17	
5 Технико-экономическое обоснование напряжения внешнего электроснабжения	22.10.17 – 26.10.17	
6 Выбор величины напряжения и схемы внутреннего электроснабжения предприятия. Выбор питающих линий.	26.10.17 – 01.11.17	
7 Расчет токов короткого замыкания	01.11.17 – 07.11.17	
8 Выбор электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения	07.11.17 – 14.11.17	
9 Расчет и выбор устройств компенсации реактивной мощности	14.11.17 – 21.11.17	
10 Расчет показателей качества напряжения в узлах СЭС	21.11.17 – 30.11.17	
11 Организация системы учёта электрической энергии на предприятии	30.11.17 – 04.12.17	
12 Релейная защита	04.12.17 – 09.12.17	
13 Безопасность жизнедеятельности	09.12.17 – 14.12.17	
14 Оформление графической части:	14.12.17 – 19.12.17	
15 Оформление пояснительной записки	19.12.17 – 25.12.17	

Заведующая кафедрой

(подпись)

И.М. Кирпичникова

Руководитель работы

(подпись)

Н.Ю. Аверина

Студент

(подпись)

Д.А. Ижак

АННОТАЦИЯ

Ижак Д.А. Электроснабжение группы цехов завода железобетонных изделий – Челябинск, ЮУрГУ, ПЗ, 2018, 115 с, 26 ил., 29 табл., библиогр. список 52 наим., 6 листов чертежей ф. А1

В данной работе представлен проект системы электроснабжения группы цехов завода железобетонных изделий.

На основании расчета электрических нагрузок и технико-экономического анализа разработаны схема внешнего электроснабжения напряжением 110 кВ, а также схема внутриводского электроснабжения напряжением 10 кВ. Произведен выбор силовых трансформаторов цеховых ТП и кабельных линий напряжением выше и до 1 кВ.

С учётом определенных токов короткого замыкания выбрано оборудование: подстанция открытого типа с элегазовыми выключателями напряжением 110 кВ; комплектный закрытый токопровод ТЗК-10 кВ, распределительные ячейки К-104М с вакуумными выключателями; кабельные линии с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Произведена оптимизация мощности устройств компенсации реактивной мощности, выполнена оценка качества электрической энергии в системе электроснабжения предприятия.

Выполнено технико-экономическое обоснование АСКУЭ, а также рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности на главной понизительной подстанции.

13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата					
Разраб.	Ижак				Электроснабжение группы цехов завода железобетонных изделий				
Пров.	Аверина								
Реценз.									
Н. контр.	Аверина								
Утв.	Кирпичникова								
					Лит.	Лист	Листов		
					В	К	Р	3	115
					ФГАОУ ВО ЮУрГУ (НИУ) Кафедра ЭССиСЭ				

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	
Краткое описание объекта электроснабжения.....	7
Технический паспорт проекта	8
СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ.....	10
1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК	
1.1 Расчёт нагрузок по ремонтно-механическому цеху	12
1.2 Расчёт электрических нагрузок по предприятию	17
1.3 Расчёт картограммы электрических нагрузок	21
2 ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ	
2.1 Выбор типа цеховых трансформаторов.....	24
2.2 Расчет цеховых трансформаторных подстанций.....	24
3 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП ПРЕДПРИЯТИЯ.....	30
4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	34
4.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП	35
4.2 Расчет ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия	37
4.3 Расчет токов короткого замыкания	38
4.4 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры	39
4.5 Определение технико-экономических показателей схем внешнего электроснабжения.....	43
4.6 Выбор оптимального варианта внешнего электроснабжения.....	45
5 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ. ВЫБОР ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ	
5.1 Выбор напряжения	47
5.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия....	47
5.3 Конструктивное выполнение электрической сети.....	47
5.4 Выбор кабельных линий	48
6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	52
7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	
7.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП ..	59
7.2 Выбор выключателей КРУ	60
7.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ.....	60
7.4 Выбор трансформаторов напряжения	62
7.5 Выбор ячеек, устанавливаемых на вводе цеховых ТП.....	64
7.6 Выбор соединения силового трансформатора ГПП с РУ НН ГПП ..	65

7.7	Проверка кабелей 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания.....	66
7.8	Выбор трансформаторов собственных нужд.....	67
7.9	Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУНН ТП.....	68
8	РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	70
9	РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС	80
10	ОРГАНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ УЧЁТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ПРЕДПРИЯТИИ	
10.1	Понятие, виды, цели и задачи системы учёта энергоносителей	82
10.2	Автоматизированные системы учёта энергоносителей.....	85
10.2.1	Структура системы	85
10.2.2	Этапы, сроки создания, экономический эффект внедрения	85
10.3	Варианты организации и построения системы	86
10.3.1	Организация системы с проведением опроса счетчиков через оптический порт	86
10.3.2	Организация системы с проведением опроса счетчиков переносным компьютером через преобразователь интерфейсов, мультиплексор или модем.....	87
10.3.3	Организация системы с проведением автоматического опроса счетчиков локальным центром сбора и обработки данных.....	88
10.3.4	Организация многоуровневой системы для территориально распределённого предприятия.....	88
10.3.5	Однородная система	89
10.4	Внедрение системы на предприятии	89
10.4.1	Структура системы	89
10.4.2	Функции системы	90
11	РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА	
11.1	Защита от перегрузок	91
11.2	Токовая отсечка	93
11.3	Защита минимального напряжения	93
11.4	Защита двигателя и питающей его линии от однофазных замыканий на землю.....	94
11.5	Защита от перегрева	95
11.6	Защита синхронного двигателя от асинхронного режима	96
12	БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	
12.1	Планировка и конструктивная часть ГПП	98
12.2	Защитные средства, применяемые на ГПП.....	99
12.3	Устройства сигнализации и контроля изоляции.....	99

12.4 Молниезащита ГПП.....	101
12.5 Расчёт тока однофазного замыкания на землю.....	103
12.6 Расчёт заземления.....	105
12.7 Пожарная безопасность.....	108
12.8 Освещение ОРУ-110/10 кВ	109
12.9 Требования безопасности в АКБ	110
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	112
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	113

ВВЕДЕНИЕ

Системы электроснабжения промышленных предприятий создаются для обеспечения питания электроэнергией промышленных электроприёмников. Задача электроснабжения промышленных предприятий возникла одновременно с широким применением электропривода в качестве движущей силы различных машин и механизмов. По мере развития промышленности, усложняются и системы электроснабжения промышленных предприятий. В них включаются сети высоких напряжений, распределительные сети, а в ряде случаев и сети промышленных ТЭЦ. Возникает большая необходимость во внедрении автоматизированных СЭС промышленных предприятий и производственных процессов, осуществлять в широких масштабах диспетчеризацию процессов производства с применением систем телесигнализации и телеуправления и вести активную работу по экономии электроэнергии.

Рационально выполненная современная система электроснабжения должна удовлетворять ряду требований:

- экономичности и надёжности;
- простоте;
- безопасности;
- удобству эксплуатации;
- должна обеспечивать необходимое качество электроэнергии.

Должны также предусматриваться кратчайшие сроки выполнения строительно-монтажных работ и необходимая гибкость системы, обеспечивающая возможность расширения её при развитии предприятия без существенного усложнения и удорожания первоначального варианта электроснабжения.

При построении СЭС нужно учитывать большое число факторов, оказывающих влияние на структуру СЭС и типы применяемого в них оборудования:

- потребляемая мощность;
- категории надёжности питания;
- характер графиков нагрузок потребителей;
- размещение электрических нагрузок на территории предприятия;
- условия окружающей среды;
- месторасположение и параметры источников питания;
- наземные и подземные коммуникации.

Краткое описание объекта электроснабжения

Завод железобетонных изделий представляет собой сложный комплекс цехов с большим количеством разнообразных технологических процессов и операций, начиная от производства бетона и заканчивая выпуском опорных плит, свай, колонн и блоков.

Такое разнообразие технологических процессов естественно определяет многообразие технологических машин, аппаратов, агрегатов, различных механизмов, которые служат для осуществления процессов.

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		7

Требования к надежности электроснабжения в настоящий момент является одним из важных аспектов работы цехов. На рассматриваемом предприятии цеха можно разделить на вторую и третью категории надежности. Ко второй категории относятся цеха перерыв в работе которых может привести к значительному снижению отпуска производимых потребителем товаров, имеющим место в связи с этим незанятостью персонала, простоем производственного оборудования или же может сказаться на нормальной жизнедеятельности большого количества граждан, а именно: производственный корпус №1, котельная (№6), насосная станция (№8), арматурный цех (№9), компрессорная (№10), бетоносмесительные цеха (№11, №14), производственные корпуса (№5, №13).

К третьей категории относятся цеха перерыв в электроснабжении которых может составлять не более 24 часов подряд, либо не более 72 часов за год суммарно, а именно: гараж (№1), склады готовой продукции (№2, №16), градирня (№3), депо (№4), административно-бытовой корпус (№3), склад цемента (№17), мазутохранилище (№12), склад цемента (№17), мазутохранилище (№12), склад заполнителей (№15), ремонтно-механический цех (№18).

Высоковольтная нагрузка представлена синхронными двигателями, работающими в продолжительном режиме. Годовое число часов использования полу-часового максимума активной нагрузки предприятия составляет 4355 ч/год. На предприятии установлен двухсменный график работы. В основном цикле производства применяется переменный ток.

Технический паспорт проекта

1 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1 кВ – 16051 кВт.

2 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением свыше 1 кВ – 4800 кВт.

3 Категория основных потребителей по надёжности электроснабжения – II.

4 Активная расчётная мощность на шинах главной понизительной подстанции: 10961 кВт.

5 Коэффициент реактивной мощности: естественный $\text{tg}\varphi=0,50$; расчетный $\text{tg}\varphi=0,25$; заданный энергосистемой $\text{tg}\varphi=0,25$.

6 Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ.

7 Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме: 3500 МВ·А, тип и сечение питающих линий ВЛ 110 кВ – АС-70/11.

8 Расстояние от предприятия до питающей подстанции 15,0 км.

9 Количество, тип и мощность трансформаторов главной понизительной подстанции: 2хТДН-10000/110/10.

10 Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия 10 кВ.

11 Трансформаторные подстанции с трансформаторами типа ТМГ, мощностью 250, 400, 630, 1000 кВ·А.

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		8

12 Грунт: коррозионная активность – средняя, блуждающие токи – есть, растягивающие усилия – есть.

13 Число часов использования максимума нагрузки 4355 ч/год.

14 Тип и сечение кабельных линий: АПвЭКП-10 с сечением 50, 70, 120 мм².

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		9

СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

Автоматизированные системы контроля и учёта электроэнергии относятся к перспективному и растущему сегменту рынка промышленной автоматизации. Целью этого сегмента рынка является необходимость увеличения конкурентоспособности российских производств в потреблении электроэнергии, уменьшение затрат на производство, а также отказ от неэкономной системы ценообразования на электроэнергию.

С помощью достижений в электронике, а также благодаря новейшим электронным компонентам отечественного и зарубежного производства российские производители начали активно использовать сетевые средства и цифровую технологию обработки, анализа и получения данных.

По многим характеристикам средств учёта российские производители находятся на мировом рынке. Научно-производственное объединение «Старт» усовершенствовало архитектуру автоматизированной системы контроля и учета класса информационно-измерительной системы электроэнергии, главным образом, в направлении унифицирования устройств сбора данных, в создании контроллеров, обеспечивающих передачу и данных в ЭВМ, в разработке гибкого и простого в пользовании программного обеспечения для автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии.

Нижегородское научно-производственное объединение имени М.В. Фрунзе является одним из крупнейших в России производителей счетчиков электроэнергии. Это предприятие выпускает сертифицированную продукцию, которая соответствует мировому стандарту и имеет соответствующие сертификаты качества. Организационные и технические возможности, экологическое и безопасное производство услуг и продукции соответствует всем требованиям системы сертификации.

Завод выпускает счетчики электрической энергии 2,0 кл. точности а так же производит статические счетчики электрической энергии 1,0 кл. точности, имеющие широкий набор функций для многотарифного учета электрической энергии. На производстве выпускаются высокоточные микропроцессорные счетчики кл. точности 0,5S и 0,2S, которые разработаны для применения в автоматизированных измерительно-информационных системах предприятий и объектах, связанных с энергетикой [1].

Ведущие зарубежные фирмы: «ISKRAEMECO», «ELGAMA-ELEKTRONIKA» и «Landis & Gyr» - давно находятся на российском рынке и активно занимают позиции на рынке средств учёта электрической энергии.

Счетчики фирмы «ISKRAEMECO» начали выпускаться с 1945 года. С 1946 года было открыто производство однофазных индукционных счетчиков, с 1958 года запущено производство трехфазных индукционных счетчиков, а с 1975 года начато производство электронных счетчиков. Счетчики фирмы «ISKRAEMECO» имеют возможность измерения электрической энергии в двух направлениях, а также измерение абсолютных значений. Электронные счетчики имеют высокий

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		10

класс точности (до 0,2S), модульную конструкцию, возможность компенсации погрешностей измерительных трансформаторов тока [2]. Счетчики фирмы «ISKRAEMECO» имеют сертификаты отвечающие требованиям МЭК/IEC 61268 и МЭК/IEC 61036. Счетчики прошли государственную поверку в России и зарегистрированы в реестре средств измерений и допущены к применению в РФ.

Приборы учета электрической энергии фирмы «ELGAMA-ELEKTRONIKA» относятся к категории многофункциональных измерительных приборов, предназначенных для учета электрической энергии в трехфазных и однофазных сетях электроснабжения. Фирма «ELGAMA-ELEKTRONIKA» выпускает несколько моделей приборов учета электрической энергии, отличающихся по своим параметрам. Например, модель GEM 1 3x.01.2 рассчитана на работу в 12 сезонном графике и имеет возможность программирования на 4 тарифных плана. Модель EMS xxx.01.4 имеет интерфейс в виде токовой петли, который подключается напрямую или через трансформатор и имеет возможность регистрации сбоя питания [3].

Landis & Gyr - Швейцарское производство приборов учета электрической энергии. На производстве Landis & Gyr используется универсальная технология, которая позволяет производить измерительные микропроцессоры, которые обеспечивают высокое соблюдение метрологических характеристик приборов учета электрической энергии [4].

В таблице А представлено сравнение отечественных и зарубежных производителей счётчиков электрической энергии.

Таблица А – Сравнение технических характеристик

Наименование	СЭТ-4ТМ.03М	ISKRAEMECO	ELGAMA-ELEKTRONIKA	Landis & Gyr
Класс точности	0,5S	1,0	1,0	1,0
Количество тарифов	8	2	4	8
Тип отчётного устройства	ЖКИ	ЖКИ	ЖКИ	ЖКИ
Срок службы	30	15	25	20
Межповерочный интервал	12	5	10	10
Стоимость, руб.	17400	22800	24200	29600

Выводы по разделу

В разделе приведено сравнение отечественных и зарубежных производителей средств учёта электрической энергии. Зарубежные, и отечественные производители выпускают продукцию соответствующую действующим стандартам, но отечественные средства учёта электрической энергии имеют более низкую стоимость и не уступают в качестве по отношению к импортной продукции средств измерений электрической энергии.

1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Для расчета электрических нагрузок на предприятии будем использовать усовершенствованный метод упорядоченных диаграмм [5]. В системе электропитания предприятия существует несколько характерных точек, в которых необходимо определить расчетные электрические нагрузки. Расчет электрических нагрузок ведется последовательно от низших к высшим ступеням системы электропитания.

1.1 Расчет нагрузок по ремонтно-механическому цеху

Рассмотрим подробно термическое отделение. В данном отделении находится 14 электроприемников общей номинальной мощностью 288,5 кВт. Для их питания в отделении устанавливается 1 распределительный шинный шкаф ШР-1.

Значения коэффициента использования по активной мощности $k_{иа}$ и коэффициента мощности $\cos \phi$ для каждой из групп электроприемников определяется по справочнику [6].

Далее для каждой группы однотипных электроприемников равной единичной мощности находим средние мощности

$$P_{cp} = k_{иа} \cdot n \cdot p_{ном}, \quad (1.1)$$

$$Q_{cp} = k_{иа} \cdot n \cdot p_{ном} \cdot \operatorname{tg} \phi, \quad (1.2)$$

где n – число электроприемников;

$p_{ном}$ – номинальная мощность одного электроприемника, кВт.

В качестве примера приведем расчет по формулам (1.1) – (1.2) для группы электроприемников в составе 3 печей сопротивления, получающих питание от ШР-1

$$P_{cp} = 0,6 \cdot 3 \cdot 55,0 = 99,0 \text{ кВт.}$$

$$Q_{cp} = 0,6 \cdot 3 \cdot 55,0 \cdot 0,33 = 32,5 \text{ квар.}$$

Определим эффективное число электроприемников:

$$n_{э} = \frac{\left(\sum_{i=1}^n p_{ном i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n p_{ном i}^2}, \quad (1.3)$$

где n – реальное число электроприёмников;

$p_{ном i}$ – номинальная активная мощность i -го электроприемника, кВт.

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		12

$$n_3 = \frac{288,5^2}{10836} = 8.$$

Далее определим средневзвешенное значение коэффициента использования:

$$K_{\text{иа}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot p_{\text{ном}i}}{\sum_{i=1}^n p_{\text{ном}i}}, \quad (1.4)$$

где $k_{\text{иа}i}$ – коэффициент использования i -го электроприемника.

$$K_{\text{иа}} = \frac{145,7}{288,5} = 0,50.$$

Средневзвешенное значение $\text{tg}\varphi$ определяем по выражению:

$$\text{tg}\varphi = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot p_{\text{ном}i} \cdot \text{tg}\varphi_i}{\sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot p_{\text{ном}i}}, \quad (1.5)$$

где $\text{tg}\varphi_i$ – коэффициент реактивной мощности i -го электроприемника.

$$\text{tg}\varphi = \frac{76,4}{145,7} = 0,52.$$

Расчетные мощности для системы второго уровня определяются по формулам:

$$P_p = K_{\text{ра}} \cdot \sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot p_{\text{ном}i}, \quad (1.6)$$

$$Q_p = K_{\text{рр}} \cdot \sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot p_{\text{ном}i} \cdot \text{tg}\varphi_i, \quad (1.7)$$

где $K_{\text{ра}}$ – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, приводится в [7] в зависимости от эффективного числа электроприемников и средневзвешенного коэффициента использования по активной мощности, $k_{\text{ра}} = f(n_3, k_{\text{иа}})$; $K_{\text{рр}}$ – коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности.

Коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности

$$K_{\text{рр}} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{n_3}}. \quad (1.8)$$

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		13

Для рассматриваемого отделения расчетные мощности, определяемые по выражениям (1.6) – (1.8) составят

$$P_p = 1,08 \cdot 145,7 = 157,3 \text{ кВт.}$$

$$K_{pp} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{8}} = 1,06.$$

$$Q_p = 1,06 \cdot 145,7 \cdot 0,52 = 81,0 \text{ квар.}$$

Полная расчетная нагрузка группы трехфазных электроприемников определяется выражением

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (1.9)$$

$$S_p = \sqrt{157,3^2 + 81,0^2} = 176,9 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

Расчетный ток

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (1.10)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, В.

$$I_p = \frac{176,9}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 268,8 \text{ А.}$$

Так как в цехе имеются однофазные электроприемники (ОЭП), включенные на линейное и фазное напряжение, то для них следует провести расчет отдельно (таблица 1.1). Все ОЭП, включенные на линейное и фазное напряжение, распределяем по возможности равномерно по фазам.

Общая средняя нагрузка по отдельным фазам определяется суммированием однофазных нагрузок данной фазы и групп однофазных нагрузок с одинаковыми $k_{иа}$ и $\cos \varphi$, включенных на линейное напряжение с соответствующим приведением этих нагрузок к нагрузкам одной фазы и фазному напряжению [6].

Запишем выражения для определения средней активной и реактивной мощности соответственно:

$$P_{срА} = k_{иа} \cdot P_{(AB)} \cdot k_{AB(A)} + k_{иа} \cdot P_{(CA)} \cdot k_{CA(A)} + k'_{иа} \cdot P_{(AO)}, \quad (1.11)$$

$$Q_{срА} = k_{иа} \cdot P_{(AB)} \cdot q_{AB(A)} + k_{иа} \cdot P_{(CA)} \cdot q_{CA(A)} + k'_{иа} \cdot P_{(AO)} \cdot \text{tg} \varphi, \quad (1.12)$$

где $k_{иа}$ и $k'_{иа}$ – соответствующие коэффициенты использования;

$P_{(AB)}$ – нагрузка между фазами А и В, кВт;

$P_{(CA)}$ – нагрузка между фазами А и С, кВт;

$P_{(AO)}$ – нагрузка, присоединенная на напряжение А, кВт;

$k_{AB(A)}$, $k_{CA(A)}$, $q_{AB(A)}$, $q_{CA(A)}$ – коэффициенты приведения нагрузок, включенных на линейное напряжение АВ и СА к фазе А.

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		14

Таблица 1.1 – Расчет нагрузок однофазных электроприемников по ремонтно-механическому цеху

Наименование узлов СЭС и ЭП	P _{ном} , кВт	P _{номΣ} , кВт	n	n•P _{ном} ² , кВт ²	Установленная мощность ЭП, подключенных на линейное напряжение			Коэффициенты приведения			Установленные мощности ЭП, подключенных на фазное напряжение			k _{иа}	cosφ	tgφ	Средние мощности за наиболее загруженную смену								
					ab	bc	ca	к фазе	k	g	a	b	c				P _с , кВт			Q _с , квар					
																	a	b	c	a	b	c			
Сварочное отделение																									
ОЭП, подключенные на U _л :																									
42 Установка сварочная многопостовая, однофазная, U _{ном} = 380 В	76,0	152,0	2	11552	76,0			a	0,75	0,15	57,0			0,50	0,75	0,88	28,5			5,7					
45 Аппарат сварочный, однофазный, U _{ном} = 380 В	40,0	40,0	1	1600				b	0,25	0,73		19,0										9,5			27,7
						40,0	b	0,75	0,15		30,0										15,0			3,0	
							c	0,25	0,73			10,0											5,0		14,6
							c	0,75	0,15			57,0											28,5		5,7
						76,0	a	0,25	0,73	19,0													9,5		27,7
Итого по ОЭП, подключенные на U _л		192,0	3	13152	76,0	40,0	76,0											38,0	24,5	33,5	33,4	30,7	20,3		
Всего по ОЭП:	40,0-76,0	192,0	3	13152	76,0	40,0	76,0							0,50	0,75	0,88	38,0	24,5	33,5	33,4	30,7	20,3			

Например, рассчитаем нагрузку однофазных электроприемников на фазу А в сварочном отделении:

$$P_{\text{срА}} = 0,5 \cdot 76 \cdot 0,75 + 0,5 \cdot 76 \cdot 0,25 = 38,0 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{срА}} = 0,5 \cdot 76 \cdot 0,15 + 0,5 \cdot 76 \cdot 0,73 = 33,4 \text{ квар. квар.}$$

Условная трёхфазная мощность от ОЭП для наиболее загруженной фазы:

$$P_c = 3 \cdot P_{\text{с.ф.макс}} \quad (1.13)$$

$$Q_c = 3 \cdot Q_{\text{с.ф.макс}} \quad (1.14)$$

Для рассматриваемого отделения наиболее загруженной фазой оказалась фаза А, тогда по выражениям (1.15) – (1.16) получаем:

$$P_c = 3 \cdot 38,0 = 114,0 \text{ кВт},$$

$$Q_c = 3 \cdot 33,4 = 100,2 \text{ квар.}$$

Тогда коэффициент использования, при наиболее загруженной фазе А

$$K_{\text{иа}} = \frac{P_{\text{срА}}}{\frac{1}{2}(P_{(AB)} + P_{(AC)}) + P_{A0}} \quad (1.15)$$

$$K_{\text{иа}} = \frac{38,0}{\frac{1}{2} \cdot (76,0 + 76,0)} = 0,50.$$

При расчете нагрузок по цеху в целом также необходимо определить эффективное число электроприемников, средневзвешенные коэффициенты использования и tgφ по формулам (1.3) – (1.5) соответственно получаем

$$n_s = \frac{2122,2^2}{63635} = 71.$$

$$K_{\text{иа}} = \frac{741,0}{2122,2} = 0,35.$$

$$\text{tg}\varphi = \frac{738,5}{741,0} = 1,00.$$

Расчетные активная и реактивная мощности цеха:

$$P_{\text{р.ц}} = K_{\text{ра}} \cdot \sum_{i=1}^n K_{\text{иа}i} \cdot P_{\text{ном}i} \quad (1.16)$$

$$Q_{\text{р.ц}} = K_{\text{ра}} \cdot \sum_{i=1}^n K_{\text{иа}i} \cdot P_{\text{ном}i} \cdot \text{tg}\varphi_i \quad (1.17)$$

где $K_{\text{ра}}$ – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности.

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		16

$$P_{p.ц} = 0,70 \cdot 741,0 = 518,7 \text{ кВт.}$$

$$Q_{p.ц} = 0,70 \cdot 738,5 = 516,9 \text{ квар.}$$

Чтобы получить полную расчетную мощность цеха, необходимо учесть осветительную нагрузку. Расчетная нагрузка осветительных электроприемников определяется по удельной осветительной нагрузке на единицу производственной поверхности пола с учетом коэффициента спроса:

$$P_{p.осв} = k_{с.осв} \cdot P_{у.осв} \cdot F_{ц}, \quad (1.18)$$

где $k_{с.осв}$ – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки;

$P_{у.осв}$ – удельная осветительная нагрузка, Вт/м² [8, п.6.3];

$F_{ц}$ – поверхность пола цеха, м².

Расчетная реактивная мощность осветительной нагрузки

$$Q_{p.осв} = P_{p.осв} \cdot \text{tg}\varphi_{осв}, \quad (1.19)$$

где $\text{tg}\varphi_{осв}$ – коэффициент реактивной мощности осветительной нагрузки.

Для рассматриваемого цеха получаем

$$P_{p.осв} = 0,9 \cdot 0,015 \cdot 5775 = 78,0 \text{ кВт,}$$

$$Q_{p.осв} = 78,0 \cdot 0,33 = 25,6 \text{ квар.}$$

Полная расчетная низковольтная нагрузка цеха

$$S_{p.ц} = \sqrt{(P_{p.ц} + P_{p.осв})^2 + (Q_{p.ц} + Q_{p.осв})^2}. \quad (1.20)$$

$$S_{p.ц} = \sqrt{(518,7 + 78,0)^2 + (516,9 + 25,6)^2} = 806,5 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

Результаты расчета электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху, полученные из выражений (1.1) – (1.20), приведены в таблице 1.2.

1.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

Расчет на I – III уровнях системы электроснабжения предприятия рассмотрен в пункте 1.1. Особенностью расчета электрических нагрузок на III уровне и выше коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности принимается равным коэффициенту расчетной нагрузки по активной мощности $K_{pp}=K_{pa}$. Значения коэффициентов расчетной нагрузки K_{pa} находятся из [7]. При определении расчетной нагрузки высоковольтных электроприемников мы учитываем, что коэффициент расчетной нагрузки $K_{pa}=1$, тогда расчетные активная и реактивная мощности будут равны соответственно средним активной и реактивной мощностям. Результаты расчёта электрических нагрузок по предприятию представим в таблице 1.3.

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		17

Таблица 1.2 – Расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху

Исходные данные				Расчетные величины						Расчетная мощность			I _p , А			
По заданию технологов			Справочные данные			k _{иа} ·P _{ном} , кВт	k _{иа} ·P _{ном} ·tgφ, квар	n·p ² _{ном}	n _э	K _{ра}	K _{рр}	K _{ра} ·k _{иа} ·P _{ном} , кВт		K _{рр} ·k _{иа} ·P _{ном} ·tgφ, квар	S _p , кВА	
Наименование электроприемников и узлов	N _{ЭП}	Номинальная мощность, приведенная к длительному режиму		k _{иа}	cosφ											tgφ
		p _{ном} , кВт	P _{ном} , кВт													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ШР-1																
1 Печь сопротивления	3	55,0	165,0	0,60	0,95	0,33	99,0	32,5	9075							
2 Молот пневматический	3	20,0	60,0	0,24	0,65	1,17	14,4	16,8	1200							
3 Молот пневматический	2	10,0	20,0	0,24	0,65	1,17	4,8	5,6	200							
4 Пресс гидравлический	1	10,0	10,0	0,20	0,65	1,17	2,0	2,3	100							
5 Вентилятор	2	10,0	20,0	0,80	0,80	0,75	16,0	12,0	200							
6 Вентилятор поддува	3	4,5	13,5	0,70	0,80	0,75	9,5	7,1	61							
Итого силовой нагрузки по ШР-1	14	4,5-55,0	288,5	0,50	0,89	0,52	145,7	76,4	10836	8	1,08	1,06	157,3	81,0	176,9	268,8
ШР-2																
7 Сварочный аппарат	4	30,0	120,0	0,30	0,65	1,17	36,0	42,1	3600							
8 Ножницы гильотинные	2	7,0	14,0	0,12	0,45	1,98	1,7	3,3	98							
9 Вальцы листогибочные	3	22,0	66,0	0,13	0,50	1,73	8,6	14,9	1452							
10 Пресс гидравлический	3	10,0	30,0	0,18	0,65	1,17	5,4	6,3	300							
11 Пресс гидравлический	1	27,0	27,0	0,20	0,65	1,17	5,4	6,3	729							
12 Станок радиально сверлильный	4	12,0	48,0	0,14	0,45	1,98	6,7	13,3	576							
13 Вентилятор-калорифер	3	14,0	42,0	0,80	0,80	0,75	33,6	25,2	588							
14 Станок наждачный	1	5,0	5,0	0,12	0,45	1,98	0,6	1,2	25							
15 Вентилятор наждака	1	2,8	2,8	0,65	0,80	0,75	1,8	1,4	8							
16 Вентилятор	4	10,0	40,0	0,80	0,80	0,75	32,0	24,0	400							
17 Кран-балка	1	12,0	12,0	0,35	0,50	1,73	4,2	7,3	144							
Итого силовой нагрузки по ШР-2	27	7,5-30,0	406,8	0,33	0,68	1,07	136,0	145,3	7920	21	1,00	1,04	136,0	150,6	202,9	308,3
ШР-3																
18 Станок токарно-винторезный	4	16,2	64,8	0,14	0,50	1,73	9,1	15,7	1050							
19 Станок токарно-винторезный	1	30,0	30,0	0,12	0,45	1,98	3,6	7,1	900							
20 Станок токарно-винторезный	4	42,4	169,6	0,13	0,50	1,73	22,0	38,2	7191							
21 Станок радиально-сверлильный	1	12,0	12,0	0,12	0,45	1,98	1,4	2,9	144							
22 Станок кругло-шлифовальный	3	7,2	21,6	0,14	0,50	1,73	3,0	5,2	156							
23 Станок вертикально-сверлильный	3	1,0	3,0	0,13	0,50	1,73	0,4	0,7	3							
24 Станок заточной	3	1,0	3,0	0,12	0,45	1,98	0,4	0,7	3							
25 Станок наждачный	4	4,5	18,0	0,14	0,50	1,73	2,5	4,4	81							
26 Вентилятор наждака	4	10,0	40,0	0,65	0,80	0,75	26,0	19,5	400							
27 Станок продольно-строгальный	1	48,2	48,2	0,12	0,50	1,73	5,8	10,0	2323							
28 Станок плоско-шлифовальный	2	15,8	31,6	0,14	0,50	1,73	4,4	7,7	499							
29 Станок токарно-револьверный	2	13,0	26,0	0,17	0,65	1,17	4,4	5,2	338							
30 Станок расточной	3	11,9	35,7	0,14	0,45	1,98	5,0	9,9	425							
31 Станок зубофрезерный	1	15,8	15,8	0,20	0,65	1,17	3,2	3,7	250							
32 Станок зубодолбежный	2	11,7	23,4	0,14	0,50	1,73	3,3	5,7	274							
33 Станок горизонтально-фрезерный	3	13,1	39,3	0,19	0,65	1,17	7,5	8,7	515							

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
34 Станок вертикально-фрезерный	3	13,0	39,0	0,20	0,65	1,17	7,8	9,1	507							
35 Станок долбежный	2	10,9	21,8	0,12	0,45	1,98	2,6	5,2	238							
36 Станок строгальный	3	8,0	24,0	0,14	0,50	1,73	3,4	5,8	192							
37 Установка высокочастотная	1	60,0	60,0	0,20	0,65	1,17	12,0	14,0	3600							
38 Станок импульсный	2	40,0	80,0	0,20	0,65	1,17	16,0	18,7	3200							
39 Станок отрезной ножовочный	2	2,7	5,4	0,12	0,45	1,98	0,6	1,3	15							
40 Станок отрубной	2	5,0	10,0	0,13	0,50	1,73	1,3	2,3	50							
41 Кран-балка	1	12,0	12,0	0,35	0,50	1,73	4,2	7,3	144							
Итого силовой нагрузки по ШР-3	57	1,0-60,0	834,2	0,18	0,58	1,39	149,9	208,9	22496	31	1,11	1,03	166,4	215,2	272,0	413,3
ШР-4																
42, 45 Однофазная нагрузка	3	40,0-76,0	192,0	0,50	0,75	0,88	114,0	100,2	13152							
43 Манипулятор сварочный	1	41,7	41,7	0,40	0,50	1,73	16,7	28,9	1739							
44 Преобразователь сварочный	3	30,0	90,0	0,30	0,65	1,17	27,0	31,6	2700							
46 Ножницы гильотинные	3	7,0	21,0	0,12	0,50	1,73	2,5	4,4	147							
47 Вентилятор	4	20,0	80,0	0,80	0,80	0,75	64,0	48,0	1600							
48 Кран-балка	1	12,0	12,0	0,35	0,50	1,73	4,2	7,3	144							
Итого силовой нагрузки по ШР-4	15	7,0-76,0	436,7	0,52	0,72	0,96	228,4	220,3	19482	10	1,04	1,05	237,5	232,1	332,1	504,5
ШР-5																
49 Аппарат сварочный	2	30,0	60,0	0,25	0,45	1,98	15,0	29,8	1800							
50 Вентилятор	4	7,5	30,0	0,80	0,80	0,75	24,0	18,0	225							
51 Вентилятор-калорифер	3	14,0	42,0	0,80	0,80	0,75	33,6	25,2	588							
52 Кран-балка	2	12,0	24,0	0,35	0,50	1,73	8,4	14,5	288							
Итого силовой нагрузки по ШР-5	11	7,5-31,3	156,0	0,52	0,68	1,08	81,0	87,5	2901	8	1,07	1,06	86,7	92,6	126,8	192,6
Ремонтно-механический цех																
1 ШР-1	14	4,5-55,0	288,5	0,50	0,89	0,52	145,7	76,4	10836							
2 ШР-2	27	7,5-30,0	406,8	0,33	0,68	1,07	136,0	145,3	7920							
3 ШР-3	57	1,0-60,0	834,2	0,18	0,58	1,39	149,9	208,9	22496							
4 ШР-4	15	7,0-76,0	436,7	0,52	0,72	0,96	228,4	220,3	19482							
5 ШР-5	11	7,5-31,3	156,0	0,52	0,68	1,08	81,0	87,5	2901							
Всего силовой нагрузки по ремонтно-механическому цеху	124	1,0-76,0	2122,2	0,35	0,71	1,00	741,0	738,5	63635	71	0,70	0,70	518,7	516,9	732,3	1112,6
Освещение $P_{уд}=15 \text{ Вт/м}^2$, $K_{с.о.}=0,9$, $F_{ц}=5775 \text{ м}^2$			86,6	0,90	0,95	0,33							78,0	25,6	82,1	
Итого с учетом освещения	124	1,0-76,0	2208,8	0,35	0,71	1,00	741,0	738,5	63635	71	-	-	596,7	542,5	806,5	1225,3

Таблица 1.3 – Расчет электрических нагрузок по группе цехов завода железобетонных изделий

Наименование цехов и узлов СЭС	$P_{ном},$ кВт	$n_{эф}$	$P_{ном},$ кВт	$k_{на}$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$P_c,$ кВт	$Q_c,$ квар	$K_{ра}$	$P_p,$ кВт	$Q_p,$ квар	$F_{ц,2}$ м ²	$P_{уд осв.},$ кВт	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$K_{сосв}$	$P_{росв,2}$ кВт/м ²	$Q_{росв,}$ квар	$P_p + P_{росв,}$ кВт	$Q_p + Q_{росв,}$ кВт	$S_p,$ кВА
Нагрузка 0,4 кВ																					
1 Гараж		30	300	0,35	0,65	1,17	105	123	0,75	79	92	1921	0,015	0,95	0,3	0,60	17	5	96	97	137
2 Склад готовой продукции №1		15	193	0,30	0,65	1,17	58	68	1,03	60	70	528	0,015	0,95	0,3	0,60	5	1	64	71	96
3 Градирня		5	85	0,80	0,85	0,62	68	42	1,00	68	42	860	0,015	0,95	0,3	0,80	10	3	78	45	90
4 Депо		16	250	0,40	0,65	1,17	100	117	0,85	85	99	7595	0,015	0,95	0,3	0,60	68	21	153	120	195
5 Производственный корпус №1		210	3155	0,55	0,75	0,88	1735	1530	0,78	1353	1194	14098	0,020	0,95	0,3	0,90	254	76	1607	1270	2048
6 Котельная		70	1218	0,80	0,85	0,62	974	604	0,80	780	483	2520	0,015	0,95	0,3	0,80	30	9	810	492	948
7 Административно-бытовой корпус		50	534	0,40	0,70	1,02	214	218	1,00	214	218	1230	0,015	0,95	0,3	0,85	16	5	229	223	320
8 Насосная станция		6	540	0,80	0,85	0,62	432	268	0,91	393	244	1230	0,015	0,95	0,3	0,80	15	4	408	248	477
9 Арматурный цех		95	1987	0,50	0,75	0,88	994	876	0,75	745	657	1872	0,020	0,95	0,3	0,90	34	10	779	667	1026
10 Компрессорная		15	240	0,75	0,85	0,62	180	112	1,00	180	112	5535	0,015	0,95	0,3	0,80	66	20	246	131	279
11 Бетоносмесительный цех №1		62	404	0,60	0,80	0,75	242	182	1,00	242	182	600	0,020	0,95	0,3	0,80	10	3	252	185	312
12 Мазутохранилище		10	84	0,35	0,60	1,33	29	39	1,10	32	43	990	0,015	0,95	0,3	0,60	9	3	41	46	62
13 Производственный корпус №2		100	3538	0,60	0,85	0,62	2123	1316	0,80	1698	1052	12740	0,020	0,95	0,3	0,90	229	69	1928	1121	2230
14 Бетоносмесительный цех №2		207	530	0,60	0,80	0,75	318	239	1,00	318	239	425	0,020	0,95	0,3	0,80	7	2	325	241	404
15 Склад заполнителей		33	501	0,30	0,60	1,33	150	200	0,75	113	150	1050	0,015	0,95	0,3	0,60	9	3	122	153	196
16 Склад готовой продукции №2		6	193	0,40	0,70	1,02	77	79	1,14	88	90	2380	0,015	0,95	0,3	0,60	21	6	109	96	146
17 Склад цемента		27	177	0,35	0,65	1,17	62	72	1,00	62	72	8007	0,015	0,95	0,3	0,60	72	22	134	94	164
18 Ремонтно-механический цех		71	2122	0,35	0,71	1,00	741	738	0,70	519	517	5775	0,015	0,95	0,3	0,90	78	26	597	543	807
Освещение территории												145984	0,001	0,95	0,3	1,00	146	44	146	44	152
Итого по нагрузке 0,4 кВ			16051	0,54	0,78	0,79	8603	6822		7029	5556						1097	331	8125	5887	10034
Нагрузка 10 кВ																					
10 Компрессорная																					
Синхронные двигатели (СД)	800	6	4800	0,80	0,85	-0,62	3840	-2380													
Итого по нагрузке 10 кВ		6	4800	0,80	0,85	-0,62	3840	-2380													
Итого по предприятию			20851	0,60	0,94	0,36	12443	4442													

1.3 Расчет картограммы электрических нагрузок

Картограмма электрических нагрузок представляет собой размещенные на генеральном плане предприятия окружности, центры которых совпадают с центрами нагрузок цехов, а площади кругов пропорциональны активным нагрузкам. Каждый круг делится на секторы, площади которых пропорциональны расчетным активным нагрузкам электроприемников напряжением до 1000 В, электроприемников напряжением выше 1000 В и электрического освещения.

Радиус окружности и углы секторов для каждого цеха соответственно определяются по формулам:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (1.23)$$

$$\alpha_{н/вi} = 360 \frac{P_{р.н/вi}}{P_{pi}}; \quad (1.24)$$

$$\alpha_{в/вi} = 360 \frac{P_{р.в/вi}}{P_{pi}}, \quad (1.25)$$

$$\alpha_{осв/вi} = 360 \frac{P_{р.освi}}{P_{pi}}, \quad (1.26)$$

где P_{pi} , $P_{р.н/вi}$, $P_{р.в/вi}$, $P_{р.освi}$ - расчетные активные нагрузки соответственно всего цеха, электроприемников напряжением до 1 кВ, электроприемников напряжением выше 1 кВ и электрического освещения, кВт;
 m - масштаб площадей картограммы нагрузок, кВт/мм².

Масштаб определим из условия, что радиус окружности, соответствующей минимальной расчетной нагрузке был равен 4 мм:

$$m = \frac{P_{p/min}}{\pi \cdot R_{min}^2},$$

$$m = \frac{41}{3,14 \cdot 4^2} = 0,82 \text{ кВт/мм}^2.$$

Центр электрических нагрузок предприятия является символическим центром потребления электрической энергии (активной мощности) предприятия, координаты которого находятся по выражениям [9]:

$$X_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}. \quad (1.27)$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ

Лист

21

$$y_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, \quad (1.28)$$

где x_i, y_i – координаты центра i -го цеха на плане предприятия, м.

Результаты расчета по формулам (1.23) – (1.28) представим в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Расчет картограммы электрических нагрузок

Наименование цеха	P_{pi} , кВт	$P_{р.н/вi}$, кВт	$P_{р.освi}$, кВт	$P_{р.в/вi}$, кВт	x_i , м	y_i , м	R_i , мм	$\alpha_{н/вi}$, град	$\alpha_{осв/вi}$, град	$\alpha_{в/вi}$, град
1 Гараж	96	79	17		72	151	6	295	65	0
2 Склад готовой продукции №1	65	60	5		48	210	5	333	27	0
3 Градирня	78	68	10		102	98	6	313	47	0
4 Депо	153	85	68		112	259	8	200	160	0
5 Производственный корпус №1	1607	1353	254		213	269	25	303	57	0
6 Котельная	810	780	30		207	66	18	347	13	0
7 Административно-бытовой корпус	230	214	16		216	208	9	335	25	0
8 Насосная станция	408	393	15		210	10	13	347	13	0
9 Арматурный цех	779	745	34		307	350	17	344	16	0
10 Компрессорная	4086	180	66	3840	299	272	40	16	6	338
11 Бетоносмесительный цех №1	252	242	10		317	209	10	346	14	0
12 Мазутохранилище	41	32	9		353	17	4	282	78	0
13 Производственный корпус №2	1927	1698	229		386	273	27	317	43	0
14 Бетоносмесительный цех №2	325	318	7		355	201	11	352	8	0
15 Склад заполнителей	122	113	9		433	132	7	332	28	0
16 Склад готовой продукции №2	109	88	21		434	41	7	290	70	0
17 Склад цемента	134	62	72		486	258	7	166	194	0
18 Ремонтно-механический цех	597	519	78		503	136	15	313	47	0
Итого	11819	7029	951	3840	301	235				

При выборе местоположения главной понизительной подстанции, помимо расположения центра электрических нагрузок были учтены следующие факторы:

- площадь, необходимая для размещения ГПП;
- рельеф местности;
- наличие коридоров для прокладки воздушных и кабельных линии с учетом охранной зоны.

С учетом данных факторов, принимаем координаты размещения главной понижающей подстанции предприятия: $x_{ГПП} = 301$ м; $y_{ГПП} = 118$ м.

Выводы по разделу один

В данном разделе, используя усовершенствованный метод упорядоченных диаграмм, определена расчетная нагрузка по ремонтно-механическому цеху, а также по всему предприятию в целом. Кроме того, определены координаты символического центра электрических нагрузок предприятия и местоположение главной понижающей подстанции.

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		23

2 ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Выбор трансформаторов является важным этапом проектирования. Он существенно влияет на основные технические и экономические показатели разрабатываемой схемы электроснабжения промышленного предприятия.

Определение мощности трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций (ТП) осуществляется по расчетной активной мощности за наиболее загруженной смену. Это делается с целью увеличения загрузки трансформаторов, так как ожидаемые электрические нагрузки определяются, как правило, с завышением и не все проектируемые электроприемники включаются сразу в работу. Также важными факторами, учитывающимися при определении мощности цеховых ТП, являются: категория надежности электроснабжения, площадь цеха, тип трансформаторов.

На выбор числа трансформаторов и цехов ТП может влиять количество намечаемых типоразмеров трансформаторов. С целью сокращения складского резерва на предприятии следует стремиться к уменьшению принимаемых к установке типоразмеров трансформаторов до трех-четырех.

2.1 Выбор типа цеховых трансформаторов

По роду изоляции, способу охлаждения и конструктивному исполнению силовые трансформаторы напряжением 10/0,4 кВ подразделяются на масляные, масляные герметичные, с негорючим диэлектриком, сухие, сухие с литой изоляцией и т.д. Типы и исполнения трансформаторов выбираются в зависимости от условий их установки, температуры, состояния окружающей среды и т.п.

В данном проекте применяются трансформаторы типа ТМГ [10], так как трансформаторы данного типа обладают рядом преимуществ над трансформаторами иных типов: трансформаторы типа ТМГ изготавливаются в герметичном исполнении с полным заполнением маслом, без расширителя и, без воздушной или газовой подушки, что исключает контакт масла с окружающей средой и позволяет исключить увлажнение, окисление и шламообразование масла; трансформаторы ТМГ практически не требуют расходов на их обслуживание в эксплуатации, не нуждаются в профилактических ремонтах и ревизиях в течении всего срока эксплуатации; меньшие габаритные размеры, что является актуальным при дефиците внутрицеховой площади.

2.2 Выбор цеховых трансформаторных подстанций

Число и мощность трансформаторов зависят от распределения нагрузок по площади цеха, наличия места для расположения цеховых подстанций, характера и режима работы электроприемников.

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		24

Существует связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора $S_{т.э}$ цеховой ТП и плотностью σ электрической нагрузки цеха [11], эта связь приведена в таблице 2.1.

Таблица 2.1

σ , кВ·А/м ²	0,05	0,08	0,15	0,25	0,35
$S_{т.э}$, кВ·А	400	630	1000	1600	2500

Плотность электрической нагрузки цеха определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{S_p}{F_{ц}}, \quad (2.1)$$

где S_p – расчетная электрическая нагрузка цеха, кВ·А;

$F_{ц}$ – площадь цеха, м².

Мощность трансформаторной цеховой подстанции корректируется в зависимости от величины нагрузки цеха, а так же ее категории, числа типоразмеров трансформаторов на предприятии и ряда других факторов.

Количество трансформаторов всех подстанций цеха определяем по формуле:

$$N_0 = \frac{P_{р.ц}}{k_{з.доп} \cdot S_{т.н}}, \quad (2.2)$$

где $P_{р.ц}$ – расчетная активная нагрузка цеха, кВт;

$S_{т.н}$ – номинальная мощность трансформаторов цеховых ТП, кВ·А;

$k_{з.доп}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформатора.

При установке в цехе двухтрансформаторной ТП номинальная мощность трансформатора определяется из условия

$$S_{т.н} \geq \frac{P_{р.ц}}{N_t \cdot k_{з.доп}}, \quad (2.3)$$

где N_t – число трансформаторов в цехе, принято равным 2.

Величина наибольшей реактивной мощности, которую силовой трансформатор может передать в сеть низшего напряжения из условия допустимой загрузки:

$$Q_{1р} = \sqrt{(N_t \cdot k_{з.доп} \cdot S_{т.н})^2 - P_{р.ц}^2}. \quad (2.4)$$

В общем случае мощности Q_{1p} и $Q_{p.c}$ не равны. Поэтому реальная величина реактивной мощности Q_1 , проходящей через трансформатор, определяется из соотношений

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{p.c}, & \text{если } Q_{1p} \geq Q_{p.c} \\ Q_{1p}, & \text{если } Q_{1p} < Q_{p.c} \end{cases} \quad (2.5)$$

Из анализа выражения (2.5) следует:

1 Если наибольшая реактивная мощность Q_{1p} оказывается больше или равной расчётной реактивной нагрузке цеха $Q_{p.c}$, то это означает, что через трансформатор из сети напряжением 10 кВ в сеть низшего напряжения будет передаваться мощность Q_1 , равная расчётной реактивной нагрузке цеха $Q_{p.c}$.

2 Если оказывается, что мощность Q_{1p} меньше нагрузки $Q_{p.c}$, то есть трансформаторы ТП не могут пропустить всю расчётную реактивную нагрузку $Q_{p.c}$, то для устранения дефицита реактивной мощности на стороне низшего напряжения ТП необходимо установить низковольтную конденсаторную батарею, мощность которой определяется по формуле

$$Q_{к.н} = Q_{p.c} - Q_1 \quad (2.6)$$

Для трансформаторов выбранной мощностью определяются фактические коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы ТП

$$K_{з.н} = \frac{\sqrt{P_{p.c}^2 + Q_1^2}}{N_T \cdot S_{т.н}}; \quad (2.7)$$

$$K_{з.п} = \frac{\sqrt{P_{p.c}^2 + Q_1^2}}{(N_T - 1) \cdot S_{н.т.i}} \quad (2.8)$$

Приведем пример расчета ТП для котельной, согласно выражениям (2.1) – (2.8).

Категория по надёжности электроснабжения вторая, значит, в данном цехе необходимо предусмотреть установку двухтрансформаторных ТП.

При установке в цехе двухтрансформаторной ТП номинальная мощность трансформатора определяется из условия

$$S_{т.н} \geq \frac{810}{2 \cdot 0,8} = 506 \text{ кВА}.$$

Поэтому принимаем единичную мощность трансформаторов 630 кВА.

Величина наибольшей реактивной мощности, которую силовой трансформатор может передать в сеть низшего напряжения из условия допустимой загрузки:

$$Q_{1p} = \sqrt{(2 \cdot 0,8 \cdot 630)^2 - 810^2} = 600 \text{ квар}.$$

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		26

Так как

$$Q_{1p} > Q_{p.ц}.$$

$$600 > 492 \text{ квар,}$$

поэтому нет необходимости на стороне низшего напряжения ТП устанавливать низковольтную конденсаторную батарею.

Фактические коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы ТП

$$k_{з.н} = \frac{\sqrt{810^2 + 492^2}}{2 \cdot 630} = 0,75.$$

В послеаварийном режиме коэффициент загрузки трансформатора составит 1,4 при условии отключения части нагрузки III категории.

Для питания потребителей 0,4 кВ в цехах, как правило, устанавливаются трансформаторные подстанции, но в некоторых случаях при небольшой мощности потребителей в цехе экономически выгодным является установка распределительного пункта низкого напряжения (РПН), с запиткой его по сети 0,4 кВ от ТП соседнего цеха. Целесообразность данной установки РПН определяется условием

$$S_{p.ц} \cdot L \leq 15000, \quad (2.9)$$

где $S_{p.ц}$ – полная расчетная нагрузка цеха, кВ·А;

L – расстояние от РПН данного цеха до ТП соседнего цеха, м.

Проверка выполнения соотношения (2.9) при установке низковольтных распределительных пунктов (РПН) представлена в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Обоснование установки низковольтных распределительных пунктов

Номер цеховой ТП	Номер РПН	$S_{p.ц} \cdot L$, кВ·А·м
1	1	$90 \cdot 55 = 4950$
2	2	$96 \cdot 68 = 6528$
3	3	$320 \cdot 25 = 8000$
3	4	$279 \cdot 53 = 14787$
8	5	$312 \cdot 25 = 7800$
8	6	$404 \cdot 14 = 5655$
9	7	$164 \cdot 77 = 12628$
10	8	$62 \cdot 167 = 10354$
10	9	$146 \cdot 98 = 14308$

Выбор остальных цеховых трансформаторных подстанций, выполненный по выражениям (2.1) – (2.8), представим в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Выбор числа и мощности трансформаторных подстанций

Наименование цехов, подразделений	Кат. над.	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	F _ц , м ²	σ, кВА/м ²	S _{эт} , кВА	Номер ТП	Тип тр-ра	S _{ном} , кВА	N _{тр} в ТП	N _{ТП}	K _{зт доп}	Q _{1р} , квар	Q ₁ , квар	Q _{кв} , квар	K _{зт-н}	K _{зт-п/ав}	ΔP _{хх} , кВт	ΔP _{кз} , кВт	I _{хх} , %	U _{кз} , %	ΔP _т , кВт	ΔQ _т , квар	P _p +ΔP _т , кВт	Q ₁ +ΔQ _т , квар	S _p , кВА	
1 Гараж	3	96	97	137	1921	0,07	630																					
3 Градирня	3	78	45	90	860	0,11	630		РПН-1																			
Итого:		174	142	225	1921	0,07	630	1	ТМГ	250	1	1	0,95	161	142	0	0,90	-	0,5	4,2	1,2	4,5	4	12	178	155	236	
2 Склад готовой продукции №1	3	64	71	96	528	0,18	1000		РПН-2																			
4 Депо	3	153	120	195	7595	0,03	250																					
Итого:		218	191	290	528	0,03	250	2	ТМГ	250	1	1	0,95	95	95	96	0,95	-	0,5	4,2	1,2	4,5	4	13	222	108	247	
5 Производственный корпус №1	2	1607	1270	2048	14098	0,16	1000																					
7 Административно-бытовой корпус	3	229	223	320	1230	0,27	1600		РПН-3																			
10 Компрессорная	2	246	131	279	5535	0,07	400		РПН-4																			
Итого:		2083	1624	2641	14098	0,16	1000	3-4	ТМГ	1000	2	2	0,80	2429	1624	0	0,66	1,32	1,4	10,8	0,6	5,5	24	120	2107	1744	2735	
6 Котельная	2	810	492	948	2520	0,38	2500																					
Итого:		810	492	948	2520	0,38	2500	5	ТМГ	630	2	1	0,80	600	492	0	0,75	1,40*	1,0	7,6	0,6	5,5	11	47	820	539	982	
8 Насосная станция	2	408	248	477	1230	0,40	2500																					
Итого:		408	248	477	1230	0,40	2500	6	ТМГ	400	2	1	0,80	493	248	0	0,60	1,20	0,7	5,9	1,0	4,5	6	21	414	269	493	
9 Арматурный цех	2	779	667	1026	1872	0,55	2500																					
Итого:		779	667	1026	1872	0,55	2500	7	ТМГ	630	2	1	0,80	640	640	27	0,80	1,40*	1,0	7,6	0,6	5,5	12	52	791	692	1051	
11 Бетоносмесительный цех №1	2	252	185	312	600	0,52	2500		РПН-5																			
13 Производственный корпус №2	2	1928	1121	2230	12740	0,18	1000																					
14 Бетоносмесительный цех №2	2	325	241	404	425	0,95	2500		РПН-6																			
17 Склад цемента	3	134	94	164	8007	0,02	250		РПН-7																			
Итого:		2638	1641	3107	12740	0,18	1000	8-9	ТМГ	1000	2	2	0,80	1811	1641	0	0,78	1,40*	1,4	10,8	0,6	5,5	32	157	2670	1797	3219	
12 Мазутохранилище	3	41	46	62	990	0,06	400		РПН-8																			
15 Склад заполнителей	3	122	153	196	1050	0,19	1600																					
16 Склад готовой продукции №2	3	109	96	146	2380	0,06	400		РПН-9																			
Итого:		273	295	402	990	0,06	400	10	ТМГ	400	1	1	0,95	264	264	31	0,95	-	0,7	5,9	1,0	4,5	6	20	279	285	399	
18 Ремонтно-механический цех	3	597	543	807	5775	0,14	630																					
Итого:		597	543	806	5775	0,14	630	11	ТМГ	630	1	1	0,95	47	47	495	0,95	-	1,0	7,6	0,6	5,5	8	35	604	82	610	
Итого по предприятию:																							92	477	8085	5670		

Примечание: * – в послеаварийном режиме будет отключена часть нагрузки III категории.

Выводы по разделу два

В данном разделе по результатам расчета электрических нагрузок выбраны трансформаторные подстанции на базе трансформаторов ТМГ. Принято количество и мощность трансформаторов, устанавливаемых в цехах предприятия, с точки зрения экономической эффективности. Кроме установки трансформаторных подстанций рассмотрена возможность установки РПН в цехах с малой нагрузкой.

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		29

3 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП ПРЕДПРИЯТИЯ

Величина напряжения питания главной понизительной подстанции предприятия определяется наличием конкретных источников питания, уровнями напряжений на них, расстоянием от ГПП до этих источников, возможностью сооружения воздушных линий для передачи электроэнергии и другими факторами.

Величину рационального напряжения питания ГПП можно оценить по приближенной формуле Стилла:

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \sqrt{L + 0,016 \cdot P_{\text{р.п}}}, \quad (3.1)$$

где $P_{\text{р.п}}$ – расчетная активная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП, кВт;

L – длина питающей ГПП воздушной линии, км;

Сборные шины 10 кВ ГПП относятся к системе пятого уровня, тогда согласно усовершенствованному методу упорядоченных диаграмм расчетная активная нагрузка предприятия определяется по формуле [5]

$$P_{\text{р.п.}} = K_{\text{ом}} \left[\sum_{i=1}^m P_{\text{pi}}^{(3)} + \sum_{i=1}^M k_{\text{наi}} \cdot p_{\text{номи}} + \sum_{i=1}^L \Delta P_{\text{Ti}} \right] + \sum_{i=1}^n P_{\text{р.осви}}, \quad (3.2)$$

где $K_{\text{ом}}$ - коэффициент одновременности максимумов;

$\sum_{i=1}^m P_{\text{pi}}^{(3)}$ - суммарная расчетная активная мощность узлов системы электроснабжения 3-го уровня, непосредственно питающихся от сборных шин низшего напряжения ГПП, кВт;

$\sum_{i=1}^M k_{\text{наi}} \cdot p_{\text{номи}}$ - суммарная расчетная активная мощность высоковольтных электроприемников, питающихся от сборных шин низшего напряжения ГПП, кВт;

$\sum_{i=1}^L \Delta P_{\text{Ti}}$ - суммарные потери активной мощности в трансформаторах цеховых ТП, кВт;

$\sum_{i=1}^n P_{\text{р.осви}}$ - суммарная расчетная активная мощность цеховой осветительной нагрузки, кВт;

Коэффициент одновременности максимумов $K_{\text{ом}}$ является функцией числа присоединений к сборным шинам ГПП n (m -число ТП, питающихся от ГПП, M -число высоковольтных электроприемников, подключенных к ГПП) и средневзвешенного коэффициента использования по предприятию $K_{\text{ИА}}$ и приводится в [7].

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		30

Число присоединений $n = m + M = 10 + 6 = 16$; $K_{ИА} = 0,60$, тогда $K_{ОМ} = 0,90$.

Таким образом, по формуле (3.2) получаем

$$P_{р.п} = 0,90 \cdot (7029 + 3840 + 92) + 1097 = 10961 \text{ кВт.}$$

Тогда рациональное напряжение по выражению (3.1) составит

$$U_{рац} = 4,34 \cdot \sqrt{15,0 + 0,016 \cdot 10961} = 60 \text{ кВ.}$$

Так как предприятие имеет возможность получать питание от подстанции с существующими уровнями напряжения равными 35 и 110 кВ, поэтому для окончательного выбора рационального напряжения необходимо произвести технико-экономическое сравнение вариантов с ближайшим меньшим (35 кВ) и большим (110 кВ) по сравнению с полученным рациональным значением уровня напряжения по формуле Стилла.

Теперь перейдем к выбору трансформаторов главной понизительной подстанции предприятия.

Номинальная мощность силовых трансформаторов подстанции определяется из условия получения из энергосистемы всей необходимой расчётной активной мощности предприятия и нормированного значения реактивной мощности

$$S_{р.п} = \sqrt{P_{р.п}^2 + (Q_{эс} - \Delta Q_{т.ГПП})^2}, \quad (3.3)$$

где $Q_{эс}$ – экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы, квар;
 $\Delta Q_{т.ГПП}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, квар.

Экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы выбирается как наименьшая из рассматриваемых

$$Q_{эс} = P_{р.п} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{норм}}$$

где $\text{tg}\varphi_{\text{норм}}$ – нормируемый $\text{tg}\varphi$ для данного уровня напряжения.

$$Q_{эс.35} = 10961 \cdot 0,4 = 4385 \text{ квар.}$$

$$Q_{эс.110} = 10961 \cdot 0,5 = 5481 \text{ квар.}$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП

$$\Delta Q_{т.ГПП} = 0,07 \sqrt{P_{р.п}^2 + Q_{эс}^2}.$$

$$\Delta Q_{т.ГПП.35} = 0,07 \cdot \sqrt{10961^2 + 4385^2} = 826 \text{ квар.}$$

$$\Delta Q_{т.ГПП.110} = 0,07 \cdot \sqrt{10961^2 + 5481^2} = 858 \text{ квар.}$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ

Лист

31

Полная расчетная нагрузка предприятия, необходимая для выбора трансформаторов на ГПП, определяемая по формуле (3.3)

$$S_{p.п.35} = \sqrt{10961^2 + (4385 - 826)^2} = 11524 \text{ квар.}$$

$$S_{p.п.110} = \sqrt{10961^2 + (5481 - 858)^2} = 11896 \text{ квар.}$$

На ГПП устанавливается два силовых трансформатора. В этом случае при правильном выборе мощности трансформаторов обеспечивается надёжное электроснабжение потребителей даже при аварийном отключении одного из них.

Номинальная мощность каждого трансформатора определяется из соотношений:

$$S_{T.НОМ} \geq \frac{S_{p.п.}}{n \cdot k_{з.н.}},$$

где $n = 2$ – число трансформаторов ГПП;

$k_{з.н.} = 0,7$ – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме.

$$S_{T.НОМ.35} \geq \frac{11524}{2 \cdot 0,7} = 8232 \text{ кВА.}$$

$$S_{T.НОМ.110} \geq \frac{11896}{2 \cdot 0,7} = 8497 \text{ кВА.}$$

Таким образом, принимаем трансформаторы типа ТДН-10000/35/10 и ТДН-10000/110/10, технические характеристики которых представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Технические характеристики трансформаторов

S_T , МВА	$U_{вн}$, кВ	$U_{нн}$, кВ	$\Delta P_{кз}$, кВт	ΔP_{xx} , кВт	$U_{кз}$, %	I_{xx} , %
10	35	10	60	8,5	8,0	0,3
10	110	10	58	10,0	10,5	0,4

Коэффициент загрузки выбранных трансформаторов

$$k_{з.н.} = \frac{S_{p.п.}}{n \cdot S_{н.т.}}$$

$$k_{з.н.35} = \frac{11524}{2 \cdot 10000} = 0,58.$$

$$k_{з.н.110} = \frac{11896}{2 \cdot 10000} = 0,59.$$

Выводы по разделу три

В данном разделе определено оптимальное напряжение питания предприятия, а также номинальная мощность трансформаторов, устанавливаемых на главной понизительной подстанции предприятия.

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
						33
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		

4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Для проведения технико-экономического обоснования напряжения внешнего электроснабжения на рисунках 4.1 и 4.2 изобразим схемы внешнего электроснабжения на напряжение 35 и 110 кВ соответственно.

Ввиду отсутствия транзита мощности подстанцию предприятия можно отнести к категории тупиковых, поэтому принимаем схему внешнего электроснабжения – два блока с выключателями и ремонтной перемычкой. Ремонтная перемычка введена в схему с целью снижения потерь в трансформаторах ГПП во время ремонта одной из питающих воздушных линий (ВЛ).

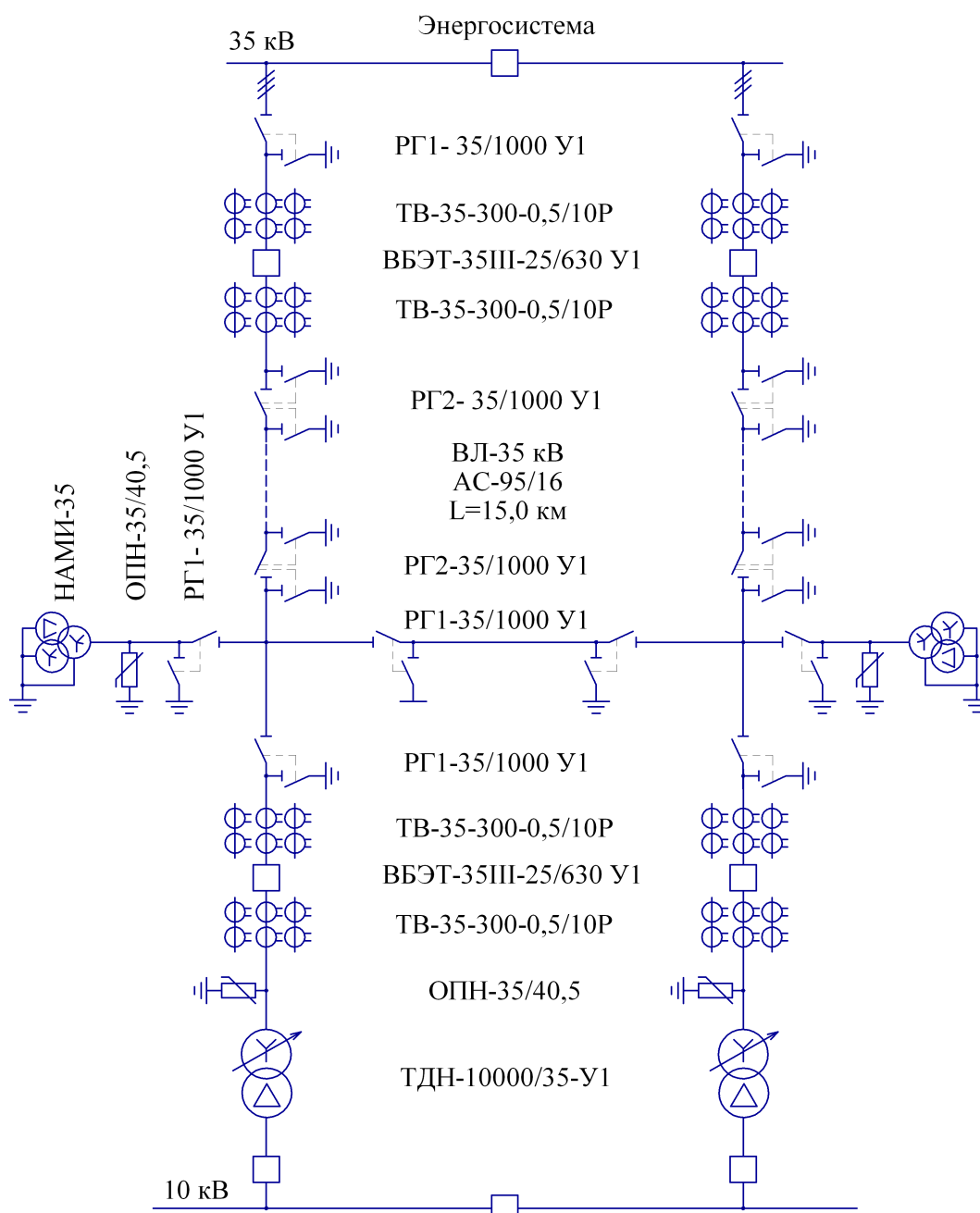


Рисунок 4.1 – Вариант схемы внешнего электроснабжения на 35 кВ

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ

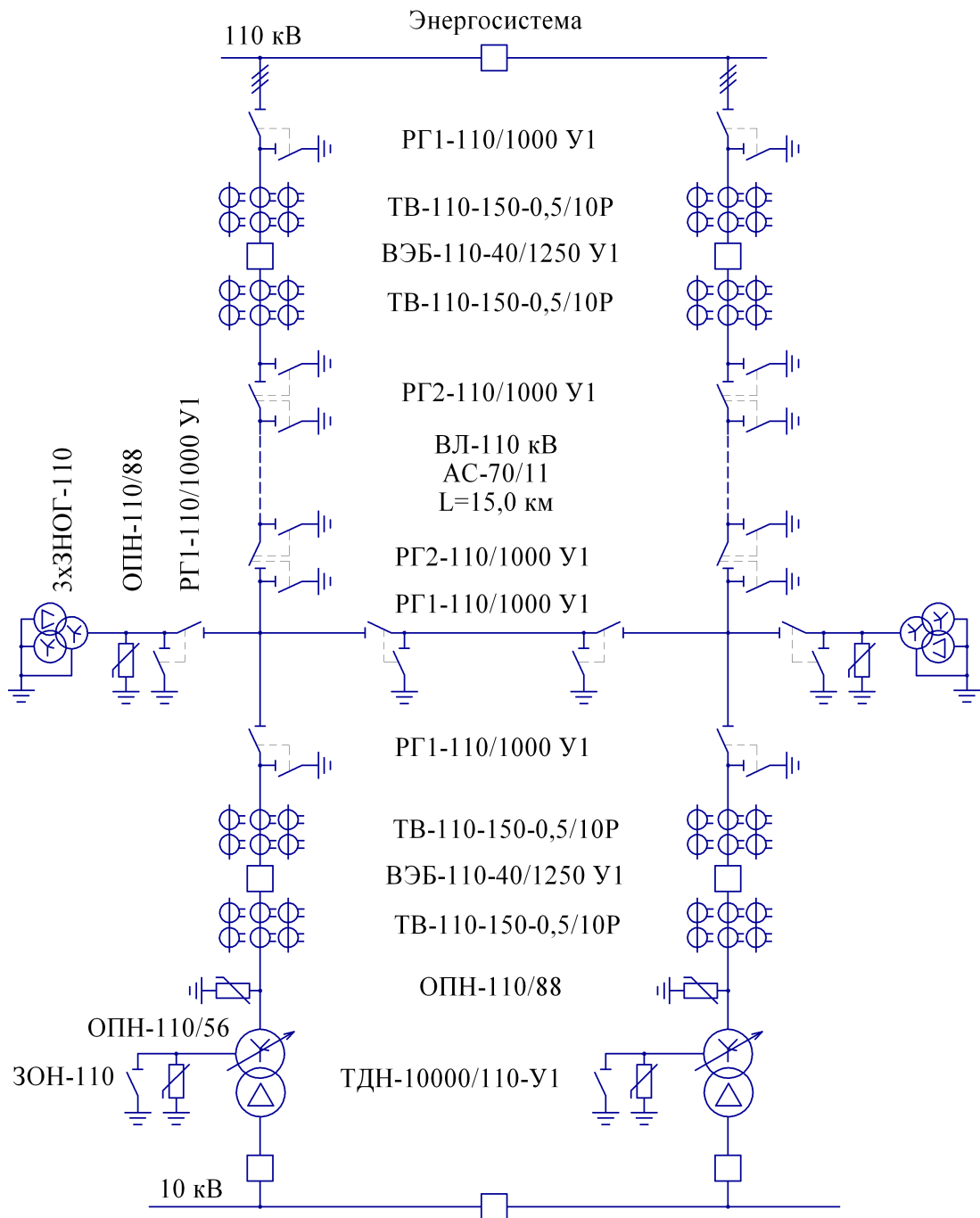


Рисунок 4.2 – Вариант схемы внешнего электроснабжения на напряжение 110 кВ

4.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП

Потери активной мощности в трансформаторах

$$\Delta P_T = n(\Delta P_{xx} + k_{з.н.}^2 \Delta P_{кз}), \quad (4.1)$$

где n - число трансформаторов ГПП;

ΔP_{xx} - потери холостого хода, кВт;

$\Delta P_{кз}$ - потери короткого замыкания, кВт.

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ

Лист

35

$$\Delta P_{T,35} = 2(8,5 + 0,58^2 \cdot 60) = 57 \text{ кВт.}$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах:

$$\Delta Q_T = n \left(\frac{I_{xx}}{100} S_{н.т} + k_{з.н.}^2 \frac{U_k}{100} S_{н.т} \right), \quad (4.2)$$

где I_{xx} - ток холостого хода трансформатора, %;

U_k - напряжение короткого замыкания, %.

$$\Delta Q_{T,35} = 2 \left(\frac{0,3}{100} 10000 + 0,58^2 \frac{8}{100} 10000 \right) = 591 \text{ квар.}$$

Потери электроэнергии в трансформаторах:

$$\Delta A_T = n (\Delta P_{xx} \cdot T_T + k_{з.н.}^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau), \quad (4.3)$$

где τ - годовое число часов максимальных потерь, ч/год;

Годовое число часов максимальных потерь

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10^4} \right)^2 \cdot 8760, \quad (4.4)$$

где T_M - годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки, ч/год;

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4355}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2742 \frac{\text{ч}}{\text{год}}.$$

Тогда потери электроэнергии в трансформаторах составят

$$\Delta A_{T,35} = 2(8,5 \cdot 8760 + 0,58^2 \cdot 60 \cdot 2742) = 258 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

Результаты расчета потерь электроэнергии в трансформаторах для схем на напряжение 35 кВ и 110 кВ, найденные по формулам (4.1) – (4.4), представим в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Определение потерь электроэнергии в трансформаторах ГПП

$U_{ном}$, кВ	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , кВт	T_M , ч/год	τ , ч/год	ΔA_T , $\frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$
35	57	591	4355	2742	258
110	61	823	4355	2742	288

4.2 Расчет ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия

Нагрузка в начале линии

$$S_{p.l.} = \sqrt{(P_{p.l.} + \Delta P_T)^2 + Q_{эс}^2} \quad (4.5)$$

$$S_{p.l.35} = \sqrt{(10961 + 57)^2 + 4385^2} = 11859 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток одной цепи линии

$$I_{p.l.} = \frac{S_{p.l.}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_{ном}} \quad (4.6)$$

$$I_{p.l.35} = \frac{11859}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 98 \text{ А.}$$

Ток в послеаварийном режиме (в случае питания все нагрузки по одной цепи линии):

$$I_{п} = 2 \cdot I_{p.l.} \quad (4.7)$$

$$I_{п.35} = 2 \cdot 98 = 196 \text{ А.}$$

Сечение проводов находим по экономической плотности тока

$$F_э = \frac{I_{p.l.}}{j_э} \quad (4.8)$$

где $j_э$ – экономическая плотность тока, А/мм² [12].

$$F_э = \frac{98}{1,1} = 89 \text{ мм}^2$$

Окончательно принимаем провод марки АС-95/16.

Потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\Delta A_{л} = n \cdot (3 \cdot I_{p.l.}^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot \tau); \quad (4.9)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление воздушной линии, Ом/км;

L - расстояние от подстанции энергосистемы до ГПП, км.

$$\Delta A_{л.35} = 2 \cdot (3 \cdot 98^2 \cdot 0,31 \cdot 15,0 \cdot 2742) = 732 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$$

Результаты расчета потерь в воздушных линиях в схемах на напряжение 35 и 110 кВ, определенные по формулам (4.5) – (4.9), представим в таблице 4.2.

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		37

Таблица 4.2 – Определение потерь электроэнергии в воздушных линиях

$U_{ном},$ кВ	$S_{р.л.},$ кВА	$I_{р.л.},$ А	$I_{п.},$ А	$F_3,$ мм ²	$F_{ст.},$ мм ²	$I_{д.доп.},$ А [12, табл.1.3.29]	$r_0,$ Ом/км	$L,$ км	$\frac{\Delta A_{л.},}{год}$ МВт·ч
35	11859	98	196	89	95	330	0,31	15,0	732
110	12310	32	64	29	70	265	0,43	15,0	111

4.3 Расчет токов короткого замыкания

Исходная схема и схема замещения для расчёта токов короткого замыкания представлена на рисунке 4.3.

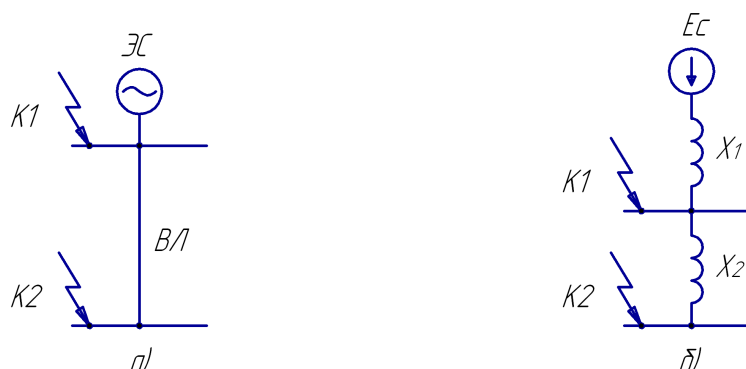


Рисунок 4.3 – Схемы для расчёта токов короткого замыкания:
а) принципиальная схема; б) схема замещения

Определим сопротивление элементов схемы замещения.

Сопротивление системы

$$x_1 = x_c = \frac{S_6}{S_k}. \quad (4.10)$$

где S_6 – базисная мощность, МВА;

S_k – мощность короткого замыкания, МВА.

$$x_1 = x_c = \frac{1000}{800} = 1,25.$$

Ток короткого замыкания в точке K_1

$$I_{k1} = I_{нт1} = I_{п01} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot x_1}. \quad (4.11)$$

$$I_{k1} = I_{nt1} = I_{n01} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 1,25} = 12,5 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке 1:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1} \cdot I_{k1} \quad (4.12)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент [7].

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 12,5 = 30,4 \text{ кА.}$$

Сопротивление воздушной линии

$$x_2 = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_6}{U_6^2} \quad (4.13)$$

где x_0 – удельное реактивное сопротивление воздушной линии, Ом/км;

U_6 – базисное напряжение, В.

$$x_2 = \frac{0,43 \cdot 15,0 \cdot 1000}{37^2} = 4,71.$$

Ток короткого замыкания в точке K_2

$$I_{k2} = I_{nt2} = I_{n02} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot (x_1 + x_2)} \quad (4.14)$$

$$I_{k2} = I_{nt2} = I_{n02} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot (1,25 + 4,71)} = 2,6 \text{ кА.}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания для схем на напряжение 35 и 110 кВ, произведенного по формулам (4.10) – (4.14), представим в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Расчет токов короткого замыкания

$U_{ном}$, кВ	S_6 , МВА	U_6 , кВ	S_k , МВА	x_1 , о.е.	x_2 , о.е.	I_{k1} , кА	I_{k2} , кА	$i_{уд1}$, кА	$i_{уд2}$, кА
35	1000	37	800	1,25	4,71	12,5	2,6	30,4	6,7
110	1000	115	3500	0,29	0,50	17,6	6,4	42,7	16,3

4.4 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры

Выключатели выбираются по условиям [7]:

– по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (4.15)$$

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		39

– по номинальному току

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}} ; \quad (4.16)$$

где I_{max} – ток утяжеленного режима цепей питающих линий, А;

Ток утяжеленного режима цепей питающих линий

$$I_{\text{max}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} ; \quad (4.17)$$

– по отключающей способности, которая характеризуется номинальным током отключения в виде действующего значения периодической составляющей отключающего тока

$$I_{\text{п,т}} \leq I_{\text{отк.ном}} ; \quad (4.18)$$

– по электродинамической стойкости

$$I_{\text{п,0}} < I_{\text{пр.скв.}} = I_{\text{дин.}} ; \quad (4.19)$$

$$i_{\text{y}} \leq i_{\text{пр.скв.}} = i_{\text{дин.}} ; \quad (4.20)$$

где $I_{\text{пр.скв.}}$, $i_{\text{пр.скв.}}$ – действующее и амплитудное значения предельного сквозного тока КЗ, А;

– по возможности отключения апериодической составляющей тока КЗ $i_{\text{а,т}}$ в момент τ расхождения контактов по условию:

$$i_{\text{а,т}} \leq i_{\text{а,ном}} ; \quad (4.21)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ вычисляется по формуле:

$$i_{\text{а,т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п,0}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{а}}}} , \quad (4.22)$$

где τ – время от начала КЗ до прекращения соприкосновения контактов, с;

$T_{\text{а}}$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей КЗ, [7].

Расчетное время

$$\tau = t_{\text{р.з.мин}} + t_{\text{с.в}} ; \quad (4.23)$$

где $t_{\text{р.з.мин}}$ – минимальное время действия релейной защиты, с;

$t_{\text{с.в}}$ – собственное время отключения выключателя, с.

Завод-изготовитель [13,14] гарантирует выключателю аperiodическую составляющую в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{отк,ном} \quad (4.24)$$

– по термической стойкости к тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (4.25)$$

где B_k - полный тепловой импульс КЗ, $кА^2 \cdot с$.

Полный тепловой импульс

$$B_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (4.26)$$

где $t_{отк}$ – время от начала короткого замыкания до его отключения, с.

Время от начала короткого замыкания до его отключения

$$t_{отк} = t_{р.з.} + t_{о.в.}, \quad (4.27)$$

где $t_{р.з.}$ – время действия основной защиты трансформатора, с;

$t_{о.в.}$ – полное время отключения выключателя, с.

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [13, 14] выбранных выключателей по выражениям (4.15) – (4.27) представим в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Выбор выключателей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ВБЭТ-35Ш-25/630	Расчетные данные	Каталожные данные ВЭБ-110-40/1250
$U_{ном} \geq U_{уст}$;	$U_{уст} = 35,0$ кВ;	$U_{ном} = 35,0$ кВ;	$U_{уст} = 110,0$ кВ;	$U_{ном} = 110,0$ кВ;
$I_{ном} \geq I_{max}$;	$I_{max} = 230,9$ А;	$I_{ном} = 630,0$ А;	$I_{max} = 73,5$ А;	$I_{ном} = 1250,0$ А;
$I_{отк.ном} \geq I_{п,\tau}$;	$I_{п,0} = 12,5$ кА;	$I_{отк} = 25,0$ кА;	$I_{п,0} = 17,6$ кА;	$I_{отк} = 40,0$ кА;
$i_{a,ном} \geq i_{a,\tau}$;	$i_{a,\tau} = 5,1$ кА;	$i_{a,ном} = 11,4$ кА;	$i_{a,\tau} = 7,1$ кА;	$i_{a,ном} = 22,6$ кА;
$I_{пр.скв.} \geq I_{п,0}$;	$I_{п,0} = 12,5$ кА;	$I_{пр.скв} = 25,0$ кА;	$I_{п,0} = 17,6$ кА;	$I_{пр.скв} = 40,0$ кА;
$i_{пр.скв.} \geq i_{дин.}$;	$i_y = 30,4$ кА;	$i_d = 63,0$ кА;	$i_y = 42,7$ кА;	$i_d = 102,0$ кА;
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$;	$B_k = 311,7$ $кА^2 \cdot с$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875$ $кА^2 \cdot с$	$B_k = 614,4$ $кА^2 \cdot с$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800$ $кА^2 \cdot с$

Разъединители выбираются, согласно условиям [7]:

- по конструкции, роду установки;
- по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (4.28)$$

– по номинальному току

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}} ; \quad (4.29)$$

– по электродинамической стойкости:

$$I_{\text{п,0}} < I_{\text{пр.скв.}} = I_{\text{дин.}} ; \quad (4.30)$$

$$i_y \leq i_{\text{пр.скв.}} = i_{\text{дин.}} ; \quad (4.31)$$

– по термической стойкости:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} ; \quad (4.32)$$

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [15] выбранных разъединителей по выражениям (4.28) – (4.32) представим в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Выбор разъединителей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные РГ-35/1000У1	Расчетные данные	Каталожные данные РГ-110/1000У1
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} ;$	$U_{\text{уст}} = 35,0 \text{ кВ};$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ};$	$U_{\text{уст}} = 110,0 \text{ кВ};$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ};$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}} ;$	$I_{\text{max}} = 230,9 \text{ А};$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А};$	$I_{\text{max}} = 73,5 \text{ А};$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А};$
$i_{\text{пр.скв.}} \geq i_{\text{дин.}} ;$	$i_y = 30,4 \text{ кА};$	$i_d = 50 \text{ кА};$	$i_y = 42,7 \text{ кА};$	$i_d = 100 \text{ кА};$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k \cdot$	$B_k = 311,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$B_k = 614,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

С целью учета потерь электроэнергии в силовых трансформаторах главной понизительной подстанции предприятия принимаем решение установить приборы учета на стороне высокого напряжения. Счетчики электроэнергии подключаются ко вторичным обмоткам трансформаторов тока и трансформатора напряжения.

Выбор трансформаторов напряжения представим в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Выбор трансформаторов напряжения

Прибор и место его установки	Тип	Мощ-ть одной обм-ки, ВА	Число обм-к	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая мощность		
							P ₂ , Вт	Q ₂ , вар	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
35 кВ									
W	Цепи питающих линий	Д-335	1,5	2	1,0	0,0	1	3,0	-
var		Д-335	1,5	2	0,0	1,0	1	-	3,0

Продолжение таблицы 4.6

1		2	3	4	5	6	7	8	9
РІК	Цепи питающих линий	СЭТ-4ТМ.03М [16]	1,5	2	0,67	0,33	1	2,0	2,2
Итого								5,0	5,2
НАМИ-35УХЛ1 [17]								S _{2Σ} = 7,2 ВА	
U _{Ином} = 35 кВ									
S _{2,кл.т.чн.0,5} = 100 ВА		S _{2,кл.т.чн.0,5} = 100 > S _{2Σ}							
110 кВ									
W	Цепи питающих, линий	Д-335	1,5	2	1,0	0,0	1	3,0	-
var		Д-335	1,5	2	0,0	1,0	1	-	3,0
РІК		СЭТ-4ТМ.03М	1,5	2	0,67	0,33	1	2,0	2,2
Итого								5,0	5,2
ЗНОГ-110У1 [18]								S _{2Σ} = 7,2 ВА	
U _{Ином} = 110 кВ									
S _{2,кл.т.чн.0,5} = 300 ВА		S _{2,кл.т.чн.0,5} = 3 · 100 = 300 > S _{2Σ}							

Для защиты оборудования главной понизительной подстанции предприятия от перенапряжений выбираем по каталогу [19] следующие ограничители перенапряжения: ОПН-35/40,5, ОПН-110/56, ОПН-110/88.

4.5 Определение технико-экономических показателей схем внешнего электроснабжения

При сравнении вариантов учитывается коммутационная аппаратура отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы, воздушные линии, коммутационные и контрольно-измерительные аппараты, силовые трансформаторы ГПП.

Годовые приведенные затраты находятся из выражения [7]:

$$Z = \sum_i^n E_i \cdot k_i + C_3, \quad (4.33)$$

где C₃ - стоимость годовых потерь электроэнергии;

k_i - сумма капитальных затрат i-ой группы одинаковых электроприемников.

Общие ежегодные отчисления от капитальных вложений

$$E_i = E_n + E_{ai} + E_{oi}, \quad (4.34)$$

где E_n = 0,12 - нормативный коэффициент эффективности;

E_{ai} - отчисления на амортизацию;

E_{oi} - расходы на обслуживание.

При проектировании сетей электроснабжения промышленных предприятий учитывается стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$$C_3 = (\Delta A_T + \Delta A_n) \cdot C_0', \quad (4.35)$$

где C_0' - удельная стоимость потерь электроэнергии, $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$.

$$C_0' = \delta \left(\frac{\alpha \cdot K_M}{\tau} + \beta \right), \quad (4.36)$$

где δ - поправочный коэффициент;

α - основная ставка тарифа, $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{мес}}$ [20, 21];

β - стоимость одного кВт·ч электроэнергии, $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$ [20, 21];

$K_M = 1$ - отношение потерь активной мощности предприятия ΔP_3 в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям ΔP_M активной мощности предприятия.

$$C'_{0.35} = 1,08 \left(\frac{1482,49 \cdot 12 \cdot 1}{2742} + 1,3563 \right) = 8,47 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

$$C'_{0.110} = 1,03 \left(\frac{1214,22 \cdot 12 \cdot 1}{2742} + 1,3661 \right) = 6,88 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

Результаты технико-экономических расчетов по выражениям (4.33) – (4.36) сведем в таблицу 4.7 и 4.8. Стоит отметить, что при определении стоимости электрооборудования руководствовались данными представленными в [22].

Таблица 4.7 – Техничко-экономические показатели варианта 35 кВ

Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Ст-сть ед-цы тыс.руб	k_i , тыс.руб	E_i , 1/год	$k_i \cdot E_i$, тыс.руб/год	ΔA кВтч/год	C_3 , тыс.руб/год	Прив. затр., тыс.руб / год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Разъединитель РГ1-35/1000У1	пол	24	45	1080	0,193	208			
Разъединитель РГ2-35/1000У1	пол	12	53	636	0,193	123			
Выключатель ВБЭТ-35Ш-25/630	шт	4	452	1808	0,193	349			

13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ

Лист

44

Продолжение таблицы 4.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Трансформатор напряжения НАМИ-35УХЛ1	шт	2	240	480	0,193	93			
ОПН-35/40,5	шт	12	28	336	0,193	65			
Трансформатор ТДН-10000/35-У1	шт	2	2473	4946	0,193	955	258181	2187	
Двухцепная ВЛ-35 кВ АС-95/16 на стальных опорах	км	15	1154	17312	0,152	2631	731909	6200	
Всего по варианту				26598		4424	990090	8387	12811

Таблица 4.8 – Техничко-экономические показатели варианта 110 кВ

Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Ст-сть ед-цы тыс.руб	k_i , тыс.руб	E_i , 1/год	$k_i \cdot E_i$, тыс.руб/год	Потери ΔA кВтч/год	C_{Σ} , тыс.руб/год	Прив. затр., тыс.руб / год
Разъединитель РГ1-110/1000У1	пол	24	72	1728	0,193	334			
Разъединитель РГ2-110/1000У1	пол	12	84	1008	0,193	195			
Выключатель ВЭБ-110-40/1250	шт	4	3313	13252	0,193	2558			
ОПН-110/88	шт	6	47	282	0,193	54			
ОПН-110/56	шт	2	42	84	0,193	16			
ЗОН-110	шт	2	44	88	0,193	17			
Трансформатор напряжения ЗНОГ-110У1	шт	6	420	2520	0,193	486			
Трансформатор ТДН-10000/110-У1	шт	2	2960	5920	0,193	1143	287746	1980	
Двухцепная ВЛ-110 кВ АС-70/11 на стальных опорах	км	15	1641	24618	0,152	3742	110753	762	
Всего по варианту				49500		8544	398498	2742	11286

4.6 Выбор оптимального варианта схемы внешнего электроснабжения

Для выбора наилучшего варианта схемы внешнего электроснабжения сравним технико-экономические показатели рассмотренных вариантов схем. Результаты сведём в таблицу 4.9.

Таблица 4.9 – Технико-экономические показатели рассматриваемых вариантов

Вариант схемы	Капиталь- ные затраты K, тыс. руб.	Приведённые ка- питальные затраты $\sum K_i E_i$, тыс. руб/год.	Потери элек- троэнергии ΔA , МВт·ч/год	Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб./год	Годовые приве- дённые затраты, тыс. руб./год
U = 35 кВ	26958	4424	990	8387	12811
U = 110 кВ	49500	8544	398	2742	11286

Приведённые затраты во II варианте меньше, чем в варианте I на:

$$\frac{12811 - 11286}{12811} \cdot 100\% = 11,90 \%$$

Поэтому принимаем схему внешнего электроснабжения предприятия на на-
пряжение 110 кВ.

Выводы по разделу четыре

В данном разделе произведен выбор рационального напряжения внешнего
электроснабжения путем сравнения технико-экономических показателей схем на
напряжения 35 и 110 кВ. В результате сравнения выяснилось, что наиболее ра-
циональной является схема внешнего электроснабжения напряжением 110 кВ.

5 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ. ВЫБОР ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ

Внутризаводское распределение электроэнергии выполняется по радиальным, магистральным или смешанным схемам в зависимости от территориального размещения нагрузок, их величин, требуемой степени надежности питания и других особенностей рассматриваемого промышленного объекта. Для распределения электрической энергии на предприятии используются кабельные линии.

5.1 Выбор напряжения

Выбор величины напряжения распределительных сетей предприятия зависит от величины нагрузок на напряжениях 6 и 10 кВ. Критерием выбора являются приведенные затраты, которые рассчитываются как для сети, так и для понижающих подстанций. Согласно [23, п.5.3] распределительную сеть предприятия выполним на напряжении 10 кВ, так как отсутствует нагрузка на напряжение 6 кВ.

5.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия

При установке трансформаторов 16 МВА на двухтрансформаторной ГПП, согласно [23, п.6.3.3] рекомендуется выполнение РУ-10 кВ с одной одиночной секционированной выключателем системой шин

Питание трансформаторных подстанций может выполняться кабельными линиями как по радиальной, так и по магистральной (к одной магистрали могут быть подключены до трех трансформаторов 1000 кВА или два трансформатора мощностью 1600 кВА) схеме [23, п.6.3]. Радиальные схемы распределения электроэнергии применяются при нагрузках, расположенных в различных направлениях [23, п.6.3.10].

Схему строим так, чтобы все её элементы постоянно находились под нагрузкой, а при аварии на одном из них оставшиеся в работе могли перенести на себя его нагрузку путём перераспределения её между собой с учётом допустимой перегрузки. Принципиальная схема внутреннего электроснабжения предприятия представлена на листе формата А1.

5.3 Конструктивное выполнение электрической сети

Выбор способа распределения электроэнергии зависит от величины электрических нагрузок и их размещения, плотности застройки предприятия, конфигурации технологических, транспортных и других коммуникаций, типа грунта на территории предприятия. Распределительные сети предприятия напряжением 10 кВ выполним кабельными линиями и токопроводами. В качестве основного способа прокладки выбираем прокладку кабелей в траншее (в одной траншее допускается прокладка не более шести кабелей [12]).

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		47

Поскольку грунт предприятия имеет среднюю коррозионную активность, в грунте завода есть блуждающие токи, а также колебания и растягивающие усилия, то выбираем кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена типа АПвЭКП-10: А – алюминий (материал жилы); Пв – изоляция из сшитого полиэтилена (фазная изоляция); Э – медный экран по изолированной жиле, К – броня из круглых стальных проволок, П – наружная оболочка из полиэтилена [24].

5.4 Выбор кабельных линий

Сечение кабелей напряжением 10 кВ определяется по экономической плотности тока и проверяется по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки, по току перегрузки, потери напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам КЗ [12].

Расчетный ток, протекающий по кабельной линии в нормальном режиме

$$I_{p.k} = \frac{S_{p.k}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (5.1)$$

Мощность $S_{p.k}$, передаваемая по кабельной линии в нормальном режиме:

– при питании однострансформаторной цеховой подстанции $S_{p.k}$ – расчетная нагрузка трансформатора подстанции;

– при питании двухтрансформаторной подстанции $S_{p.k}$ – расчетная нагрузка приходящаяся на один трансформатор;

– для магистральной линии мощность $S_{p.k}$ должна определяться для каждого участка путем суммирования расчетных нагрузок соответствующих трансформаторов, питающихся по данному участку магистральной линии.

Например, расчетный ток, протекающий по кабельной линии, питающей ТП-5, определяется по формуле

$$I_{p.k.5} = \frac{1}{N_T \cdot n} \cdot \frac{\sqrt{(P_p + \Delta P_T)^2 + (Q_1 + \Delta Q_T)^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H}$$

где P_p , Q_1 – расчетная нагрузка ТП (таблица 2.2);

ΔP_T , ΔQ_T – потери в трансформаторах ТП (таблица 2.2);

N_T – количество трансформаторов в ТП (таблица 2.2);

n – количество ТП (таблица 2.2).

$$I_{p.k.5} = \frac{1}{2} \cdot \frac{\sqrt{820^2 + 539^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} + \frac{1}{2} \cdot \frac{\sqrt{414^2 + 269^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 42,6 \text{ А.}$$

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		48

Сечение кабельной линии первоначально определяется по экономической плотности тока

$$F_э = \frac{I_{р.к.}}{j_э}, \quad (5.2)$$

где $j_э$ – экономическая плотность тока, зависящая от типа кабеля и продолжительности использования максимума нагрузки, А/мм².

Ввиду отсутствия в ПУЭ [12, табл.1.3.36] информации об экономической плотности тока, соответствующей кабелям с изоляцией из сшитого полиэтилена, экономическая плотность тока для указанных выше кабелей определяется как для кабелей с резиновой и пластмассовой изоляцией. Поэтому для кабелей с алюминиевыми жилами и изоляцией из сшитого полиэтилена при числе часов использования максимума нагрузки $T_m=4355$ ч/год экономическая плотность тока равна $j_э=1,7$ А/мм², а сечение кабельной линии определяется по формуле

$$F_{э5} = \frac{42,6}{1,7} = 25 \text{ мм}^2.$$

Заводом-изготовителем [24] выпускаются трехжильные кабели 10 кВ минимальным стандартным сечением равным $F_{\text{min.ст}} = 50 \text{ мм}^2$.

По результатам расчета выбирается кабель, имеющий ближайшее меньшее стандартное сечение по отношению к $F_э$ и $F_{\text{min.ст}}$, поэтому принимаем кабель типа АПвЭКП-10 (3х50) с параметрами: длительно-допустимый ток $I_{\text{доп}}=156$ А, удельные сопротивления: $r_0=0,641$ Ом/км, $x_0=0,104$ Ом/км.

Фактический допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки равен

$$I_{\text{доп.ф}} = K_n \cdot K_t \cdot I_{\text{доп}} > \frac{I_{р.к.}}{n_k}; \quad (5.3)$$

где K_n – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [12];

K_t – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [12];

n_k – число запараллеленных кабелей в кабельной линии.

$$I_{\text{доп.ф.5}} = 0,85 \cdot 1,00 \cdot 156 = 132,6 > \frac{42,6}{1} = 85,2 \text{ А}.$$

Условие выполнено.

Под послеаварийным режимом кабельной линии будем понимать режим, когда выходит из строя одна из двух кабельных линий, питающих потребители 2-й категории, при этом нагрузка на линию удваивается, тогда

$$I_{\text{ав}} = 2 \cdot I_{р.к.} \quad (5.4)$$

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		49

$$I_{ав5} = 2 \cdot 42,6 = 85,2 \text{ А.}$$

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

$$I'_{ав} = K_{ав} \cdot I_{доп.ф}, \quad (5.5)$$

где $K_{ав}$ – коэффициент перегрузки.

$$I'_{ав.5} = 1,17 \cdot 132,6 = 155,1 \text{ А.}$$

Осуществим проверку по току перегрузки:

$$I'_{ав} \geq \frac{I_{ав}}{n_k}. \quad (5.6)$$

$$155,1 > 85,2 \text{ А.}$$

Условие выполнено.

Потеря напряжения в кабельной линии

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot L + Q_1 \cdot x_0 \cdot L}{n_k \cdot U_n^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{доп} = 5\%, \quad (5.7)$$

где r_0 и x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля, Ом/км;
 L – длина кабельной линии, км.

$$\Delta U_5 = \frac{617 \cdot 10^3 \cdot 0,641 \cdot 0,098 + 404 \cdot 10^3 \cdot 0,104 \cdot 0,098}{(10 \cdot 10^3)^2} \cdot 100\% = 0,09 < 5\%.$$

На этом предварительный расчет кабельных линий для нормального и аварийного режимов заканчивается. Полученные сечения кабелей используются при расчете токов короткого замыкания, после которого определяется сечение кабеля F_T по термической стойкости к токам короткого замыкания.

Расчет кабельных линий, произведенный по выражениям (5.1) – (5.7) представлен в таблице 5.1.

Выводы по разделу пять

Внутризаводская схема электроснабжения выполнена по смешанной схеме обеспечивающей оптимальные режимы работы электрической сети, надлежащее качество электроэнергии и надежность. Учитывая климатические условия, характеристики грунта было принято решение прокладывать кабельные линии в траншеях и на лотках. В качестве проводника использовались кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПвЭКП-10.

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		50

Таблица 5.1 – Выбор кабельных линий

Конечные пункты кабельных линий	P _p , кВт	Q _p , квар	S _{рк} , кВА	I _{рк} , А	F _{э,2} , мм ²	F _{т,2} , мм ²	F _{ст,2} , мм ²	Тип и кол-во кабелей	Способ прокладки	Нагрузка на кабель, А		I _{доп} , А	K _п , о.е.	K _т , о.е.	Γ _{доп} , А	K _{ав} , о.е.	Γ _{ав} , А	L, км	γ ₀ , Ом/км	χ ₀ , Ом/км	Δu, %
										в норм. режиме	в п/ав. режиме										
10 кВ																					
ГПП - ТП1	96	97	137	7,9	5	70	70	АПвЭКП-10 (3x70/35)	в траншее	7,9	-	193	0,85	1,00	164,1	-	-	0,203	0,443	0,098	0,02
ГПП - ТП2	222	108	247	14,3	8	70	70	АПвЭКП-10 (3x70/35)	в траншее	14,3	-	193	0,85	1,00	164,1	-	-	0,306	0,443	0,098	0,07
ГПП - ТП3	1054	872	1368	79,0	46	70	70	2хАПвЭКП-10 (3x70/35)	на лотках	79,0	157,9	196	1,00	1,03	201,9	1,20	242,3	0,102	0,443	0,098	0,11
ТП3 - ТП4	527	436	684	39,5	23	70	70	2хАПвЭКП-10 (3x70/35)	на лотках	39,5	79,0	196	1,00	1,03	201,9	1,20	242,3	0,049	0,443	0,098	0,03
ГПП - ТП5	617	404	737	42,6	25	70	70	2хАПвЭКП-10 (3x70/35)	в траншее	42,6	85,1	193	0,85	1,00	164,1	1,17	191,9	0,098	0,443	0,098	0,06
ТП5 - ТП6	207	134	247	14,2	8	70	70	2хАПвЭКП-10 (3x70/35)	в траншее	14,2	28,5	193	0,93	1,00	179,5	1,17	210,0	0,076	0,443	0,098	0,02
ГПП - ТП8	1730	1245	2131	123,1	72	70	120	2хАПвЭКП-10 (3x120/35)	в траншее	123,1	246,1	265	0,85	1,00	225,3	1,17	263,5	0,115	0,253	0,089	0,13
ТП8 - ТП9	1063	795	1327	76,6	45	70	70	АПвЭКП-10 (3x70/35)	в траншее	76,6	153,3	193	0,85	1,00	164,1	1,17	191,9	0,062	0,443	0,098	0,07
ТП9 - ТП7	395	346	525	30,3	18	70	70	2хАПвЭКП-10 (3x70/35)	в траншее	30,3	60,7	193	0,90	1,00	173,7	1,17	203,2	0,265	0,443	0,098	0,11
ГПП - ТП10	279	285	399	23,0	14	70	70	2хАПвЭКП-10 (3x70/35)	в траншее	23,0	-	193	0,87	1,00	167,9	-	-	0,132	0,443	0,098	0,04
ГПП - ТП11	604	82	610	35,2	21	70	70	2хАПвЭКП-10 (3x70/35)	в траншее	35,2	-	193	0,87	1,00	167,9	-	-	0,175	0,443	0,098	0,10
ГПП - СД	800	-496	941	54,3	32	50	50	2хАПвЭКП-10 (3x50/16)	в траншее	54,3	-	156	0,85	1,00	132,6	-	-	0,077	0,641	0,104	0,07
0,4 кВ																					
ТП1 - РПН1	78	45	90	130,5	-	-	50	АПвКШп-1 (4x50)	в траншее	130,5	-	146	0,93	1,00	135,8	-	-	0,055	0,641	0,072	1,84
ТП2 - РПН2	64	71	96	138,5	-	-	50	АПвКШп-1 (4x50)	в траншее	138,5	-	146	0,93	1,00	135,8	-	-	0,068	0,641	0,072	1,97
ТП3 - РПН3	229	223	320	461,3	-	-	120	2хАПвКШп-1 (4x120)	на лотках	230,6	-	248	1,00	1,03	255,8	-	-	0,025	0,253	0,069	1,15
ТП3 - РПН4	123	66	140	201,6	-	-	185	2хАПвКШп-1 (4x185)	на лотках	201,6	403,1	355	1,00	1,03	365,9	1,20	439,1	0,071	0,164	0,069	1,10
ТП8 - РПН5	126	92	156	225,5	-	-	120	4хАПвКШп-1 (4x120)	в траншее	112,7	225,5	248	0,85	1,00	211,1	1,17	246,9	0,025	0,253	0,069	0,60
ТП8 - РПН6	162	120	202	291,7	-	-	185	4хАПвКШп-1 (4x185)	в траншее	145,8	291,7	317	0,85	1,00	269,6	1,17	315,4	0,014	0,164	0,069	0,31
ТП9 - РПН7	134	94	164	236,3	-	-	150	АПвКШп-1 (4x150)	в траншее	236,3	-	278	0,90	1,00	250,3	-	-	0,077	0,206	0,069	1,64
ТП10 - РПН8	41	46	62	89,0	-	-	35	АПвКШп-1 (4x35)	в траншее	89,0	-	104	0,87	1,00	90,6	-	-	0,167	0,868	0,075	4,10
ТП10 - РПН9	109	96	146	210,3	-	-	95	АПвКШп-1 (4x95)	в траншее	210,3	-	217	0,87	1,00	188,5	-	-	0,106	0,320	0,069	2,76

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для проверки принятого к установке электрооборудования по термическому, электродинамическому действию токов короткого замыкания достаточно рассчитать ток трёхфазного КЗ в характерных токах СЭС предприятия и определить периодическую составляющую этого тока для наиболее тяжёлого режима работы сети. Таким характерным режимом является состояние СЭС, когда один из трансформаторов ГПП отключен и включены секционные выключатели в РУ 10 кВ ГПП, т.е. все электроприёмники питаются от одного трансформатора.

Схема для расчёта токов КЗ представлена на рисунке 6.1.

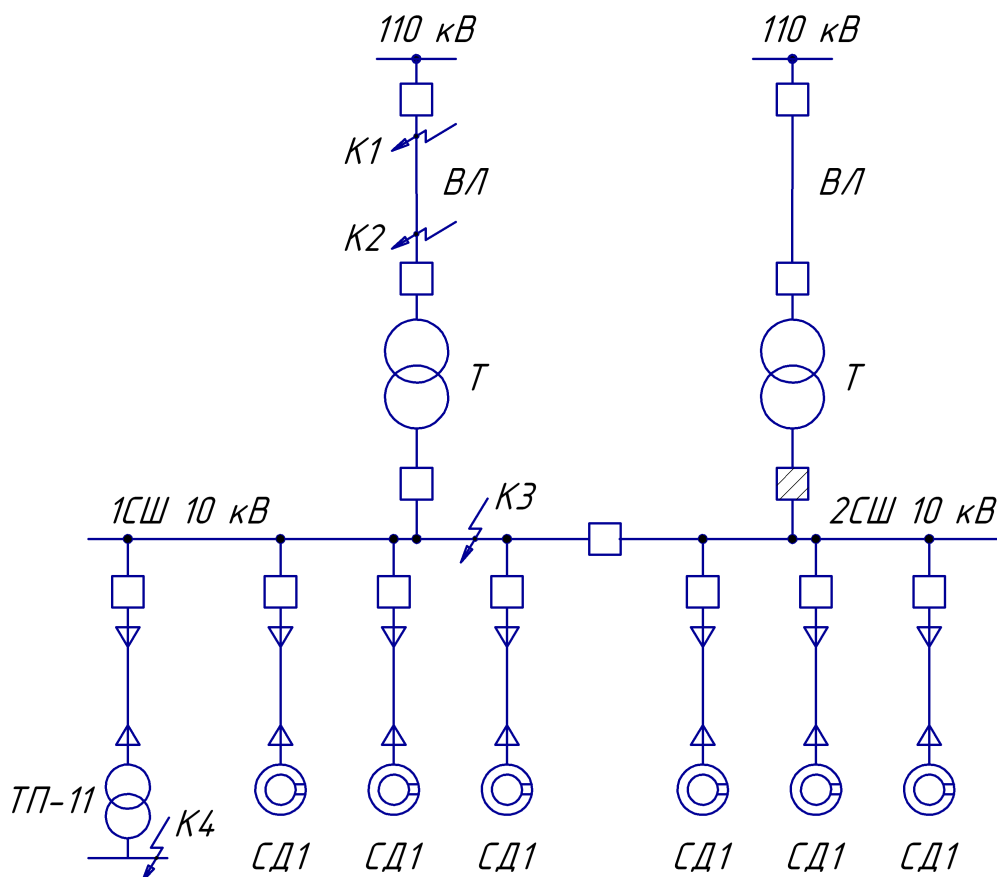


Рисунок 6.1 – Схема для расчетов токов короткого замыкания

Расчёт токов КЗ производим в следующих точках:

- K_1 и K_2 – в схеме внешнего электроснабжения;
- K_3 – в РУ 10 кВ ГПП;
- K_4 – в сети напряжением 0,4 кВ;

При определении токов КЗ в точках K_1 и K_2 подпитку от синхронных двигателей можно не учитывать. В подпитке точки K_3 участвуют синхронные двигатели, подключенные к обеим секциям. При определении тока КЗ в точке K_4 в качестве источника рассматривается только энергосистема, а подпитка от электродвигателей напряжением 10 кВ не учитывается.

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ

Лист

52

Для расчета токов КЗ по схеме электроснабжения предприятия (рисунок 6.1) составляется схема замещения (рисунок 6.2).

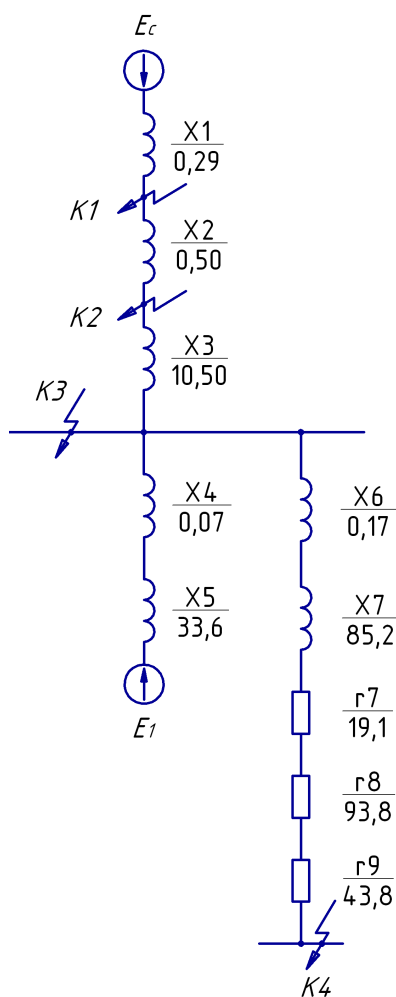


Рисунок 6.2 – Схема замещения для токов КЗ

Найдем параметры схемы замещения в относительных единицах при $S_{\sigma} = 1000$ МВА и, принимая за базисное напряжение той ступени, на которой произошло короткое замыкание.

Сопротивление системы

$$x_1 = x_c = \frac{S_{\sigma}}{S_c}, \quad (6.1)$$

где S_c – мощность короткого замыкания на шинах системы, МВ·А.

$$x_1 = x_c = \frac{1000}{3500} = 0,29.$$

Сопротивление воздушных линий (ВЛ)

$$x_2 = x_{л} = x_{0вл} \cdot L_{вл} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{ср1}^2}, \quad (6.2)$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ

Лист

53

где $U_{\text{ср1}}$ – среднее напряжение воздушной линии, кВ;

$L_{\text{вл}}$ – длина ВЛ, км;

$x_{0\text{вл}}$ – удельное реактивное сопротивление ВЛ, Ом/км;

$S_{\text{б}}$ – базисная мощность, МВ·А.

$$x_2 = x_{\text{л}} = 0,44 \cdot 15,0 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,50.$$

Сопротивление трансформатора ГПП

$$x_{\text{т}} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{н.т}}}, \quad (6.3)$$

где $U_{\text{к}}$ – напряжение короткого замыкания;

$S_{\text{н.т}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

$$x_{\text{т}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 10,50.$$

Сопротивление кабельной линии

$$x_{\text{кл}} = \frac{1}{n_{\text{кл}}} \cdot x_{0\text{кл}} \cdot L_{\text{кл}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср2}}^2}, \quad (6.4)$$

где $n_{\text{кл}}$ – число запараллеленных кабельных линий, шт;

$x_{0\text{кл}}$ – удельное реактивное сопротивление КЛ, Ом/км;

$L_{\text{кл}}$ – длина КЛ, км;

$U_{\text{ср2}}$ – среднее напряжение кабельной линии, кВ.

$$x_4 = \frac{1}{1} \cdot 0,104 \cdot 0,077 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,07.$$

$$x_6 = \frac{1}{1} \cdot 0,104 \cdot 0,175 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,17.$$

Сопротивление синхронных двигателей:

$$x_{\text{д}} = \frac{1}{n_{\text{д}}} \cdot \frac{1}{I_{\text{пуск}}} \cdot \frac{S_{\text{б}} \cdot \cos \varphi \cdot \eta}{P_{\text{д}}}, \quad (6.5)$$

где $I_{\text{пуск}}$ – кратность пускового тока двигателя;

$P_{\text{д}}$ – номинальная активная мощность двигателя, кВт.

$$x_5 = \frac{1}{6} \cdot \frac{1}{5} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3 \cdot 0,85 \cdot 0,95}{800} = 33,6.$$

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		54

В сети напряжением ниже 1 кВ необходимо учитывать активные сопротивления.

Полное сопротивление трансформатора цеховой ТП-11:

$$z_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{н.т}}. \quad (6.6)$$

где U_k – напряжение короткого замыкания, %;

$S_{н.т}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.

$$z_7 = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{630} = 87,3. \quad (6.7)$$

Активное сопротивление трансформатора

$$r_T = \Delta P_k \cdot \frac{S_6}{S_{н.т}^2}, \quad (6.8)$$

где ΔP_k – потери короткого замыкания трансформатора, кВт.

$$r_7 = 7,6 \cdot \frac{1000}{630^2} = 19,1.$$

Индуктивное сопротивление трансформатора

$$x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2}. \quad (6.9)$$

$$x_7 = \sqrt{87,3^2 - 19,1^2} = 85,2.$$

Согласно [23, п.8.6.1] для распределительных устройств цеховых ТП переходное сопротивление контактов можно принять $r_k = 0,015$ Ом, тогда

$$r_8 = r_k \cdot \frac{S_6}{U_6^2}. \quad (6.10)$$

$$r_8 = 0,015 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 93,8.$$

Активное сопротивление дуги в месте КЗ

$$r_9 = r_d \cdot \frac{S_6}{U_6^2}. \quad (6.11)$$

$$r_9 = 0,007 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 43,8.$$

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		55

Для расчета тока короткого замыкания в точке K_3 приведем схему замещения (рисунок 6.2) к виду рисунка 6.3.

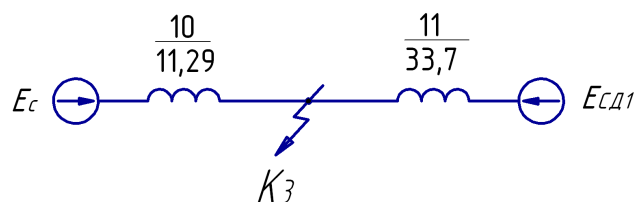


Рисунок 6.3 – Схема замещения для расчета КЗ в точке K_3

Сопротивления элементов, представленных на схеме замещения, изображенной на рисунке 6.3, определим по выражениям

$$x_{10} = x_1 + x_2 + x_3. \quad (6.12)$$

$$x_{11} = x_4 + x_5. \quad (6.13)$$

$$x_{10} = 0,29 + 0,50 + 10,50 = 11,29.$$

$$x_{11} = 0,07 + 33,6 = 33,7.$$

Базисный ток

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (6.14)$$

$$I_6 = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА.}$$

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви

$$I_c = \frac{E_c}{x_{10}} \cdot I_6. \quad (6.15)$$

$$I_{CD1} = \frac{E_1}{x_{11}} \cdot I_6. \quad (6.16)$$

$$I_c = \frac{1}{11,28} \cdot 55 = 4,9 \text{ кА.}$$

$$I_{CD1} = \frac{1,1}{33,7} \cdot 55 = 1,8 \text{ кА.}$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке K_3

$$I_{кз3/0} = I_c + I_{CD1}. \quad (6.17)$$

$$I_{кз3/0} = 4,9 + 1,8 = 6,7 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k, \quad (6.18)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент [6].

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 6,7 = 17,9 \text{ кА.}$$

Мощность короткого замыкания в точке К₃

$$S_{кз3} = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_k. \quad (6.19)$$

$$S_{кз3} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 6,7 = 121 \text{ МВА.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания в точке К₃

$$I_{кз3}^{(2)} = \frac{S_{кз3}}{2 \cdot U_6}.$$

$$I_{кз3}^{(2)} = \frac{121}{2 \cdot 10,5} = 5,8 \text{ кА.}$$

Определим ток короткого замыкания в точке К₄.

Суммарное активное сопротивление

$$r_{\Sigma} = r_7 + r_8 + r_9. \quad (6.20)$$

$$r_{\Sigma} = 19,1 + 93,8 + 43,8 = 156,6.$$

Суммарное индуктивное сопротивление

$$x_{\Sigma} = x_6 + x_7 + x_{10}. \quad (6.21)$$

$$x_{\Sigma} = 0,17 + 85,2 + 11,29 = 96,6.$$

Полное сопротивление

$$z_{\Sigma} = \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}. \quad (6.22)$$

$$z_{\Sigma} = \sqrt{156,6^2 + 96,6^2} = 184,1.$$

Мощность короткого замыкания в точке К₄

$$S_{кз4} = \frac{S_6}{z_4}. \quad (6.23)$$

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		57

$$S_{кз4} = \frac{1000}{184,1} = 5,4 \text{ МВА.}$$

Ток короткого замыкания при базисном напряжении $U_6 = 0,4 \text{ кВ}$

$$I_{к4} = \frac{S_{к4}}{\sqrt{3} \cdot U_6}. \quad (6.24)$$

$$I_{к4} = \frac{5,4}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 7,8 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке K_4

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k, \quad (6.25)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент [6].

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 7,8 = 17,7 \text{ кА.}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания, выполненные по выражениям (6.1) – (6.25), представим в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка	Напряжение $U_{ср}$ расчетной точки, кВ	I_k , кА	$i_{уд}$, кА	Мощность КЗ ступени, МВА
K_1	115,0	17,6	42,7	3500
K_2	115,0	6,4	16,3	1041
K_3	10,5	6,7	17,9	121
K_4	0,4	7,8	17,7	5,4

Выводы по разделу шесть

Для осуществления выбора и проверки коммутационной, измерительной аппаратуры на динамическую стойкость, а также проверки кабелей 10 кВ на термическую стойкость осуществлен расчет токов КЗ.

7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

7.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП

Перед выбором и проверкой коммутационной и измерительной аппаратуры осуществим выбор комплектного оборудования СЭС.

Распределительное устройство РУ 10 кВ выполняем комплектным (КРУ) со шкафами типа К-104М. Тип выключателя для данных ячеек ВВЭ-10У, тип трансформаторов тока ТЛК.

Рабочий ток в утяжеленном режиме вводной ячейки определим, исходя из перегрузочной способности силовых трансформаторов ГПП:

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н.}}} \quad (7.1)$$

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 808,3 \text{ А.}$$

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле

$$B_k = I_{\text{п.0}}^2 \cdot (t_{\text{р.з.}} + t_{\text{о.в.}} + T_a), \quad (7.2)$$

где $t_{\text{р.з.}}$ – время действия максимальной токовой защиты линии, с;

$t_{\text{о.в.}}$ – полное время отключения выключателя, с;

T_a – время протекания апериодической составляющей тока КЗ, с.

$$B_k = 6,7^2 \cdot (1,2 + 0,06 + 0,12) = 61,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Условия выбора, расчетные параметры сети по формулам (7.1) – (7.2) и каталожные данные ячеек КРУ [25] представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Выбор КРУ

Условия выбора [6]	Расчетные параметры сети	Каталожные данные К-104М
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 808,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000,0 \text{ А}$
$i_{\text{д}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 17,9 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$	$B_k = 61,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

7.2 Выбор выключателей КРУ

Подробный выбор выключателя на вводе в КРУ рассмотрен в таблице 7.2. Секционный выключатель принимается того же типа, что и вводной.

В ячейках КРУ типа К-104М устанавливаются вакуумные выключатели типа ВВЭ-10-20/1000 УЗ [26].

Сравнение расчетных и каталожных данных для выбранных выключателей на вводе в КРУ представим в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Выбор выключателей на вводе в КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВВЭ-10-20/1000 УЗ
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 808,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000,0 \text{ А}$
$I_{\text{ном.отк}} \geq I_{\text{п,0}}$	$I_{\text{п,0}} = 6,7 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.отк}} = 20,0 \text{ кА}$
$i_{\text{ном}} \geq i_{\text{а,г}}$	$i_{\text{а,г}} = 2,7 \text{ кА}$	$i_{\text{а,ном}} = 14,0 \text{ кА};$
$I_{\text{дин.}} \geq I_{\text{п,0}}$	$I_{\text{п,0}} = 6,7 \text{ кА}$	$I_{\text{дин.}} = 20,0 \text{ кА}$
$i_{\text{дин.}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 17,9 \text{ кА}$	$i_{\text{дин.}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 61,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

7.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ

В ячейках КРУ типа К-104М устанавливаются трансформаторы тока типа ТЛК-10-1000-0,5/10Р-УЗ [27]. Трансформатор тока в цепи секционного выключателя принимается того же типа. Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные трансформаторов тока на вводе в КРУ указаны в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ ГПП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ТЛК-10-1000-0,5/10Р-УЗ
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 808,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_{\text{д}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 17,9 \text{ кА}$	$i_{\text{у}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 61,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для проверки выбранного трансформатора тока по вторичной нагрузке составляем схему включения трансформаторов тока и измерительных приборов, представленную на рисунке 7.1.

В цепи устанавливаются следующие измерительные приборы: амперметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной энергии, включенные по схеме неполной звезды (таблица 7.4).

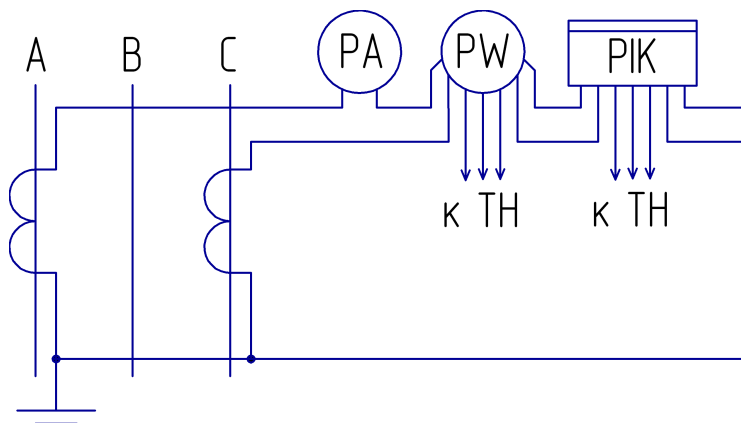


Рисунок 7.1 – Схема включения приборов в неполную звезду

Таблица 7.4 – Перечень измерительных приборов в цепи трансформаторов тока

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, ВА		
			A	B	C
Амперметр	Э-335	1,0	0,5	-	-
Ваттметр	Д-335	1,5	0,5	-	0,5
Счетчик активной и реактивной энергии	СЭТ 4.ТМ.03М	0,5	0,1	-	0,1
Итого			1,1	-	0,6

Сопротивление приборов

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2},$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}},$$

где $r_{\text{к}}$ - сопротивление контактов, Ом;

$Z_{2\text{ном}}$ - вторичная номинальная нагрузка, Ом.

$$r_{\text{пр}} = 0,4 - 0,04 - 0,1 = 0,26 \text{ Ом.}$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ

Лист

61

Сечение соединительных проводов при соединении в неполную звезду:

$$q = \frac{\rho \cdot L_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 4}{0,26} = 0,5 \text{ мм}^2.$$

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель марки КРВГ с сечением 2,5 мм².

Выбор выключателей и трансформаторов тока, устанавливаемых в ячейках отходящих линий, представлен в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Выбор выключателей и трансформаторов тока

Кабельные линии	U _{ном} , кВ	I _{max} , А	I _{п.0} , кА	i _у , кА	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
ГПП - ТП1	10	7,9	6,7	17,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-20-0,5/10Р У3
ГПП - ТП2	10	14,3	6,7	17,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-20-0,5/10Р У3
ГПП - ТП3	10	157,9	6,7	17,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-200-0,5/10Р У3
ТП3 - ТП4	10	79,0	6,7	17,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р У3
ГПП - ТП5	10	85,1	6,7	17,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р У3
ТП5 - ТП6	10	28,5	6,7	17,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-30-0,5/10Р У3
ГПП - ТП8	10	246,1	6,7	17,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-300-0,5/10Р У3
ТП8 - ТП9	10	153,3	6,7	17,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-200-0,5/10Р У3
ТП9 - ТП7	10	60,7	6,7	17,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-75-0,5/10Р У3
ГПП - ТП10	10	23,0	6,7	17,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-30-0,5/10Р У3
ГПП - ТП11	10	35,2	6,7	17,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3
ГПП - СД	10	54,3	6,7	17,9	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-75-0,5/10Р У3

7.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения устанавливается один на каждую секцию сборных шин. Во вторичную обмотку трансформатора напряжения включаются катушки напряжения измерительных приборов всех присоединений данной секции и сборных шин.

Производителем ячеек К-104М предусматривается установка трансформаторов напряжения типа НАМИ-10У2 [25, табл. 5].

Трансформаторы напряжения выбирают по следующим условиям:

– по напряжению

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} ; \quad (7.3)$$

– по конструкции и схеме соединения обмоток;

– по классу точности.

Чтобы трансформатор напряжения работал в заданном классе точности, должно выполняться условие:

$$S_{2\text{ном}} \geq S_{\text{нагр}}; \quad (7.4)$$

где $S_{\text{нагр}}$ - мощность всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА;

$S_{2\text{ном}}$ - номинальная мощность вторичной обмотки трансформатора напряжения в заданном классе точности, ВА.

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПKN001-10У3и втычной разъединитель. Принципиальную схему подключения трансформаторов напряжения НАМИ-10У2 представим на рисунке 7.2.

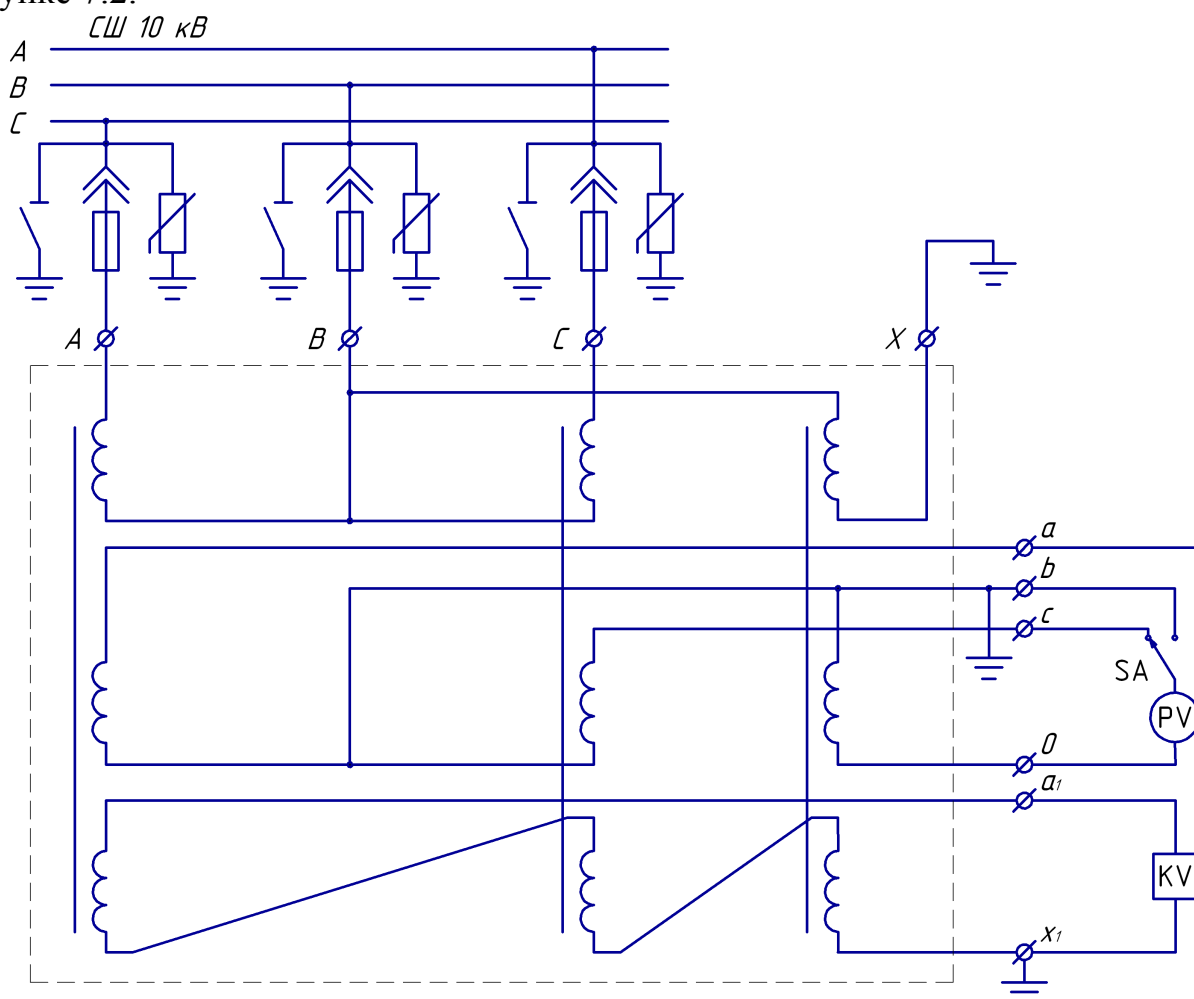


Рисунок 7.2 – Схема подключения трансформатора напряжения типа НАМИ-10У2 [25]

Выбор трансформаторов напряжения по выражениям (7.3) – (7.4), устанавливаемых в ячейках КРУ, представлен в таблице 7.6

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ

Лист

63

Таблица 7.6 – Выбор трансформаторов напряжения

Прибор и место его установки		Тип	Мощ-ть одной обм-ки, ВА	Чис-ло обм-к	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая мощность	
								P ₂ , Вт	Q ₂ , вар
PV	Секция СШ	Э-335	2,0	1	1,00	0,00	2	4,0	-
PW	Цепь силового тр-ра	Д-335	1,5	2	1,00	0,00	1	3,0	-
PIK	Цепь силового трансформатора и отходящих линий	СЭТ 4.ТМ	1,5	2	0,67	0,33	9	18,0	19,8
Итого								25,0	19,8
НАМИ-10У2 [28]		Трехфазный трансформатор напряжения						S _{2Σ} = 32 ВА	
U _{ном} = 10 кВ									
S _{2,кл.т.чн.0,5} = 75 ВА		S _{2ном} = 75 > S _{2Σ}							

7.5 Выбор ячеек, устанавливаемых на вводах цеховых ТП

На вводах магистрально подключенных цеховых ТП принимаем к установке камеры сборные одностороннего обслуживания серии КСО-366-4н-2У3, которые комплектуются выключателями нагрузки с предохранителями типа ВНР-10 (с ручным приводом ПР-17) и разъединителями серии РВ-10 [29].

Для примера рассмотрим выбор указанных выше коммутационных аппаратов для ТП-3, на которых установлены по два трансформатора типа ТМГ-1000.

Рабочий ток в утяжеленном режиме для трансформатора ТМГ-1000:

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}$$

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 80,8 \text{ А.}$$

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные выключателей нагрузки с предохранителями [29] представлены в таблицах 7.7 и 7.8.

Таблица 7.7 – Выбор выключателей нагрузки

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВНР-10/400У3
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 80,8 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 400,0 \text{ А}$
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{y}}$	$i_{\text{y}} = 17,9 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{k}}$	$B_{\text{k}} = 34,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 7.8 – Выбор предохранителей

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ПКТ103-10-100-20У3
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 80,8 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 100 \text{ А}$
$I_{\text{ном.отк}} \geq I_{\text{к}}$	$I_{\text{к}} = 6,7 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.отк}} = 20 \text{ кА}$

Аналогично выбираются выключатели нагрузки и предохранители на вводе других ТП. Результаты расчёта сведём в таблицу 7.9.

Таблица 7.9 – Выбор выключателей нагрузки с предохранителями

Номер ТП	$U_{\text{ном}}$, кВ	I_{max} , А	$I_{\text{отк.}}$, кА	Тип предохранителя	Тип выключателя нагрузки
1	2	3	4	5	6
ТП-2	10	80,8	6,7	ПКТ102-10-100-20У3	ВНР-10/400 У3

Продолжение таблицы 7.9

1	2	3	4	5	6
ТП-4	10	80,8	6,7	ПКТ102-10-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-5	10	50,9	6,7	ПКТ102-10-80-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-6	10	32,3	6,7	ПКТ102-10-40-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-7	10	50,9	6,7	ПКТ102-10-80-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-8	10	80,8	6,7	ПКТ102-10-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-9	10	80,8	6,7	ПКТ102-10-100-20У3	ВНР-10/400 У3

7.6 Выбор соединения силового трансформатора ГПП с РУ НН ГПП

В качестве токоведущей части, соединяющей силовые трансформаторы с КРУ, используем закрытый комплектный токопровод типа ТЗК-10-1600-81УХЛЗ. Выбор токопровода представим в таблице 7.10.

Таблица 7.10 – Выбор токопровода

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные [30]
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 808,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600,0 \text{ А}$
$i_{\text{д}} \geq i_{\text{y}}$	$i_{\text{y}} = 17,9 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 61,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 2977,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

7.7 Проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания

Кабели напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения проверяются на термическую стойкость к токам короткого замыкания.

Согласно [31, п.6.3.6] в тех случаях, когда для кабелей известны значения односекундного тока термической стойкости, их проверку на термическую стойкость допустимо проводить путём сравнения интеграла Джоуля с квадратом односекундного тока термической стойкости. Термическая стойкость кабеля обеспечивается при выполнении условия [31]

$$W_k \leq I_{\text{тер.доп1}}^2, \quad (7.5)$$

Тепловой импульс тока короткого замыкания определяется по формуле

$$W_k = I_{\text{п,0}}^2 \cdot (t_{\text{р.з.}} + t_{\text{о.в.}} + T_a), \quad (7.6)$$

где $t_{\text{р.з.}}$ – время действия максимальной токовой защиты, с;

$t_{\text{о.в.}}$ – полное время отключения выключателя, с;

T_a – время протекания апериодической составляющей тока КЗ, с.

Для определения длительности короткого замыкания на рисунке 7.3 изображим карту селективности.

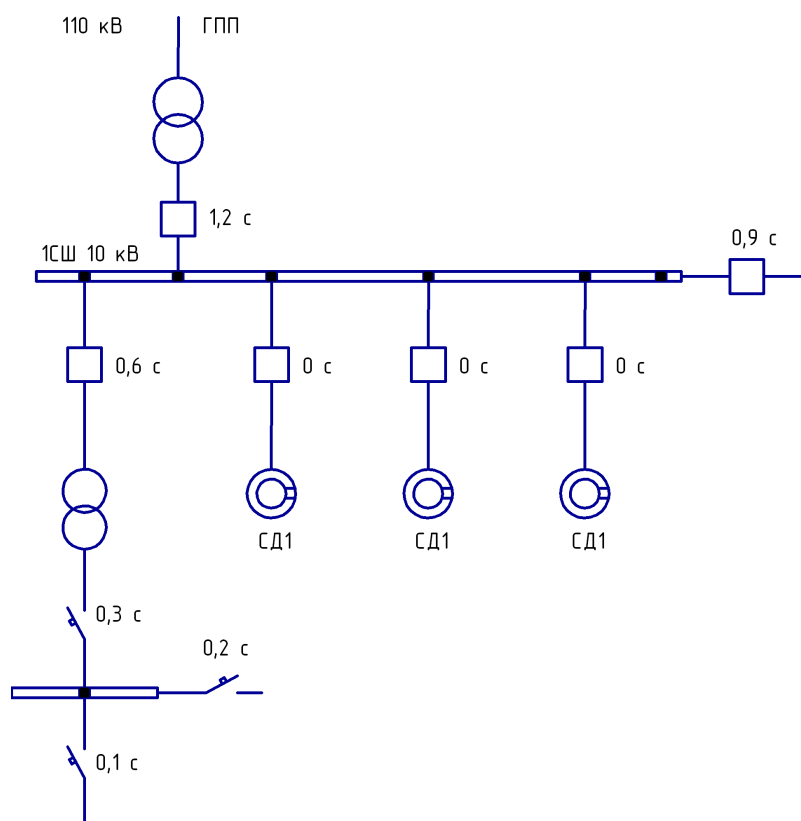


Рисунок 7.3 – Карта селективности

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ

Лист

66

Для примера, рассчитаем тепловой импульс тока короткого замыкания для кабельной линии, питающей ТП, по формуле (7.6)

$$W_k = 6,7^2 \cdot (0,6 + 0,06 + 0,12) = 34,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Проверку кабелей на термическую стойкость к токам короткого замыкания, выполненную по выражениям (7.5) – (7.6), представим в таблице 7.11.

Таблица 7.11 – Проверка кабелей на термическую стойкость

КЛ	I_k , кА	$t_{р.з.}$, с	$t_{о.в.}$, с	T_a , с	W_k , кА ² ·с	$I_{тер.доп1.ж}^2$, кА	$F_{т.ж.}$, мм ²	$I_{тер.доп1.э}^2$, кА	$F_{т.э.}$, мм ²
ГПП - ТП	6,7	0,6	0,06	0,12	34,7	43,6	70	44,9	35
ГПП – СД	6,7	0,0	0,06	0,12	8,0	22,1	50	9,0	16

В таблице 7.12 представим кабели, для которых произведено увеличение площади сечения, выбранной по условиям нормального и утяжеленного режимов работы, до термически устойчивого сечения.

Таблица 7.12 – Термически устойчивые сечения кабелей

Начало и конец кабельной линии	Прежняя площадь сечения кабеля, мм ²	Площадь термически устойчивого сечения кабеля, мм ²	Тип и площадь сечения нового кабеля
ГПП - ТП1	50	70	АПвЭКП-10 (3x70/35)
ГПП - ТП2	50	70	АПвЭКП-10 (3x70/35)
ГПП - ТП3	50	70	АПвЭКП-10 (3x70/35)
ТП3 - ТП4	50	70	АПвЭКП-10 (3x70/35)
ГПП - ТП5	50	70	АПвЭКП-10 (3x70/35)
ТП5 - ТП6	50	70	АПвЭКП-10 (3x70/35)
ГПП - ТП8	120	70	АПвЭКП-10 (3x120/35)
ТП8 - ТП9	50	70	АПвЭКП-10 (3x70/35)
ТП9 - ТП7	50	70	АПвЭКП-10 (3x70/35)
ГПП - ТП10	50	70	АПвЭКП-10 (3x70/35)
ГПП - ТП11	50	70	АПвЭКП-10 (3x70/35)
ГПП - СД	50	50	АПвЭКП-10 (3x50/16)

7.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

Потребители собственных нужд подстанций делятся на ответственных и неответственных. Ответственными механизмами являются система охлаждения силовых трансформаторов, сети аварийного освещения, система пожаротушения, система подогрева приводов разъединителей и подогрева шкафов КРУ, система оперативного управления, связи и телемеханики. Кроме того, потребителями собственных нужд подстанции являются освещение, отопление, вентиляция ЗРУ, освещение ОРУ также относится к потребителям собственных нужд.

На двухтрансформаторной подстанции 110 кВ устанавливается не менее двух трансформаторов собственных нужд.

Мощность трансформаторов собственных нужд должна выбираться в соответствии с нагрузками собственных нужд в разных режимах работы подстанции с учетом коэффициентов одновременности и загрузки, а также с учетом перегрузочной способности трансформаторов в послеаварийном режиме.

Мощность трансформатора собственных нужд, принимаем равной 0,1% от мощности силового трансформатора:

$$S_{\text{тсн}} = \frac{0,1}{100} \cdot S_{\text{н.т. ГПП}}$$

$$S_{\text{тсн}} = \frac{0,1}{100} \cdot 10000 = 10 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Исходя из условий питания вспомогательных механизмов предприятия, выбираем два трансформатора типа ТСКС-10/10, которые подключаются к обмотке НН силовых трансформаторов ГПП через предохранители типа ПКТ-10.

7.9 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП

Выбранные цеховые трансформаторные подстанции укомплектованы автоматическими выключателями серии «Электрон» производства завода «Контактор» г.Ульяновск [32]. Выбор вводных и секционных автоматических выключателей на стороне низшего напряжения цеховых ТП представим в таблице 7.13.

Таблица 7.13 – Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП

Номер ТП	Место установки выключателя	$I_{\text{утяж}}$, А	$I_{\text{к}}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	Тип выключателя
1	2	3	4	5	6
ТП-1	Вводной	504	9,3	25,3	Э06В-630УХЛ3
ТП-2	Вводной	504	9,3	25,3	Э06В-630УХЛ3
ТП-3	Вводной	2020	9,3	25,3	Э25В-2500УХЛ3
	Секционный	1010	9,3	25,3	Э16В-1600УХЛ3
ТП-4	Вводной	2020	9,3	25,3	Э25В-2500УХЛ3
	Секционный	1010	9,3	25,3	Э16В-1600УХЛ3
ТП-5	Вводной	1272	9,3	25,3	Э16В-1600УХЛ3
	Секционный	636	9,3	25,3	Э06В-1000УХЛ3
ТП-6	Вводной	808	9,3	25,3	Э06В-1000УХЛ3
	Секционный	404	9,3	25,3	Э06В-630УХЛ3
ТП-7	Вводной	1272	9,3	25,3	Э16В-1600УХЛ3
	Секционный	636	9,3	25,3	Э06В-1000УХЛ3
ТП-8	Вводной	2020	9,3	25,3	Э25В-2500УХЛ3
	Секционный	1010	9,3	25,3	Э16В-1600УХЛ3

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ

Лист

68

Продолжение таблицы 7.13

1	2	3	4	5	6
ТП-9	Вводной	2020	9,3	25,3	Э25В-2500УХЛЗ
	Секционный	1010	9,3	25,3	Э16В-1600УХЛЗ
ТП-10	Вводной	808	9,3	25,3	Э06В-1000УХЛЗ
ТП-11	Вводной	1272	9,3	25,3	Э16В-1600УХЛЗ

Выводы по разделу семь

В данном разделе произведен выбор коммутационно-измерительной аппаратуры в сети 10 и 0,4 кВ предприятия.

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		69

8 РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Оптимальный выбор средств компенсации реактивной мощности является составной частью построения рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия.

На рисунке 8.1 приведена схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности.

В таблице 8.1 приведены исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности.

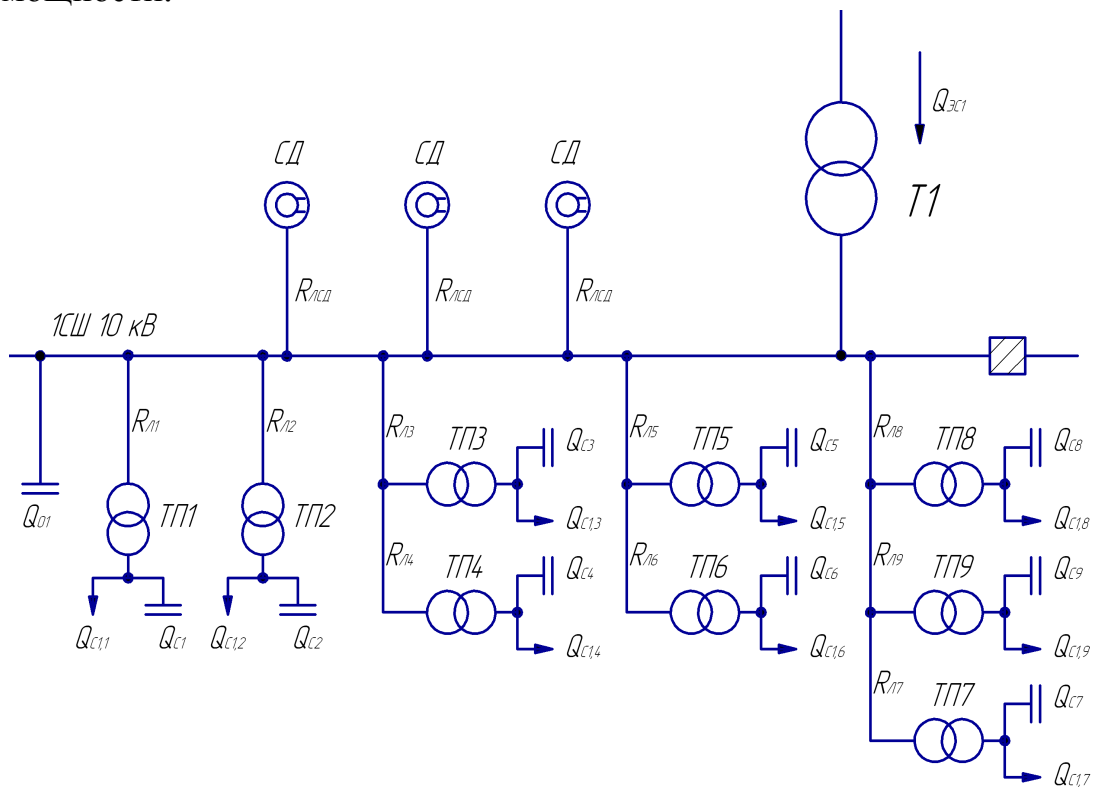


Рисунок 8.1 – Схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности

Активные сопротивления трансформаторов, приведенные к напряжению 10 кВ, определяются по формуле:

$$R_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_{н.}^2}{S_{н.т.}^2}, \quad (8.1)$$

где ΔP_k – мощность короткого замыкания трансформатора, кВт;

$S_{н.т.}$ – номинальная мощность трансформатора, ВА.

$$R_T = \frac{4200 \cdot 10^2}{250^2} = 6,72 \text{ Ом.}$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ

Активные сопротивления кабельных линий найдем по формуле:

$$R_{л} = r_{0л} \cdot L. \quad (8.2)$$

$$R_{л1} = 0,443 \cdot 0,203 = 0,09 \text{ Ом.}$$

Аналогичные расчеты проводятся для остальных ТП и линий по выражениям (8.1) – (8.2), результаты сведены в таблицу 8.1.

Таблица 8.1 - Исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности

Трансформаторная подстанция	$S_{н.т.і}$, кВА	Q_{li} , квар	$\Delta Q_{тi}$, квар	$R_{тi}$, Ом	$R_{ли}$, Ом
ТП-1	250	142	12	6,72	0,09
ТП-2	250	95	13	6,72	0,14
ТП-3	1000	406	30	1,08	0,05
ТП-4	1000	406	30	1,08	0,02
ТП-5	630	246	23	1,91	0,04
ТП-6	400	124	10	3,69	0,03
ТП-7	630	320	26	1,91	0,12
ТП-8	1000	410	39	1,08	0,03
ТП-9	1000	410	39	1,08	0,03
Итого		2560	223		

Наметим все возможные места установки дополнительных компенсирующих устройств - батарей конденсаторов (БК): низковольтные сборные шины цеховых ТП (Q_{ci}); сборные шины распределительных устройств (РУ) напряжением 10 кВ ГПП (Q_0). Кроме того, реактивная мощность может быть получена из энергосистемы (Q_{sc}).

Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной мощности

$$C_0 = \delta(\alpha \cdot K_M + \beta \cdot \tau),$$

где δ – поправочный коэффициент;

$\alpha=1214,22 \cdot 12=14570,64$ руб/ кВт·год – основная ставка тарифа;

$\beta=1,3661$ руб/ кВт·ч – стоимость одного кВт·ч электроэнергии;

τ – время использования максимальных потерь, ч/год;

K_M – отношение потерь активной мощности предприятия ΔP_0 в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям ΔP_M активной мощности предприятия.

$$C_0 = 1,03 \cdot (14570,64 \cdot 1 + 1,3661 \cdot 2742) = 18866 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}}.$$

Затраты на генерацию реактивной мощности низковольтными БК (0,4 кВ):

$$Z_{\text{Г.КН}} = E \cdot K_{\text{БКН}} \cdot \alpha_{\text{изм}} + C_0 \cdot \Delta P_{\text{БКН}},$$

где E - нормативные отчисления от стоимости БК, 1/лет;

$K_{\text{БКН}}$ - удельная стоимость низковольтных батарей конденсаторов;

$\Delta P_{\text{БКН}}$ - удельные потери в низковольтных конденсаторах, кВт/Мвар;

$\alpha_{\text{изм}}$ - индекс изменения сметной стоимости [33].

Тогда

$$Z_{\text{Г.КН}} = 0,223 \cdot 12000 \cdot 75,96 + 18866 \cdot 0,45 = 211759 \text{ руб/Мвар.}$$

Затраты на генерацию реактивной мощности высоковольтными БК (10 кВ)

$$Z_{\text{Г.КВ}} = Z_{10} = E \cdot K_{\text{БКВ}} \cdot \alpha_{\text{изм}} + C_0 \cdot \Delta P_{\text{БКВ}},$$

где $K_{\text{БКВ}}$ - удельная стоимость высоковольтных батарей конденсаторов,

$\Delta P_{\text{БКВ}}$ - удельные потери в высоковольтных конденсаторах, кВт/Мвар.

Тогда

$$Z_{\text{Г.КВ}} = Z_{10} = 0,223 \cdot 6000 \cdot 75,96 + 18866 \cdot 0,15 = 104464 \text{ руб/Мвар.}$$

Также в составе электроприемников имеются синхронные двигатели. Данные о двигателях приведены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Данные о двигателях

Наименование	Тип двигателя	U_n , кВ	$P_{\text{Д.ном.}i}$, МВт	$Q_{\text{Д.ном.}i}$, Мвар	N_i , шт	n_i , об/мин	D_{1i} , кВт	D_{2i} , кВт
СД	СТД	10	0,8	0,408	6	3000	2,47	4,46

Располагаемая реактивная мощность СД:

$$Q_{\text{СД.}mi} = \alpha_m \cdot N_i \cdot \sqrt{P_{\text{СД.ном.}i}^2 + Q_{\text{СД.ном.}i}^2}. \quad (8.3)$$

Затраты на генерацию реактивной мощности синхронными двигателями:

$$Z_{\text{Г.СД}i} = C_0 \cdot \frac{D_{1i}}{Q_{\text{СД.н.}i}}. \quad (8.4)$$

$$Z_{2\text{Г.СД}i} = C_0 \cdot \frac{D_{2i}}{N_i \cdot Q_{\text{СД.н.}i}^2}, \quad (8.5)$$

где D_{1i} , D_{2i} - параметры, характеризующие потери активной мощности в СД.

$$Q_{\text{сдi}} = \frac{3_{10} - 3_{1\text{Г.сдi}}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{\text{э.сдi}}}, \quad (8.6)$$

$$R_{\text{э.сдi}} = \frac{R_{\text{л.сдi}}}{N_1} + \frac{3_{2\text{Г.сдi}}}{a \cdot C_0}. \quad (8.7)$$

Результаты расчета по формулам (8.3) – (8.7) сведены в таблицу 8.3.

Таблица 8.3

Наименование	$Q_{\text{сд.ми}}$, Мвар	$3_{1\text{Г.сдi}}$, руб/Мвар	$3_{2\text{Г.сдi}}$, руб/Мвар ²	$R_{\text{э.сдi}}$, Ом	$Q_{\text{сдi}}$, Мвар
СД1	3,23	114215	84246	0,45	0 (-0,06)
Итого	3,23				0

Для расчета оптимальной реактивной мощности, генерируемой низковольтными БК, необходимо знать эквивалентные сопротивления соответствующих ТП.

Для ТП, питающихся по радиальным линиям, (рисунок 8.2) эквивалентное сопротивление составит

$$R_{\text{э1}} = r_1 = R_{\text{л1}} + R_{\text{т1}}. \quad (8.8)$$

$$R_{\text{э1}} = r_1 = 0,09 + 6,72 = 6,81 \text{ Ом.}$$

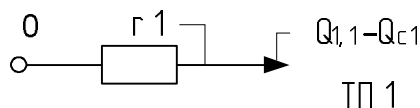


Рисунок 8.2 – Схема замещения радиальной линии

Для ТП, питающихся по магистральной линии (рисунок 8.3), например, ТП-5 и ТП-6, эквивалентная проводимость точки 1 схемы определяется по формуле

$$\frac{1}{R_{\text{т1}}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + r_2}. \quad (8.9)$$

$$\frac{1}{R_{\text{т1}}} = \frac{1}{1,91} + \frac{1}{0,03 + 3,69} = 0,79.$$

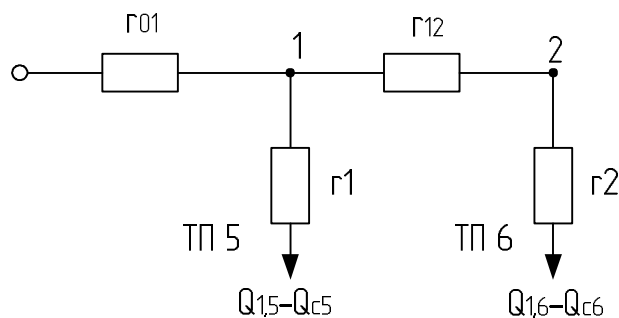


Рисунок 8.3 – Схема замещения магистральных линий

Эквивалентные сопротивления присоединений:

$$R_{\text{э1}} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{\text{т1}}} \right) r_1, \quad (8.10)$$

$$R_{\text{э2}} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{\text{т1}}} \right) \cdot (r_{12} + r_2), \quad (8.11)$$

$$R_{\text{э1}} = \left(1 + \frac{0,04}{1,26} \right) \cdot 1,91 = 1,98 \text{ Ом.}$$

$$R_{\text{э2}} = \left(1 + \frac{0,04}{1,26} \right) \cdot (0,03 + 3,69) = 1,98 \text{ Ом.}$$

Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП, определяем в предположении, что к шинам ГПП подключена высоковольтная БК (при этом коэффициент Лагранжа $\lambda = 3_{10}$):

$$Q_{\text{сi}} = Q_{\text{li}} + \Delta Q_{\text{ти}} + \frac{z}{R_{\text{эi}}}, \quad (8.12)$$

$$z = \frac{3_{10} - 3_{\text{Г.КН}}}{2 \cdot a \cdot C_0}. \quad (8.13)$$

$$z = \frac{104464 - 211759}{2 \cdot 10 \cdot 18866} = -0,284 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом}.$$

$$Q_{\text{с1}} = 0,142 + 0,012 - \frac{0,284}{6,81} = 0,113 \text{ Мвар}.$$

Результаты расчета по формулам (8.3) – (8.8) мощностей $Q_{\text{сi}}$ остальных низковольтных БК сводим в таблицу 8.4. Если $Q_{\text{с}} < 0$ Мвар, то принимаем $Q_{\text{с}} = 0$ Мвар, так как $Q_{\text{с}}$ является экономически нецелесообразной.

Таблица 8.4 – Расчёт мощности БК

Место установки БК	R _{эi} , Ом	Q _{си} , Мвар		Q _{кyi} , квар	Q _{кyi} + Q _{си} , квар	Тип принятой стандартной БК [34]	Q _{си} , квар
		расч.	прин.				
ТП-1	6,81	0,113	0,113	0	113	КРМ-0,4-125-25 У3	125
ТП-2	6,86	0,067	0,067	96	163	КРМ-0,4-175-25 У3	175
ТП-3	1,17	0,193	0,193	0	193	КРМ-0,4-200-25 У3	200
ТП-4	1,19	0,198	0,198	0	198	КРМ-0,4-200-25 У3	200
ТП-5	1,98	0,126	0,126	0	126	КРМ-0,4-125-25 У3	125
ТП-6	3,85	0,061	0,061	0	61	КРМ-0,4-65-5 У3	65
ТП-7	2,25	0,220	0,220	14	233	КРМ-0,4-225-25 У3	225
ТП-8	1,15	0,202	0,202	0	202	КРМ-0,4-200-50 У3	200
ТП-9	1,20	0,212	0,212	0	212	КРМ-0,4-200-50 У3	200
Итого	-	-	1,390	110	1500	-	1515

Определение мощности высоковольтной БК, подключенной к СШ 10 кВ ГПП, производим из условия баланса реактивных мощностей на СШ 10 кВ ГПП:

$$Q_0 = \frac{1}{2} Q_{p.п} - \sum_{i=1}^n Q_{ст.ни} - \frac{\sum_{i=1}^n Q_{сДi}}{2} - \frac{Q_{эс}}{2}.$$

где Q_{р.п} – реактивная мощность предприятия на шинах ГПП, квар;

Q_{ст.н} – стандартная мощность низковольтной батареи конденсаторов, квар.

Экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы выбирается как наименьшая из рассматриваемых

$$Q'_{эс} = P_{p.п} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{\text{норм}},$$

$$Q''_{эс} = Q_{p.п} - \frac{0,7}{k_{н.р.}} Q_{сД.м},$$

где tgφ_{норм} – нормируемый tgφ для данного уровня напряжения;

k_{н.р.} = 0,85 – коэффициент несовпадения реактивной мощности.

$$Q'_{эс} = 10961 \cdot 0,5 = 5481 \text{ квар.}$$

Располагаемая реактивная мощность СД

$$Q_{сД.м} = \alpha_m \cdot N_{сД} \cdot \sqrt{P_{сД.ном}^2 + Q_{сД.ном}^2},$$

где α_м=0,6 – коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности.

$$Q_{сД.м} = 0,6 \cdot 6 \cdot \sqrt{800^2 + 408^2} = 3230 \text{ квар.}$$

Реактивная мощность на шинах ГПП

$$Q_{p.п} = K_{ом} \left(\sum_{i=1}^{N1} k_{иай} \cdot P_{номi} + \sum_{i=1}^{M1} Q_{pi}^{III} + \sum_{i=1}^L \Delta Q_{Ti} \right) + \sum Q_{p.осв.}$$

$$Q_{p.п} = 0,9 \cdot (5556 + 0 + 477) + 331 = 5430 \text{ квар.}$$

Тогда

$$Q''_{эс} = 5430 - \frac{0,7}{0,85} \cdot 3230 = 2770 \text{ квар.}$$

Окончательно принимаем

$$Q_{эс} = Q''_{эс} = 2770 \text{ квар.}$$

Коэффициент реактивной мощности, задаваемый предприятию энергосистемой

$$\operatorname{tg} \varphi_3 = \frac{Q_{эс}}{P_{p.п}}$$

$$\operatorname{tg} \varphi_3 = \frac{2770}{10961} = 0,25.$$

Необходимая мощность ВБК на СШ1

$$Q_{01} = \frac{5430}{2} - 1515 - \frac{0}{2} - \frac{2770}{2} = -185 < 0 \text{ квар.}$$

Это говорит о нецелесообразности установки высоковольтной БК на сборных шинах ГПП, т.е. имеется избыток реактивной мощности, обусловленный внутренними источниками. Чтобы при этом сохранить оптимальные мощности источников и обеспечить баланс реактивных мощностей на сборных шинах ГПП, нужно воспользоваться коэффициентом Лагранжа.

Определим коэффициент Лагранжа

$$\lambda = \frac{2aC_0 Q' + \sum_{i=1}^3 \frac{3_{г.кнi}}{R_{эi}} + \sum_{i=1}^3 \frac{3_{г.сдi}}{R_{э.сдi}}}{\sum_{i=1}^3 \frac{1}{R_{эi}} + \sum_{i=1}^3 \frac{1}{R_{э.сдi}}}, \quad (8.14)$$

где Q' – это реактивная мощность, в которую входят реактивная нагрузка, подключенная к СШ ГПП, потери в трансформаторе ГПП, реактивные нагрузки ТП, подключенные к СШ ГПП, на которых установка низковольтных БК оказалась нецелесообразной, за вычетом реактивной мощности, поступающей из энергосистемы;

$3_{г.кнi}$, $3_{г.сдi}$ – затраты, относящиеся только к источникам реактивной мощности, подключенным к СШ ГПП, мощности, которых оказались больше нуля.

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ

Лист

76

$$Q' = 0,5 \cdot 5430 - 0,5 \cdot 2770 = 1330 \text{ квар.}$$

$$\lambda = \frac{2 \cdot 10 \cdot 18866 \cdot 1,330 + \left(\frac{211759}{6,81} + \dots + \frac{211759}{1,20} \right) + \frac{104464}{0,45}}{\left(\frac{1}{6,81} + \dots + \frac{1}{1,20} \right) + \frac{1}{0,45}} = 91368 \frac{\text{руб}}{\text{Мвар}}$$

Пересчитаем реактивные мощности источников, подключенных к СШ ГПП

$$Q_{\text{сд}} = \frac{\lambda - Z_{\text{Г.СД}}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{\text{э.СД}}}, \quad (8.15)$$

$$Q_{\text{сд1}} = \frac{91368 - 114215}{2 \cdot 10 \cdot 18866 \cdot 0,45} = -0,13 \text{ Мвар.}$$

Результаты расчетов, выполненные по формулам (8.14) – (8.15), представим в таблице 8.5.

Таблица 8.5

Наименование	$Q_{\text{сд.м1}}$, Мвар	$Z_{\text{Г.СД1}}$, руб/Мвар	$Z_{\text{Г.СД1}}$, руб/Мвар ²	$R_{\text{э.СД1}}$, Ом	$Q_{\text{сд1}}$, Мвар
СД1	3,23	114215	84246	0,45	0 (-0,13)
Итого	3,23				0

Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП:

$$Q_{\text{с1}} = Q_{\text{л1}} + \Delta Q_{\text{т1}} + \frac{z_1}{R_{\text{э1}}}. \quad (8.16)$$

$$z_1 = \frac{\lambda - Z_{\text{Г.КН}}}{2 \cdot a \cdot C_0}. \quad (8.17)$$

$$z_1 = \frac{91368 - 211759}{2 \cdot 10 \cdot 18866} = -0,319 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом}.$$

Оптимальная реактивная мощность БК, подключенная к ТП-1

$$Q_{\text{с1}} = 0,142 + 0,012 + \frac{-0,319 \cdot 10^3}{6,81} = 0,108 \text{ Мвар.}$$

Результаты расчета по формулам (8.16) – (8.17) для остальных низковольтных БК сводим в таблицу 8.6.

Таблица 8.6 – Скорректированные мощности БК по коэффициенту Лагранжа

Место установки БК	R _{эi} , Ом	Q _{ci} (λ), Мвар		Q _{кyi} , квар	Q _{кyi} + Q _{ci} , квар	Тип принятой стандартной БК	Q _{сri} , квар
		расч.	прин.				
ТП-1	6,81	0,108	0,108	0	108	КРМ-0,4-100-25	100
ТП-2	6,86	0,061	0,061	96	158	КРМ-0,4-150-25	150
ТП-3	1,17	0,163	0,163	0	163	КРМ-0,4-175-25	175
ТП-4	1,19	0,169	0,169	0	169	КРМ-0,4-175-25	175
ТП-5	1,98	0,108	0,108	0	108	КРМ-0,4-100-25	100
ТП-6	3,85	0,052	0,052	0	52	КРМ-0,4-100-25	50
ТП-7	2,25	0,204	0,204	14	218	КРМ-0,4-225-25	225
ТП-8	1,15	0,172	0,172	0	172	КРМ-0,4-175-25	175
ТП-9	1,20	0,183	0,183	0	183	КРМ-0,4-200-25	200
Итого	-	-	1,220	110	1330		1350

Проверим баланс реактивных мощностей на СШ 10 кВ ГПП

$$Q_{pl} = \frac{1}{2} Q_{p.n}$$

$$Q_{pl} = \frac{1}{2} \cdot 5430 = 2715 \text{ квар.}$$

$$Q_{r1} = \sum_{i=1}^m Q_{ст.н.i} + \frac{\sum_{j=1}^n Q_{сдj}}{2} + \frac{Q_{эс}}{2}$$

$$Q_{r1} = 1350 + 0 + \frac{2770}{2} = 2735 \text{ квар.}$$

Небольшое отклонение в балансе реактивных мощностей объясняется дискретностью шкалы комплектных конденсаторных батарей, устанавливаемых на стороне низкого напряжения цеховых трансформаторных подстанций.

Определим расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе ГПП, без учета реактивной мощности, поступающей из энергосистемы

$$\operatorname{tg} \varphi_p = \frac{Q_{pl} - \sum_{i=1}^m Q_{ст.н.i} - 0,5 \cdot \sum_{i=1}^n Q_{сдi}}{0,5 \cdot P_p}$$

$$\operatorname{tg} \varphi_p = \frac{2715 - 1350 - 0}{0,5 \cdot 10961} = 0,25$$

Резерв реактивной мощности

$$Q_{\text{рез}\%} = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{\text{сд.ми}} - Q_{\text{сдi}})}{Q_{\text{р.п}}} \cdot 100\% .$$

$$Q_{\text{рез}\%} = \frac{3230 - 0}{5430} \cdot 100\% = 59,5\% .$$

Выводы по разделу восемь

В данном разделе решены вопросы компенсации реактивной мощности на шинах 10 кВ главной понизительной подстанции и на шинах 0,4 кВ цеховых трансформаторных подстанций.

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		79

9 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС

Расчёт напряжения на зажимах ЭД, подключенных к той или иной точке сети выполняют по схеме замещения, представленной на рисунке 9.1.

Активными сопротивлениями можно пренебречь и элементы СЭС представляют своими индуктивными сопротивлениями, приведенными к базисным значениям, расчет данных сопротивлений представлен в п.6 пояснительной записки.



Рисунок 9.1 – Схема замещения для расчета напряжения на зажимах ЭД

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключены ЭД

$$U_{д} = U_{c} \cdot \frac{X_{пэ}}{X_{c} + X_{пэ}},$$

где U_{c} – напряжение питающей сети, кВ;

$X_{пэ}$ – эквивалентное сопротивление узла, о.е.;

X_{c} – суммарное сопротивление питающей сети до СШ, к которым подключен ЭД, о.е.

Эквивалентное сопротивление узла

$$X_{пэ} = \frac{S_{б} \cdot U_{ном}^2}{S_{пэ} \cdot U_{б}^2},$$

где $S_{б}$ – базисная мощность, МВА;

$U_{б}$ – базисное напряжение, кВ;

$S_{пэ}$ – суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла, МВА.

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла

$$S_{пэ} = \sqrt{(\sum P_{н})^2 + (\sum S_{п} + \sum Q_{н})^2};$$

где P_n – активная мощность нагрузки, подключенной к узлу и не участвующей в пуске, кВт;

S_n – расчетная пусковая мощность ЭД, кВА;

Q_n – реактивная мощность пусковой нагрузки, подключенной к узлу и не участвующей в пуске, кВт.

Расчетная пусковая мощность ЭД

$$S_n = \frac{P_{д.н} \cdot K_n}{\cos \varphi_n \cdot \eta_n};$$

где $P_{д.н}$ – номинальная мощность двигателя, кВт;

K_n – кратность пускового тока ЭД.

$$S_n = \frac{800 \cdot 5}{0,85 \cdot 0,90} = 5229 \text{ кВА.}$$

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла

$$S_{н.э} = \sqrt{4794^2 + (5229 + 1985)^2} = 8661 \text{ кВА.}$$

Эквивалентное сопротивление узла

$$x_{нэ} = \frac{1000 \cdot 10,5^2}{8,661 \cdot 10,5^2} = 115,5.$$

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключены ЭД

$$U_d = 10,0 \cdot \frac{115,5}{11,28 + 115,5} = 9,11 \text{ кВ.}$$

При запуске синхронных двигателей допускается провал напряжения на шинах ГПП не более 10% относительно номинального напряжения сети при питании осветительной и смешанной нагрузок от указанных выше сборных шин [35]:

$$\Delta U_{\%} = \frac{U_n - U_d}{U_n} \cdot 100\% < 10\%.$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{10,0 - 9,11}{10,0} \cdot 100\% = 8,90 < 10\%.$$

Выводы по разделу девять

Расчёт показал, что провал напряжения на шинах ГПП при пуске синхронных двигателей мощностью не превышает допустимые значения.

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		81

10 ОРГАНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ УЧЁТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ПРЕДПРИЯТИИ

10.1 Понятие, виды, цели и задачи системы учета энергоносителей

Для анализа хозяйственной деятельности завода железобетонных изделий и определения путей экономии потребляемых энергоносителей необходим оперативный автоматизированный сбор данных об потреблении электрической энергии. Автоматизированные системы учета энергоносителей (АСКУЭ) позволяют автоматизировать сбор данных и анализировать доли энергозатрат в себестоимости продукции. АСКУЭ позволяет оперативно выявлять непроизводственные потери электроэнергии, определять затраты энергии на отдельные виды производства, контролировать качество поставляемой на предприятие электроэнергии, а также вести удаленный, оперативный контроль за параметрами энергообъектов. Автоматизированные системы учета энергоносителей позволяют анализировать, планировать энергопотребление, и выявлять возможные пути их экономии. Автоматизация учёта электроэнергии на всех этапах, от производства до потребления, становится неременным условием эффективного функционирования энергосистем в современной экономической ситуации.

Посредством контроля и учета потребления электрической энергии достигаются следующие цели

- обеспечить расчеты за энергоресурсы в соответствии с реальным объемом потребления;

- минимизирование производственных и непроизводственных затрат на энергоресурсы.

Благодаря различным способам достижения цели минимизация затрат на энергоресурсы может быть реализована как без уменьшения объема потребления энергоресурсов, так и за счет уменьшения объема потребления энергоресурсов. Эти цели достигаются благодаря решению следующих задач учета энергоресурсов и контроля их параметров [36]:

- точное измерение параметров поставки/потребления энергоресурсов с целью обеспечения расчетов за энергоресурсы в соответствии с реальным объемом их поставки/потребления и минимизации непроизводственных затрат на энергоресурсы, в частности, за счет использования более точных измерительных приборов или повышения синхронности сбора первичных данных;

- диагностика полноты данных с целью обеспечения расчетов за энергоресурсы в соответствии с реальным объемом их потребления за счет повышения достоверности данных, используемых для финансовых расчетов с поставщиками энергоресурсов и субабонентами предприятия и принятия управленческих решений;

- комплексный автоматизированный коммерческий и технический учет энергоресурсов и контроль их параметров по предприятию;

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		82

– контроль энергопотребления по всем энергоносителям, точкам и объектам учета в заданных временных интервалах (5, 30 минут, зоны, смены, сутки, декады, месяцы, кварталы и годы) относительно заданных лимитов, режимных и технологических ограничений мощности, расхода, давления и температуры с целью минимизации затрат на энергоресурсы и обеспечения безопасности энергоснабжения;

– фиксация отклонений контролируемых параметров энергоресурсов, их оценка в абсолютных и относительных единицах для анализа как энергопотребления, так и производственных процессов с целью минимизации затрат на энергоресурсы и восстановление производственных процессов после их нарушения из-за выхода контролируемых параметров энергоресурсов за допустимые пределы;

– сигнализация (цветом, звуком) об отклонениях контролируемых величин от допустимого диапазона значений с целью минимизации производственных затрат на энергоресурсы за счет принятия оперативных решений;

– прогнозирование (кратко-, средне- и долгосрочное) значений величин энергоучета с целью минимизации производственных затрат на энергоресурсы за счет планирования энергопотребления;

– автоматическое управление энергопотреблением на основе заданных критериев и приоритетных схем включения/отключения потребителей - регуляторов с целью минимизации производственных затрат на энергоресурсы за счет экономии ручного труда и обеспечения качества управления;

– поддержание единого системного времени с целью минимизации производственных затрат на энергоресурсы за счет обеспечения синхронных измерений.

По своему назначению автоматизированные системы учета энергоносителей можно разделить на два типа: системы коммерческого учета и системы технического учета.

Коммерческий учет – это учет потребляемой энергии для денежного расчета за нее с поставщиком. Для такого учета требуется установка приборов повышенной точности. Технический учет нужен для контроля процессов энергопотребления внутри предприятия, по всем его корпусам, цехам, энергоустановкам. Анализ показаний системы технического учета дает предприятиям ряд возможностей по сокращению потребления энергоносителей, не оказывая при этом влияния на объемы производства.

По способу сбора и обработки информации автоматизированные системы учета энергоносителей могут выполнять статистические и оперативно – измерительные функции. Статистические АСКУЭ выполняют функции сбора и обработки информации за определенные временные отрезки, на основании которых производятся анализ и расчеты за потребленные виды энергии.

Оперативно-измерительные функции АСКУЭ, позволяют в реальном времени отслеживать режимы потребления и качество энергоносителей. Наиболее выгодным для предприятия было бы наличие комплексной автоматизированной системы учета энергоносителей, совмещающей в себе статистические, и оперативно-измерительные функции, как коммерческого, так и технического учета.

Учет выработанной и отпущенной потребителю электроэнергии для денежного расчета за нее называют расчетным учетом электроэнергии. Счетчики, предназначенные для расчетного учета, называют расчетными счетчиками; их устанавливают, как правило, на границе балансовой принадлежности электросети энергоснабжающей организации и потребителя. Количество расчетных счетчиков для каждого предприятия должно быть минимальным и обосновывается принятой схемой питающих сетей и тарифами на электроэнергию для данного потребителя. Если расчетные счетчики устанавливают не на границе балансовой принадлежности электросети, потери электроэнергии на участке сети от границы раздела до места установки расчетных счетчиков относят на счет организации, на балансе которой находится данный участок сети, и определяют расчетным путем. Потери электроэнергии в электросети предприятия, связанные с передачей электроэнергии субабонентам, относят на счет субабонентов пропорционально доле их потребления. Расчетные приборы учета, т.е. электросчетчики активной электроэнергии, реактивной мощности, а также суммирующие устройства и автоматизированные системы учета устанавливают в соответствии с «Правилами устройства электроустановок». Расчетные электросчетчики должны иметь на креплении кожухов пломбы Государственного комитета РФ по стандартам, а также пломбу энергоснабжающей организации на крышке колодки зажимов электросчетчика. Государственная периодическая проверка расчетных приборов учета производится в сроки, установленные Государственным комитетом РФ по стандартам. В период проведения ремонтных работ учет электроэнергии осуществляют по временным схемам, согласованным с энергоснабжающей организацией. Энергоснабжающая организация обязана поддерживать на границе балансовой принадлежности электросети значения показателей качества электроэнергии, обеспечивающие соблюдение требований [33]. Требуемые показатели качества электроэнергии на границе балансовой принадлежности электросетей энергоснабжающей организации и потребителя определяют в соответствии с указанным ГОСТ и «Методическими указаниями по контролю и анализу качества электрической энергии в электрических сетях общего назначения». Виновная в снижении показателей качества электроэнергии (за исключением частоты) сторона несет материальную ответственность согласно «Правил пользования электрической и тепловой энергией». В системе общего учета расхода электроэнергии на предприятии важное место занимает технический учет, т.е. контроль расхода электроэнергии по цехам, энергоемким агрегатам и линиям.

Приборы технического учета на предприятиях (счетчики и измерительные трансформаторы) должны находиться в ведении самих потребителей и удовлетворять следующим требованиям:

- 1) каждый установленный счетчик должен иметь на винтах, крепящих кожух счетчика, пломбы с клеймом госповерителя;
- 2) на вновь устанавливаемых трехфазных счетчиках должны быть пломбы государственной поверки с давностью не более 12 мес., а на однофазных счетчиках - с давностью не более 2 лет;

10.2 Автоматизированные системы учета энергоносителей

10.2.1 Структура системы

Учет электрической энергии производится с помощью приборов учета, установленных на вводных присоединениях распределительных устройств 110, 10, 0,4 кВ. На напряжении 10 кВ учет электрической энергии производится как на вводных присоединениях шин 10 кВ, так и на присоединениях отходящих линий. На напряжении 0,4 кВ учет электроэнергии производится по вводным присоединениям, на отходящих линиях 0,4 кВ счетчики электрической энергии либо не устанавливаются, либо используются только для технического учета.

В структуре АСКУЭ в общем случае можно выделить четыре уровня [37]:

– Уровень учета 1: счетчики, установленные во вводных ячейках РУ 10 кВ ГПП – счетчики электрической энергии, включенные через трансформаторы тока и трансформаторы напряжения. По этим счетчикам промышленные предприятия производят расчет за потребленную электроэнергию с энергоснабжающей организацией. Эти счетчики могут быть также включены через трансформаторы тока и напряжения, установленные на вводах 110 кВ трансформаторов ГПП;

– Уровень учета 2: счетчики, установленные в ячейках отходящих линий РУ 10 кВ, эти счетчики используются, как правило, только для технического электрической энергии внутри предприятия;

– Уровень учета 3: а) счетчики, используемые для расчетов со сторонними потребителями (субабонентами) предприятия, они установлены в ячейках отходящих линий РУ 10(6)кВ, питающих сторонних потребителей предприятия; б) данные приборы учета используются для расчетов со сторонними потребителями, получающими электроэнергию на напряжении 0,4 кВ;

– Уровень учета 4: счетчики, устанавливаемые на вводных присоединениях крупных потребителей электрической энергии на предприятии (преобразовательные установки);

– Уровень учета 5: счетчики, установленные на вводных присоединениях и присоединениях отходящих линий 0,4 кВ, трансформаторных подстанций 10/0,4кВ.

10.2.2 Этапы, сроки создания, экономический эффект внедрения

Создание АСКУЭ включает следующие этапы:

- Предпроектное обследование;
- Ревизия измерительных комплексов;
- Разработка ТЗ на АСКУЭ, его согласование с заинтересованными организациями;
- Разработка технорабочего проекта, включая эксплуатационную документацию;
- Экспертиза и согласование проекта;
- Разработка Программы испытаний;
- Поставка оборудования и материалов;

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		85

- Монтажные работы;
- Пуско-наладочных работы;
- Опытная эксплуатация, обучение, сопровождение опытной эксплуатации;
- Метрологическая поверка системы;
- Приемочные испытания системы;
- Экспертиза АИИС и приемка ее в постоянную эксплуатацию.

Сроки создания АСКУЭ:

- Предпроектная (15-20 дней);
- Разработка концепции (15-20 дней);
- Разработка технического задания (20-25 дней);
- Разработка проектной документации (30-40 дней);
- Монтаж, наладка (35-55 дней);
- Ввод в действие (35-55 дней).

Экономический эффект от внедрения АСКУЭ состоит в следующем:

- Снижение потерь электроэнергии за счет выявления фактов их хищения и быстрого выявления аварийных ситуаций;
- Снижение потребляемой мощности на предприятии в часы пиковых нагрузок энергосистемы за счет оперативного контроля и системы лимитирования;
- Снижение потребления электроэнергии благодаря усилению дисциплины ее использования;
- Снижение затрат на электроэнергию за счет перехода на оптимальный тариф и изменения графика работы цехов и подразделений в соответствии с этим тарифом;
- Исключение штрафов за превышение заявленной мощности в часы максимальных нагрузок энергосистемы;
- Снижение затрат на покупку электроэнергии за счет выхода на оптовый рынок (ОРЭМ);
- Оптимизация затрат на оплату труда благодаря автоматизации процессов;
- Снижение числа неоплаченных счетов за счет возможности оперативного дистанционного лимитирования потребления электроэнергии;
- Снижение временных затрат на технические и управленческие решения по внедрению энергосберегающих мероприятий [38].

10.3 Варианты организации и построения системы

10.3.1 Организация системы с проведением опроса счетчиков через оптический порт

Это наиболее простой вариант организации АСКУЭ. Счетчики не объединены между собой. Между счетчиками и центром сбора данных нет связи. Все счетчики опрашиваются последовательно при обходе счетчиков оператором. Опрос производится через оптический порт с помощью программы размещенной на переносном компьютере, которая формирует файл результатов опроса. На компьютере центра сбора данных необходимы программные модули, формирующие файл-задание на опрос и загружающие информацию в основную базу данных

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		86

(БД). Синхронизация времени счетчиков происходит в процессе опроса со временем переносного компьютера. Синхронизация времени переносного компьютера со временем центра сбора данных производится в момент приема файлов заданий на опрос счетчиков. Для максимальной экономии средств на создание АСКУЭ в этом варианте роль центра сбора данных можно возложить на переносной компьютер. Недостатками данного способа организации АСКУЭ является большая трудоемкость сбора данных со счетчиков и невозможность использования в системе индукционных или электронных счетчиков с импульсным выходом. Организация АСКУЭ с проведением опроса счетчиков через оптический порт позволяет решать следующие задачи:

- точное измерение параметров поставки/потребления;
- коммерческий и технический учет энергоресурсов по предприятию, его инфраструктурным элементам (котельная и объекты жилкомбыта, цеха, подразделения, субабоненты);
- контроль энергопотребления по точкам и объектам учета в заданных временных интервалах (30 минут, зоны, смены, сутки, декады, месяцы, кварталы и годы) относительно заданных лимитов и технологических ограничений мощности;
- обработка данных и формирование отчетов по учету электроэнергии;
- диагностика полноты данных;
- описание электрических соединений объектов и их характеристик;
- диагностика счетчиков;
- поддержание единого системного времени.

10.3.2 Организация системы с проведением опроса счетчиков переносным компьютером через преобразователь интерфейсов, мультиплексор или модем

Счетчики, объединенные общей шиной RS-485, или по интерфейсу «токовая петля» на мультиплексор (типа МПР-16), или устройством сбора и подготовки данных (УСПД) могут располагаться в различных распределительных устройствах и опрашиваться один или несколько раз в месяц с помощью программы размещенной на переносном компьютере, которая формирует файл результатов опроса. Между счетчиками и центром сбора данных нет постоянной связи. УСПД выполняет роль коммуникационного сервера. На компьютере центра сбора данных необходимы программные модули, формирующие файл-задание на опрос и загружающие информацию в основную БД. Синхронизация времени счетчиков происходит в процессе опроса со временем переносного компьютера. Синхронизация времени переносного компьютера со временем центра сбора данных производится в момент приема файлов заданий на опрос счетчиков. Выделенный компьютер для центра сбора данных в этом варианте также может отсутствовать, его роль может выполнять переносной компьютер.

10.3.3 Организация системы с проведением автоматического опроса счетчиков локальным центром сбора и обработки данных

Счетчики постоянно связаны с центром сбора данных прямыми каналами связи и опрашиваются в соответствии с заданным расписанием опроса. Первичная информация со счетчиков записывается в БД. Синхронизация времени счетчиков происходит в процессе опроса со временем компьютера центра сбора данных. В качестве компьютера центра сбора данных используется локальная ПЭВМ. На ней же происходит обработка данных и ведение БД. В зависимости от количества пользователей, количества счетчиков и интервалов их профиля, квалификации пользователей, сложности математической обработки и т.д. локальная БД может функционировать либо под MS Access, либо под СУБД ORACLE8.X. Сбор данных в БД происходит периодически с заданными интервалами.

10.3.4 Организация многоуровневой системы для территориально распределённого предприятия

Основная часть счетчиков постоянно связана с центрами сбора данных первого уровня прямыми каналами связи и опрашивается в соответствии с заданным расписанием опроса, как в третьем способе организации АСКУЭ. Между некоторыми счетчиками и центром сбора данных первого уровня может не быть постоянной связи, они могут опрашиваться с помощью переносного компьютера, как во втором способе организации АСКУЭ. Первичная информация со счетчиков записывается в базу данных (БД) центров сбора данных первого уровня, на них же происходит обработка данных. В центрах сбора данных второго уровня осуществляется дополнительное агрегирование и структурирование информации, запись ее в БД центров сбора данных второго уровня. При таком способе организации АСКУЭ в качестве БД рекомендуется использовать СУБД ORACLE8.X.

Основная конфигурация программного комплекса Альфа ЦЕНТР позволяет организовать параллельный сбор данных по 4, 8, 16, 32 каналам связи. При 16, 32 каналах необходимо использовать отдельную ЭВМ в качестве коммуникационного сервера. Каналы связи могут быть выделенными, коммутируемыми, прямым соединением [39].

10.3.5 Однородная система

При создании АСКУЭ для реализации элементов разных уровней системы можно использовать различные технические решения от различных поставщиков. За счет этого можно минимизировать стоимость элементов создаваемой системы. Однако, наиболее предпочтительным является использование технических решений, которые позволяют строить АСКУЭ как однородную систему, т.е. установить в каждом объекте учета одинаковое программное обеспечение, базирующееся на однородных аппаратных средствах. Это дает возможность поэтапной автоматизации бизнес-процессов, связанных с учетом электроэнергии и контролем ее параметров, возможность поэтапного построения АСКУЭ и введения ее в про-

мышленную эксплуатацию, уменьшает стоимость пусконаладки системы, т.к. программное обеспечение начинает работать сразу и сразу предоставляет требуемую информацию, уменьшает стоимость эксплуатации АСКУЭ. По мере роста системы, реализации связи между центрами сбора данных, они гарантированно включаются в единый технологический процесс. Примером такого технического решения является АСКУЭ «АльфаЦЕНТР» от «Эльстер Метроника», г.Москва.

10.4 Внедрение системы на предприятии

Главными задачами внедрения новой системы являются автоматизация и повышение точности учёта, организация коммерческого учёта электроэнергии. Система позволяет вести постоянный мониторинг электропотребления всего предприятия, анализировать процесс потребления электроэнергии с привязкой к технологическим процессам и, соответственно, оперативно управлять ими.

10.4.1 Структура системы

В проект АСКУЭ завода железобетонных изделий закладывается оборудование и программное обеспечение компании Эльстер Метроника: счетчики СЭТ-4ТМ, новый УСПД RTU-325, ПО Альфа ЦЕНТР SE (многопользовательская стандартная версия), сервер базы данных АльфаЦЕНТР, автоматизированное рабочее место оперативного диспетчерского пункта, оборудование связи (модемы, мультиплексоры, ВОЛС и др.).

Счётчики СЭТ-4ТМ являются первичными средствами учёта и образуют нижний уровень системы. Они измеряют активную и реактивную электроэнергию и мощность в двух направлениях в многотарифном режиме, записывают данные профиля нагрузки в свою память, фиксируют максимальную мощность. Счётчики устанавливаются на всех основных потребителях.

Верхний уровень АСКУЭ – автоматизированное рабочее место (АРМ) оперативного диспетчерского пункта.

Информация со счетчиков по независимым цифровым каналам связи (RS-485) поступает в УСПД.

Важной особенностью данного проекта является использование новой серии УСПД RTU-325 с улучшенными характеристиками по глубине хранения данных графиков нагрузок. RTU-325 может отслеживать все потоки данных от счётчиков, в том числе и токи, напряжения и частоты в системе реального времени [40].

От УСПД информация поступает в диспетчерский пункт по волоконно-оптическому кабелю, использование которого обеспечивает высокую скорость и надёжность при передаче данных. Основные компоненты структуры диспетчерского пункта - сервер базы данных и АРМ энергодиспетчера, взаимодействие которых осуществляется по локальной сети Ethernet через коммутатор HUB. Далее из диспетчерского пункта информация по коммутируемому каналу может передаваться в Энергосбыт, а также другим пользователям АСКУЭ.

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		89

10.4.2 Функции системы

Система обеспечивает регистрацию следующих параметров по всем объектам учёта:

- значение потребленной активной и реактивной энергии объектов учёта в текущий момент;
- получасовые значения активной и реактивной энергии и мощности за текущие сутки;
- получасовые значения активной и реактивной энергии и мощности за текущий и предыдущий год;
- общее потребление активной и реактивной электроэнергии за текущие сутки;
- потребление активной и реактивной электроэнергии (полной и по заданным тарифным зонам) за прошедшие сутки;
- общее потребление активной и реактивной электроэнергии (полной и по заданным тарифным зонам) за текущий и прошедшие месяцы текущего года;
- максимум активной и реактивной мощности за сутки и время фиксации максимальной мощности;
- абсолютный максимум активной и реактивной мощности за год и за весь период работы системы.

Каждые полчаса производится считывание и проверка состояния каждого счётчика и при его изменении или подключении нового счётчика - записывается новое состояние.

Основными функциями оперативного диспетчерского пункта являются сбор, проверка и обработка информации о потреблении электроэнергии по отдельным цехам, подразделениям завода, предприятию в целом, а также формирование базы данных, сводок и отчётных документов, диагностика состояния системы, передача данных в Энергосбыт и другим пользователям системы.

Выводы по разделу десять

Внедрение АСКУЭ позволит оперативно управлять режимами электропотребления всего предприятия и оптимизировать их. Собранная информация позволит более точно рассчитать себестоимость конкретного ассортимента продукции, а по мере набора статистики и оптимизации режимов работы предприятия будут снижаться и потери энергоресурсов.

Кроме того, внедрение системы также позволит предприятию ограничить потребление мощности в часы максимума энергосистемы.

Таким образом, АСКУЭ завода железобетонных изделий позволит повысить достоверность и точность учёта электроэнергии, сохранить дифференцированный тариф, обеспечит оперативность контроля потребления электроэнергии и, в конечном итоге, повысит эффективность работы предприятия в целом.

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		90

11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

На электродвигателе СТД-800 должна предусматриваться [12, п. 5.3.43]:

- защита от токов перегрузки;
- защита от многофазных замыканий;
- защита от однофазных замыканий на землю;
- защита минимального напряжения;
- защита от асинхронного хода;
- защита от перегрева.

11.1 Защита от перегрузок

Ввиду того, что двигатель СТД-1000 в период эксплуатации может подвергаться перегрузкам, обусловленными технологическими причинами, то согласно ПУЭ [12, п.5.3.49] необходимо предусмотреть защиту от перегрузки. Данная защита выполняется с действием на сигнал, что объясняется наличием постоянного дежурства персонала.

Защита от перегрузок осуществляется с помощью микропроцессорного терминала Seram M81 (код ANSI 51) [41], который позволяет выполнить защиту от перегрузок с зависимой от тока выдержкой времени, так как в этом случае время-токовая характеристика может быть размещена ближе к нагрузочным характеристикам электродвигателя.

Защита электродвигателя от перегрузок отстраивается от номинального тока двигателя [42]

$$I_{c.п} = I_{г.04} \geq \frac{K_{н.о}}{K_{в}} \cdot I_{д.н},$$

где $K_{н.о}$ – коэффициент надежности отстройки, учитывающий ошибки реле и необходимый запас;

$K_{н.о}$ – коэффициент возврата;

$I_{д.н}$ – номинальный ток двигателя, А.

Номинальный ток синхронного двигателя определяется по формуле

$$I_{д.н} = \frac{P_{д.н}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi_{ном}},$$

где $P_{д.н}$ – номинальная мощность синхронного двигателя, Вт;

$U_{д.н}$ – номинальное напряжение синхронного двигателя, В;

$\cos \varphi_{д.н}$ – номинальный коэффициент мощности синхронного двигателя.

$$I_{д.н} = \frac{800}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,85} = 54,3 \text{ А.}$$

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		91

Тогда ток срабатывания защиты от перегрузки будет равен

$$I_{c.п} \geq \frac{1,1}{0,935} \cdot 54,3 = 63,9 \text{ А.}$$

Уставка по времени защиты от перегрузок отстраивается от времени пуска электродвигателя на величину коэффициента отстройки

$$t_{c.п} = t_{r.Q4} = K_{отс} \cdot t_{пуск},$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки;

$t_{пуск}$ – время пуска электродвигателя, с.

$$t_{c.п} = 1,5 \cdot 1 = 15 \text{ с.}$$

Рассчитаем зависимую времятоковую характеристику рассматриваемой защиты от перегрузки.

При уставке тока $I_{r.Q4} = 63,9 \text{ А}$ кривая должна пройти через точку с координатами – уставка времени $t_{r.Q4} = 15 \text{ с}$ при токе $I_* = 10 \cdot I_{r.Q4} = 639 \text{ А}$.

Выбираем тип характеристики СИТ [43].

Рассчитаем коэффициент T_{MS}

$$T_{MS} = \frac{t(I_*) \cdot [(I_*)^{0,02} - 1]}{0,14}. \quad (11.1)$$

$$T_{MS} = \frac{15 \cdot [10^{0,02} - 1]}{0,14} = 5,05.$$

Определим время срабатывания защиты при кратности тока $I_* = 1,05$

$$t_r(I_*) = \frac{0,14 \cdot T_{MS}}{(I_*)^{0,02} - 1}. \quad (11.2)$$

$$t_r(1,05) = \frac{0,14 \cdot 5,05}{1,05^{0,02} - 1} = 724,1 \text{ с.}$$

Дальнейшие расчеты точек защитной характеристики, выполненные по выражениям (11.1) – (11.2) сводим в таблицу 11.1.

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		92

Таблица 11.1

Выкл.	Защита от перегруза									
	Уставки времени		Тип кривой	T_{MS}^N	$t_{с.з}$ с, при разных I_* , А					
	t_r , с	$10 \cdot I_r$, А			1,05	1,5	3	6	10	132,2
Q4	15	639	SIT	5,05	$\frac{724,1}{67}$	$\frac{86,8}{96}$	$\frac{31,8}{192}$	$\frac{19,4}{384}$	$\frac{15,0}{639}$	$\frac{6,9}{7200}$

11.2 Токовая отсечка

Мгновенная токовая отсечка является основной защитой от коротких замыканий в обмотке статора для синхронного двигателя.

Мгновенная токовая отсечка осуществляется с помощью цифрового терминала Seram M81 (код ANSI 51).

Уставка по току мгновенной токовой отсечки должна быть отстроена от пикового тока на соответствующий коэффициент отстройки

$$I_{с.мгн} = I_{iQ4} \geq K_{отс} \cdot K_{пуск} \cdot I_{д.н}.$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки;

$K_{пуск}$ – коэффициент кратности пускового тока двигателя.

$$I_{с.мгн} = 1,8 \cdot 5 \cdot 54,3 = 489,0 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности определяется током двухфазного короткого замыкания в минимальном режиме на шинах, к которым подключен двигатель

$$K_{ч} = \frac{I_{кз.мин}^{(2)}}{I_{с.мгн}} > 2.$$

$$K_{ч} = \frac{5800}{489,0} = 11,9 > 2.$$

Значит, защита удовлетворяет требованиям чувствительности

11.3 Защита минимального напряжения

Защита минимального напряжения для синхронного двигателя выполняется двухступенчатой.

Первая ступень защиты предназначена для отключения неответственных электродвигателей, не участвующих в самозапуске, что облегчает процесс самозапуска.

Реализация I ступени защиты минимального напряжения производится с помощью терминала Seram M81, функция ANSI 27.

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		93

Уставка срабатывания по напряжению первой ступени настраивается на снижение напряжения до $0,7 \cdot U_H$

$$U_{сз}^{1ст} = U_{s1} = \frac{0,7 \cdot U_H}{K_{отс} \cdot K_B}$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки;

K_B – коэффициент возврата;

$$U_{сз}^{1ст} = U_{s1} = \frac{0,7 \cdot 10 \cdot 10^3}{1,1 \cdot 1,1} = 5,79 \text{ кВ.}$$

Выдержка времени принимается на ступень селективности больше времени действия быстродействующих защит от многофазных замыканий. Учитывая, что выдержка времени этих защит равна 0, то принимается

$$t_{сз}^{1ст} = 0,3 \text{ с.}$$

Вторая ступень защиты предназначена для отключения электродвигателей при длительном исчезновении напряжения по условиям технологического процесса и техники безопасности.

Реализация II ступени защиты минимального напряжения производится с помощью терминала Seram M81, функция ANSI 27D.

Уставка срабатывания по напряжению II ступени настраивается на снижение напряжения до $0,5 \cdot U_H$

$$U_{сз}^{2ст} = U_{s2} = \frac{0,5 \cdot U_H}{K_{отс} \cdot K_B}$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки;

K_B – коэффициент возврата;

$$U_{сз}^{2ст} = U_{s2} = \frac{0,5 \cdot 10 \cdot 10^3}{1,1 \cdot 1,1} = 4,13 \text{ кВ.}$$

Выдержка времени II ступени принимается из диапазона 10-15 с, поэтому

$$t_{сз}^{2ст} = 10 \text{ с.}$$

11.4 Защита двигателя и питающей его линии от однофазных замыканий на землю

Для защиты от однофазных замыканий на землю используется ненаправленная токовая защита нулевой последовательности с независимой от тока выдержкой времени. Защиту от однофазных замыканий на землю осуществим с помощью функции 51N устройства Seram M81.

Для кабеля марки АПвП-10 (3x50) удельный емкостный ток однофазного замыкания на землю $I_{c0} = 1,360 \text{ А/км}$.

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		94

Тогда ток нулевой последовательности линии, обусловленный током утечки, составит

$$I_{0l} = I_{c0} \cdot L,$$

где L – длина кабельной линии, км.

$$I_{0l} = 1,360 \cdot 0,077 = 0,105 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{сз} = K_{н.с} \cdot K_{бр} \cdot I_{0l},$$

где $K_{н.с} = 1,2$ – коэффициент надежности срабатывания;

$K_{н.с} = 2,5$ – коэффициент, учитывающий броски тока при перемежающихся дуговых замыканиях.

$$I_{сз} = 1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,105 = 0,315 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности определяется по выражению

$$k_{ч} = \frac{I_{с.Σ}}{I_{с.сз}} \geq 1,5.$$

Суммарное значение емкостного тока сети предприятия

$$I_{с.Σ} = \frac{U_{ном} \cdot L_{клΣ}}{10}.$$

где $L_{клΣ}$ – суммарная протяженность кабельных линий предприятия, км.

$$I_{с.Σ} = \frac{10 \cdot 2,812}{10} = 2,812 \text{ А.}$$

Поэтому коэффициент чувствительности будет равен

$$k_{ч} = \frac{2,812}{0,315} = 8,9 \geq 1,5.$$

Согласно ПТЭЭП [44, п.2.8.11] в сетях с изолированной нейтралью допускается работа кабельных линий электропередачи с замыканием на землю до устранения повреждения, поэтому защита от однофазных замыканий на землю выполняется с действием на сигнал.

11.5 Защита от перегрева

Защиту от перегрева электродвигателя осуществим с помощью функции AN-SI 49T устройства Seram M81. Данная защита позволяет обнаружить перегрев двигателя путём измерения температуры внутри двигателя, оснащенного датчиками типа «термометр сопротивления».

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		95

Защита от перегрева имеет две независимые уставки:

- уставка аварийной сигнализации ($T_{s1}=75^{\circ}\text{C}$);
- уставка отключения ($T_{s2}=95^{\circ}\text{C}$).

Защита от перегрева запускается, когда контролируемая температура больше установленной уставки T_s .

В случае обнаружения неисправности датчика защита блокируется, и выходы защиты устанавливаются на «0». Сообщение «НЕИСПРАВНОСТЬ ДАТЧИКА» формируется в матрице управления, и выдается сообщение аварийной сигнализации с указанием номера модуля MET 148-2 с неисправным датчиком.

Защита от тепловых перегрузок кабеля, питающего синхронный двигатель, выполняется с помощью функции ANSI 49RMS на основе измерений фазных токов.

Нагрев, выраженный в процентах, пропорционален квадрату протекающего по кабелю тока и вычисляется с помощью формулы

$$E = \left(\frac{I_{д.н}}{I_{д.доп}} \right)^2 \cdot 100\%,$$

где $I_{д.доп}$ – длительно допустимый ток кабеля, А.

$$E = \left(\frac{54,3}{156} \right)^2 \cdot 100\% = 12\%.$$

Поэтому принимаем уставку аварийной сигнализации равной $E_{s1}=12\%$. Если нагрев кабеля превышает предельное значение, равное $E_{s2}=100\%$, то устройство защиты формирует сигнал на отключение.

В блоке расчета нагрева функции ANSI 49RMS задаются уставки:

- максимальный допустимый ток $I_s=I_{д.доп}=156$ А,
- постоянные нагрева $T_{нагр}$ и охлаждения $T_{охл}$ кабеля. Типовые значения постоянных времени для подземных кабелей составляют 20-60 минут.

11.6 Защита синхронного двигателя от асинхронного режима

При возникновении асинхронного режима работы синхронного двигателя в статоре и роторе возникают колебания (качания) тока. Асинхронный режим может возникать либо при снижении напряжения питания, либо уменьшения тока возбуждения.

Защита от потери синхронизма реализуется с помощью микропроцессорного терминала Seram M81, функция ANSI 78PS.

Защита от потери синхронизма синхронных машин, основана на вычислении значения активной мощности.

Защита имеет два режима работы:

- отключение в соответствии с критерием равенства площадей разгона и торможения, с выдержкой времени;

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		96

– отключение в зависимости от количества изменений направления перетока активной мощности (качаний мощности).

В данном проекте работа двигателя контролируется посредством только одного режима, а именно: отключение в соответствии с критерием равенства площадей разгона и торможения, так как отключение в зависимости от количества изменений направления перетока активной мощности характерно для генераторов.

Выводы по разделу одиннадцать

В данном разделе произведен расчет и выбор уставок релейной защиты синхронного двигателя СТД-800 на базе микропроцессорных устройств релейной защиты Seram.

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		97

12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

12.1 Планировка и конструктивная часть ГПП

При выборе местоположения главной понизительной подстанции (ГПП) учтены требования [12]. ГПП максимально приближена к ранее рассчитанному центру электрических нагрузок с учетом застройки территории, рельефа и геологии местности (лист 1 графической части).

Распределительное устройство 110 кВ ГПП выполнено открытым.

Площадка подстанции соответствует требованиям ПУЭ [12, п.4.2]:

– территория подстанции спланирована с уклоном для стока ливневых вод (уклон не более 3%);

– территория подстанции должна быть огорожена внешним забором высотой 1,6 м [12].

К ОРУ подведена автомобильная дорога. В ОРУ предусмотрен проезд вдоль выключателей для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений, а также передвижных лабораторий. Габариты проезда 4 м (лист 3 графической части).

Для защиты персонала от ошибочных действий предусмотрена механическая, электромагнитная и замковая и блокировки между основными и заземляющими ножами разъединителя, которые исключают возможность включения заземлителей при включенном выключателе.

Для обеспечения безопасности работ и осмотров ОРУ-110/10 кВ выдержаны следующие изоляционные расстояния [12]:

– от токоведущих частей или от элементов оборудования или изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций или постоянных внутренних ограждений – 2700 мм;

– между проводами разных фаз – 2500 мм;

– от токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением до габаритов транспортируемого оборудования – 1650 мм;

– от неогражденных токоведущих частей до земли или до кровли зданий при наибольшем провисании проводов – 3600 мм;

– между токоведущими частями разных цепей по горизонтали при обслуживании одной цепи и не отключенной другой, от токоведущих частей до верхней кромки внешнего забора, между токоведущими частями и зданиями или сооружениями – 2900 мм;

Распределительное устройство 10 кВ выполнено комплектным. ЗРУ-10 кВ используется с двухсторонним обслуживанием ячеек КРУ типа К-104М. ЗРУ комплектуется вакуумными выключателями типа ВВЭ-10-20/630 УЗ.

Все ячейки КРУ К-104М оснащены механическими блокировками, которые исключают выкатывание и вкатывание тележки при включённом выключателе.

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		98

ЗРУ рекомендуется размещать в отдельном здании, с двумя выхода, расположенными с противоположных торцов здания. Двери ЗРУ должны иметь самозакрывающиеся замки, открываемые без ключа с внутренней стороны РУ. Силовые и контрольные кабели необходимо располагать в кабельном подвале, а проемы в полу, через которые проходят кабели, нужно заделать асбестом, вентиляционные отверстия закрыть густыми металлическими сетками.

На всем электрооборудовании ОРУ и ЗРУ должны быть надписи мнемосхемы, поясняющие назначение электрооборудования, а также предупреждающие плакаты. Токоведущие части необходимо окрашивать в соответствии с [12]: фаза А – желтым цветом, фаза В – зеленым, фаза С – красным.

12.2 Защитные средства, применяемые на ГПП

На главной понизительной подстанции предприятия согласно [45] предусмотрены следующие защитные средства:

- изолирующая штанга: U = 110 кВ - 1 шт. (ШИ-110), U = 10 кВ - 1 шт (ШИ-10);
- указатель напряжения: УВН-110 на U = 110 кВ - 1 шт., УВН-80 на U = 10 кВ - 1 шт., МИН-1 на U = 0,4 кВ - 1 шт.;
- изолирующие клещи: U = 10 кВ - 1 шт., U = 0,4 кВ - 1 шт.;
- диэлектрические перчатки - 2 пары;
- диэлектрические боты на ОРУ - 1 пара;
- диэлектрические калоши - 1 пара;
- диэлектрические ковры - по местным условиям;
- шланговый противогаз - 2 шт;
- защитные очки - 2 шт;
- временные ограждения - 2 шт;
- переносные заземления: на U = 110 кВ - 2 комплекта, на U = 10 кВ - 2 комплекта, на U = 0,4 кВ - 2 комплекта;
- предупредительные плакаты - 8 комплектов.

12.3 Устройства сигнализации и контроля изоляции в электроустановках

На ГПП предусматривается звуковая и световая сигнализация отключения элегазовых выключателей, выполненная в шкафах КРУ трансформаторов напряжения. Предусматривается передача аварийного сигнала на диспетчерские пункты. На ЗРУ 10 кВ предусмотрена также передача предупредительных сигналов повышения температуры масла в трансформаторах КТП. Сигнал передается на диспетчерские пункты (ОПУ). Также предусмотрены периодический и постоянный контроль изоляции. Периодический контроль производится в сроки, установленные [44] или при обнаружении дефектов. Постоянный контроль предусмотрен в течение всего времени работы электроустановки.

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		99

Устройство контроля изоляции фиксирует факт возникновения однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) в электрической сети. Устройство подключается секций сборных шин подстанции, используя информацию о напряжении нулевой последовательности. Устройство контроля изоляции сети напряжением 10 кВ выполняется с использованием трехфазного трансформатора напряжения (ТВ) типа НАМИ-10.

На рисунке 12.1 приведена схема включения устройства контроля изоляции, выполненная с использованием трансформатора напряжения типа НАМИ-10. Вторичная обмотка ТВ, соединенная по схеме «разомкнутого треугольника», является фильтром напряжения нулевой последовательности $3U_0$. В нормальном режиме работы сети при симметричных напряжениях фаз относительно земли $U_{Aг}$, $U_{Bг}$ и $U_{Cг}$ на выводах этой обмотки напряжение, пропорциональное напряжению ней-трали U_N , практически отсутствует. При возникновении металлического ОЗЗ, например, фазы А напряжение этой фазы относительно земли $U_{Aг}$ становится равным нулю. Напряжения неповрежденных фаз В и С относительно земли $U_{Bг}$ и $U_{Cг}$ увеличиваются с фазного значения до линейного, а напряжение на нейтрали сети N становится равным значению фазного напряжения источника питания поврежденной фазы $U_N = U_A$. При этом на обмотке, соединённой по схеме «разомкнутого треугольника», напряжение достигает 100 В и защита напряжения нулевой последовательности срабатывает на сигнал.

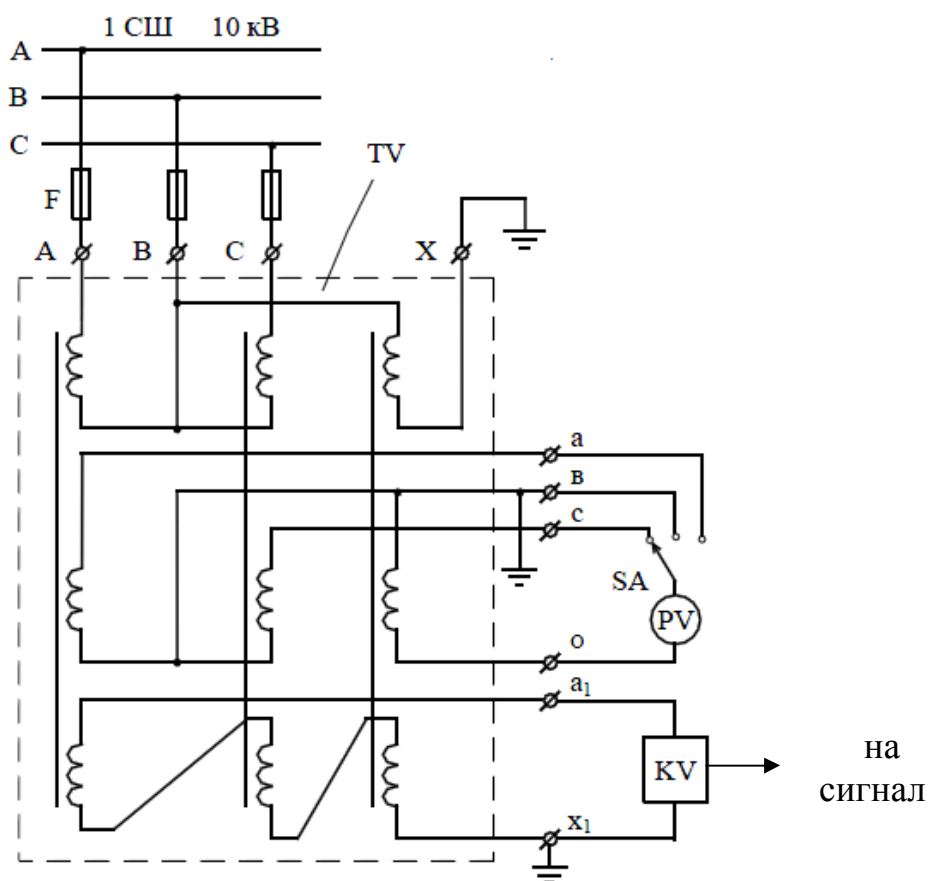


Рисунок 12.1 – Схема включения устройства контроля изоляции в сети 10 кВ

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ

12.4 Молниезащита ГПП

Молниезащита ГПП осуществляется в соответствии с [46]. Территория ГПП находится в районе с грозовой деятельностью до 40 часов в год.

Устанавливаем 4 молниеотвода: два на линейные порталы и два одиночных стержневых молниеотвода рядом с силовыми трансформаторами, устанавливаем на прожекторные мачты, причем, необходимо отметить, что согласно ПУЭ [12, п.4.5.141] электропроводку к прожекторным мачтам на участке от точки выхода из кабельного сооружения до мачты и далее по ней следует выполнять кабелями с металлической оболочкой, либо с кабелями без металлической оболочки в трубах.

Около конструкции с молниеотводом эти кабели должны быть проложены непосредственно в земле на протяжении не менее 10 метров.

Построение внешних областей зон молниеотводов (полуконусов с габаритами h_0 , r_0) производится по формулам для одиночных стержневых молниеотводов.

Расположение выбранных молниеотводов М1 – М4, с указанием границ зон защит на уровне защищаемых объектов представлено на рисунке 12.2.

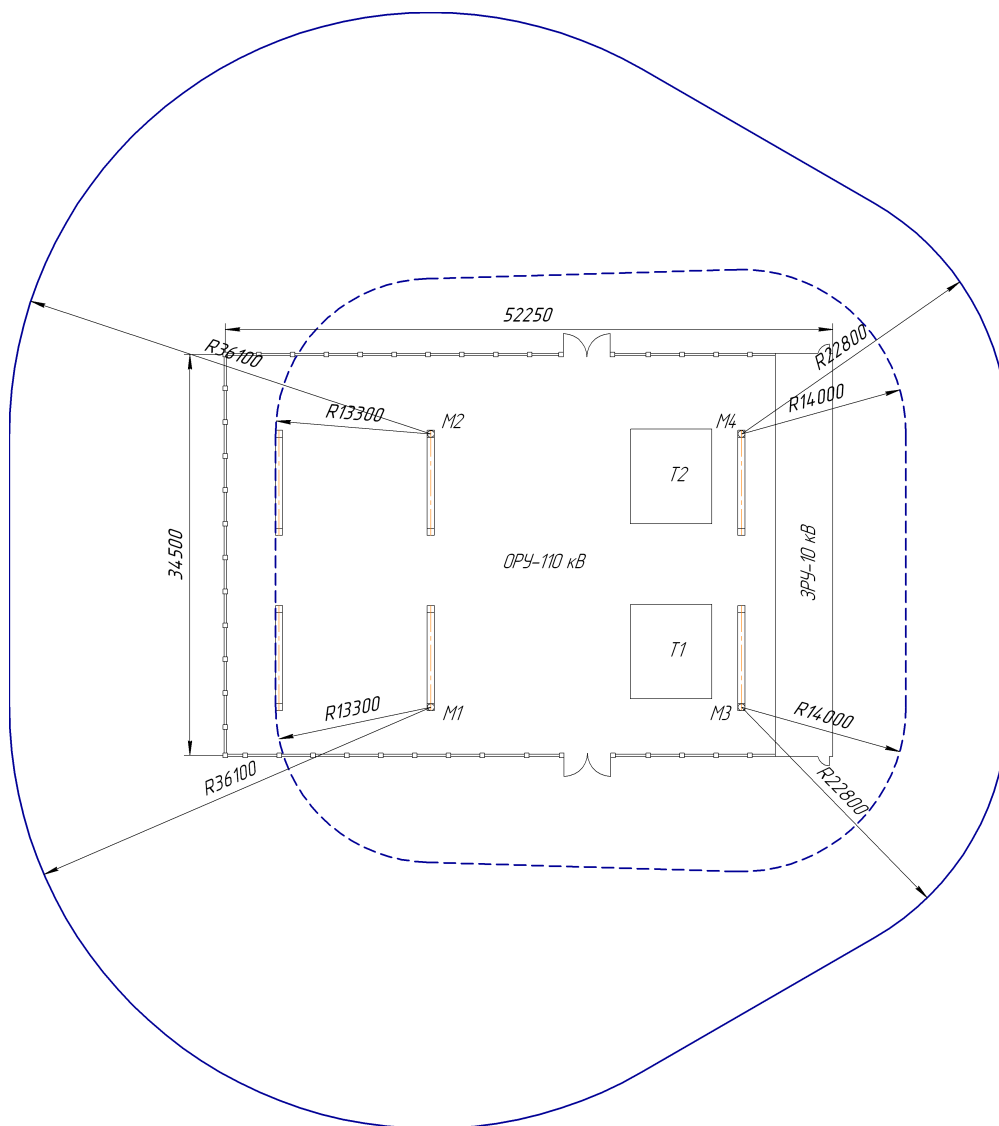


Рисунок 12.2 – Молниезащита ГПП

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ

Лист
101

Высота молниеотвода определяется по выражению [46]:

$$h = \frac{r_x + 1,63 \cdot h_x}{1,5}.$$

где h_x – высота защищаемого объекта, м;

r_x – радиус зоны защиты молниеотвода на высоте h_x , м.

Высота молниеотводов М1 и М2

$$h_1 = h_2 = \frac{13,3 + 1,63 \cdot 14,0}{1,5} = 24,1 \text{ м.}$$

Высота молниеотводов М3 и М4

$$h_3 = h_4 = \frac{14,0 + 1,63 \cdot 5,4}{1,5} = 15,2 \text{ м.}$$

Высота зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода:

$$h_0 = 0,92 \cdot h.$$

Высота зоны защиты молниеотводов М1 и М2

$$h_{01} = h_{02} = 0,92 \cdot 24,1 = 22,2 \text{ м.}$$

Высота зоны защиты молниеотводов М3 и М4

$$h_{03} = h_{04} = 0,92 \cdot 15,2 = 14,0 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода на уровне земли

$$r_0 = 1,5 \cdot h$$

Радиус зоны защиты молниеотводов М1 и М2

$$r_{01} = r_{02} = 1,5 \cdot 24,1 = 36,2 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты молниеотводов М3 и М4

$$r_{03} = r_{04} = 1,5 \cdot 15,2 = 22,8 \text{ м.}$$

Габаритные размеры внутренней области зоны защиты двух одиночных стержневых молниеотводов определяются по формуле:

$$h_c = \frac{(h_{c1} + h_{c2})}{2}.$$

$$r_c = \frac{(r_{01} + r_{02})}{2}.$$

Габаритные размеры внутренних областей между молниеотводами М1 и М3

$$h_{c13} = h_{c24} = \frac{(22,2 + 14,0)}{2} = 18,1 \text{ м.}$$

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		102

$$r_{c13} = r_{c24} = \frac{(36,2 + 22,8)}{2} = 59,0 \text{ м.}$$

Габаритные размеры внутренних областей между молниеотводами М1 и М2

$$h_{c12} = \frac{(22,2 + 22,2)}{2} = 22,2 \text{ м.}$$

$$r_{c12} = \frac{(36,2 + 36,2)}{2} = 36,2 \text{ м.}$$

Габаритные размеры внутренних областей между молниеотводами М3 и М4

$$h_{c34} = \frac{(14,0 + 14,0)}{2} = 14,0 \text{ м.}$$

$$r_{c34} = \frac{(22,8 + 22,8)}{2} = 22,8 \text{ м.}$$

12.5 Расчёт тока однофазного замыкания на землю

Исходная схема для расчёта тока однофазного замыкания на землю перед трансформатором ГПП ТДН-10000/110/10 представлена на рисунке 12.3.

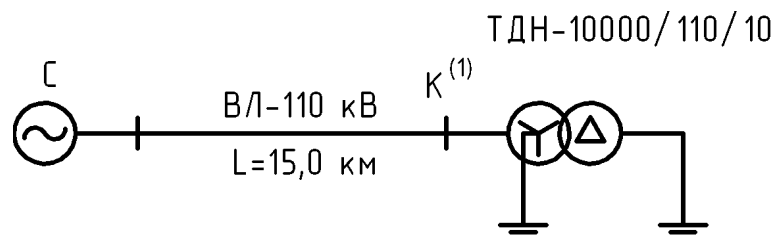


Рисунок 12.3 – Расчётная схема

Расчётный ток однофазного замыкания на землю определим по формуле:

$$I_k^{(1)} = \frac{3 \cdot S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot x_3},$$

где S_6 – базисная мощность ($S_6 = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$);

U_6 – базисное напряжение ($U_6 = 115 \text{ кВ}$);

x_3 – эквивалентное сопротивление.

При однофазном замыкании на землю эквивалентное сопротивление определяется по формуле:

$$x_3 = x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma};$$

где $x_{1\Sigma}$ – суммарное сопротивление прямой последовательности;

$x_{2\Sigma}$ – суммарное сопротивление обратной последовательности ($x_{2\Sigma} = x_{1\Sigma}$);

$x_{0\Sigma}$ – суммарное сопротивление нулевой последовательности.

Сопротивления системы и ВЛ были определены ранее:

$$x_c = 0,29;$$

$$x_{л} = 0,50.$$

Схема для расчёта сопротивлений прямой и обратной последовательности приведена на рисунке 12.4.

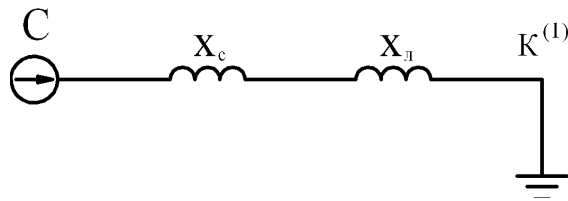


Рисунок 12.4 – Схема замещения для расчёта сопротивлений прямой и обратной последовательности

Для расчёта сопротивления нулевой последовательности составим схему замещения (рисунок 12.5).

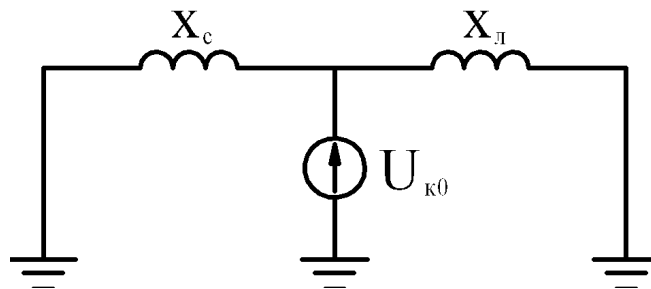


Рисунок 12.5 – Схема замещения для расчёта сопротивления нулевой последовательности

Сопротивление нулевой последовательности для двухцепной ВЛ с грозозащитным тросом определяется по формуле:

$$x_{л0} = 6 \cdot x_{л1}.$$

$$x_{л0} = 6 \cdot 0,50 = 3,00.$$

Сопротивление трансформатора определим по выражению

$$x_{т0} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном}}$$

$$x_{т0} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 10,5.$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ

Суммарное сопротивление нулевой последовательности

$$x_{0\Sigma} = \frac{3,00 \cdot 10,5}{3,00 + 10,5} = 2,33.$$

Определим эквивалентное сопротивление

$$x_3 = 0,78 + 0,78 + 2,33 = 3,9.$$

Определим ток однофазного замыкания на землю:

$$I_k^{(1)} = \frac{3 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 3,9} = 3,86 \text{ кА.}$$

12.6 Расчёт заземления

Наибольший ток через заземления при замыкании на землю со стороны 110 кВ – 3,86 кА.

Грунт в месте сооружения подстанции – суглинок;

Площадь территории подстанции $S = 1803 \text{ м}^2$, определяемая по конструктивному чертежу ОРУ-110/10 кВ;

Удельное сопротивление грунта: $\rho_1 = 80 \text{ Ом/м}$; $L = 2 \text{ м}$; $\rho_2 = 100 \text{ Ом/м}$;

Время действия релейной защиты на отключение выключателя ВЭБ-110-40/1250 УХЛ1: $t_{рз} = 0,12 \text{ с}$; $t_{ов} = 0,07 \text{ с}$.

За расчётный ток принимаем ток, стекающий с заземлителя при однофазном замыкании:

$$I_3 = I_{033} \cdot \left(1 - \frac{x_0}{x_T} \right),$$

где $x_0 = 2,33 \text{ Ом}$ – сопротивление нулевой последовательности до места КЗ;

$x_T = 10,5 \text{ Ом}$ – сопротивление нулевой последовательности трансформатора.

$$I_3 = 3,86 \cdot \left(1 - \frac{2,33}{10,5} \right) = 3,01 \text{ кА.}$$

Расчётная длительность воздействия тока на человека:

$$\tau_B = t_{рз} + t_{ов},$$

где $t_{рз}$ – время действия релейной защиты трансформатора ГПП, с;

$t_{ов}$ – время отключения выключателя, с.

$$\tau_B = 0,12 + 0,055 = 0,175 \text{ с.}$$

Допустимое напряжение прикосновения $U_{пр.доп} = 400 \text{ В}$ [47].

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		105

Коэффициент прикосновения

$$K_{\text{п}} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_{\text{в}} \cdot L_{\text{г}}}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}},$$

где $M = 0,5$ – параметр, зависящий от соотношения ρ_1/ρ_2 ;

$L_{\text{г}} = 360$ м – длина горизонтальных заземлителей;

$l_{\text{в}} = 5$ м – длина вертикального заземлителя;

$a = 10$ м – расстояние между вертикальными заземлителями;

β – коэффициент, учитывающий сопротивление стекания тока на землю.

Коэффициент, учитывающий сопротивление стекания тока на землю

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}},$$

где $R_{\text{ч}} = 1000$ Ом – сопротивление тела человека.

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 1060} = 0,38.$$

$$K_{\text{п}} = \frac{0,5 \cdot 0,38}{\left(\frac{5 \cdot 360}{10 \cdot \sqrt{1803}} \right)^{0,45}} = 0,099.$$

Потенциал на земле

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп.}}}{k_{\text{п}}}.$$

$$U_3 = \frac{400}{0,1} = 4000 \text{ В.}$$

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R_3 = \frac{U_3}{I_3}.$$

$$R_3 = \frac{4000}{3010} = 1,33 \text{ Ом.}$$

Число вертикальных заземлителей:

$$n_{\text{в}} = \frac{4\sqrt{S}}{2 \cdot l_{\text{в}}}.$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ

Лист

106

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{1803}}{2 \cdot 5} = 17,0.$$

Принимаем $n_B = 17$ шт.

Число ячеек по сторонам квадрата

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1.$$

$$m = \frac{360}{2 \cdot \sqrt{1803}} - 1 = 3,8.$$

Принимаем $m = 4$.

Длина полос в расчётной модели:

$$L'_r = 2\sqrt{S} \cdot (m + 1).$$

$$L'_r = 2 \cdot \sqrt{1803} \cdot (4 + 1) = 424,6 \text{ м.}$$

$$L_B = l_B \cdot n_B.$$

$$L_B = 5 \cdot 17 = 85 \text{ м.}$$

Длина стороны ячейки

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}.$$

$$b = \frac{\sqrt{1803}}{4} = 10,6 \text{ м.}$$

Относительная глубина

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \geq 0,1.$$

$$\frac{5 + 0,7}{\sqrt{1803}} = 0,13 \geq 0,1 \text{ м.}$$

Тогда

$$A = 0,356 - 0,25 \cdot 0,13 = 0,324.$$

При $\frac{\rho_1}{\rho_2} = 0,8$; $a/l_B = 2$ определяем:

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		107

$$\frac{1-t}{I_B} = \frac{2-0,7}{5} = 0,26,$$

$$R_3 = 1 \cdot \rho_2.$$

$$R_3 = 1 \cdot 100 = 100 \text{ Ом/м.}$$

Общее сопротивление сложного заземлителя:

$$R_3 = A \cdot \frac{R_3}{\sqrt{S}} + \frac{R_3}{L_r},$$

$$R_3 = 0,324 \cdot \frac{100}{\sqrt{1803}} + \frac{100}{424,6} = 0,99 \text{ Ом.}$$

$$U_{пр} = K_{п} \cdot I_3 \cdot R_3.$$

$$U_{пр} = 0,1 \cdot 3010 \cdot 0,99 = 298,0 \text{ В.}$$

$$U_{пр} = 298 \text{ В} < U_{пр.доп.} = 400 \text{ В.}$$

12.7 Пожарная безопасность

На территории ОРУ-110 кВ устанавливаются элегазовые выключатели, поэтому ОРУ-110 кВ относится к категории В4 [48]. Конструкция ОРУ выполняется из негорючих материалов (железобетон, металл) [49]. По степени пожарной опасности ЗРУ-10 кВ относится к производственным сооружениям категории В4 [48], так как в ЗРУ-10 кВ устанавливаются вакуумные выключатели.

Согласно [48, 49] с целью предупреждения возникновения пожара в распределительных устройствах 110 и 10 кВ на ГПП предусматриваются следующие технические мероприятия и решения.

Электрооборудование и сети в процессе эксплуатации не должны перегреваться выше допустимых пределов, а при коротких замыканиях иметь достаточную отклоняющую способность и термическую стойкость. Силовые трансформаторы оборудованы газовой защитой, срабатывающей на сигнал и отключение.

Для предотвращения растекания масла при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов выполняются маслоприемники, рассчитанные на прием 100 % масла, содержащегося в корпусе трансформатора (10,75 тн). Удаление масла из маслоприемника предусмотрено переносным насосным агрегатом. Маслоприемные устройства необходимо содержать в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы.

Фундаменты под маслonaполненные трансформаторы выполнены из негорючих материалов. Так же для предотвращения растекания масла выполняется подсыпка гравия.

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		108

Гравийная засыпка должна содержаться в чистом состоянии и не реже одного раза в год промываться. Здание ЗРУ выполняется из алюминиевых панелей с минеральными утеплителями, относящихся к группе несгораемых со степенью огнестойкости 0,5 часа. Отходящие кабели прокладываются в кабельных траншеях. ЗРУ имеет 2 выхода по концам наружу, с самозапирающимися замками, открываемыми со стороны ЗРУ без ключа.

Двери должны быть обиты железом с асбестовой подкладкой и иметь ширину не менее 0,75 м и высоту 1,9 м. Открывание дверей между помещениями ЗРУ разных напряжений необходимо предусматривать в сторону помещения низшего напряжения. Помещение РУ более высокого напряжения должны быть оборудованными воротами с железными створками для перемещения через них габаритного оборудования (например, ячеек КРУ). Перекрытие кабельных каналов рекомендуется выполнять съемными плитами из несгораемых материалов в уровень с чистым полом помещения.

Для локализации очагов пожара на ГПП предусмотрены первичные средства пожаротушения [50]:

1 ОРУ-110 кВ:

– пожарный щит ЩП-Е с принадлежностями (багор – 1 шт; комплект для резки электропроводов: ножницы диэлектрические, боты диэлектрические, коврик – 1 комп; противопожарное полотно – 1 шт; лопата совковая – 1 шт; ящик для песка ЯП-0,5 – 1шт, огнетушитель ОП-8 – 1 шт).

– ящик с песком у каждого трансформатора.

2 ЗРУ-10 кВ:

– ящик с песком,

– пожарный щит ЩП-Е с принадлежностями, в составе: багор – 1 шт; комплект для резки электропроводов: ножницы диэлектрические, боты диэлектрические, коврик – 1 комп; противопожарное полотно – 1 шт; лопата совковая – 1шт; ящик для песка ЯП-0,5 – 1 шт, огнетушитель ОП-8 – 1 шт.

12.8 Освещение ОРУ 110/10 кВ

Площадь ОРУ-110 кВ:

$$S = L \cdot h ,$$

где L – длина территории ОРУ-110/10 кВ, м;

h – ширина территории ОРУ-110/10 кВ, м.

$$S = 52,25 \cdot 34,5 = 1803 \text{ м}^2.$$

Норма освещённости $E_n = 10,0$ лк [51].

Суммарный световой поток [52]

$$\sum \Phi = E_n \cdot S \cdot k_3 \cdot k_n ,$$

где $k_3 = 1,5$ - коэффициент запаса, учитывающий потери света от загрязнение отражателя, защитного стекла, лампы;

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		109

$k_{\pi} = 1,5$ - коэффициент, учитывающий потери света в зависимости от конфигурации освещённой площадки.

$$\Sigma\Phi = 10 \cdot 1803 \cdot 1,5 \cdot 1,5 = 40568 \text{ лк.}$$

Для освещения принимаем светильники марки РКУ37-250-001У1 с технической характеристиками [52]:

- тип лампы – ДРЛ-250;
 - КПД светильника $\eta = 0,60$;
 - максимальная сила света $I_{\max} = 16000$ кд;
 - световой поток лампы прожектора $\Phi_{\pi} = 18000$ лм.
- Необходимое число прожекторов:

$$N_{\text{пр}} = \frac{\Sigma\Phi}{\Phi_{\pi} \cdot \eta_{\text{пр}}}.$$

$$N_{\text{пр}} = \frac{40568}{18000 \cdot 0,60} = 3,8.$$

Принимаем число светильников равное 4.

Определим высоту установки прожектора [52]:

$$H = \sqrt{\frac{I_{\max}}{700}}.$$

Согласно [51] – нормируемой освещенности 10 лк соответствует величина $I_{\max}/H^2 = 700$, тогда получаем

$$H = \sqrt{\frac{16000}{700}} = 4,8 \text{ м.}$$

Четыре светильника устанавливаем на мачтах освещения на четырех сторонах ОРУ-110 кВ.

12.9 Требования безопасности в АКБ

Помещение, предназначенное для заряда аккумуляторных батарей (АКБ), относится к взрывоопасным класса В-Ia [12, п.4.4.2]. Поэтому светильники, устанавливаемые в АКБ, имеют взрывозащищенное исполнение, а один из светильников подключается к сети аварийного освещения [12, п.4.4.13], а также выключателя освещения располагаются вне помещения, для предотвращения пожара

Аккумуляторные батареи выбираются комплектными и располагаются на полках в шкафах, данные шкафы располагаются в один ряд с шириной 0,8 м.

В помещении АКБ устанавливается общеобменная искусственную приточно-вытяжную вентиляцию. При этом предусматривается, чтобы производительность приточной вентиляции была на 5% меньше производительности вытяжной вентиляции.

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		110

Отсос газов производится как из верхней, так и из нижней части помещения со стороны, противоположной притоку свежего воздуха. Вентиляционные короба располагаются рядом с аккумуляторными батареями.

Кроме того, выполняется естественная вытяжная вентиляция, которая обеспечивает однократный обмен воздуха в час [12, п.4.4.40].

Определим кратность воздухообмена помещения АКБ. Объем помещения равен $V=63,8 \text{ м}^3$, напряжение оперативного тока 220 В, в качестве источников постоянного оперативного тока используем АКБ типа СК-14.

Воздухообмен

$$L = 0,0115 \cdot C \cdot n,$$

где n - число аккумуляторов;

C – емкость аккумулятора, А·ч.

$$L = 0,0115 \cdot 1008 \cdot 12 = 139,1 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Кратность

$$K = \frac{L}{V}.$$

$$K = \frac{139,1}{63,8} = 2,2 \text{ ч}.$$

Вся система вентиляции выполняется автономной от других систем. Электродвигатель привода вентилятора размещаем вне помещения АКБ. Выброс воздуха осуществляем через шахту, превышение которой над кровлей 2 м. Шахта защищается от попадания в нее атмосферных осадков.

Выводы по разделу двенадцать

В данном разделе рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности на примере главной понизительной подстанции, в частности выполнены подробные расчеты защитного заземления, освещения и молниезащиты, особое внимание уделено вопросам электробезопасности при производстве ремонтных работ и при эксплуатации электроустановок.

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		111

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе выполнен расчет электрических нагрузок группы цехов завода железобетонных изделий, согласно усовершенствованному методу упорядоченных диаграмм, который позволил разработать схемы внешнего и внутреннего электроснабжения.

Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения производился путем сравнения технико-экономических показателей схем на напряжения 35 и 110 кВ. В результате схема внешнего электроснабжения напряжением 110 кВ получилась дешевле и, как следствие, наиболее рациональной

Выбраны мощность, количество и место установки цеховых трансформаторов с современными трансформаторами типа ТМГ, обеспечивающими минимальные затраты при эксплуатации, малые габариты ТП и высокую надежность работы подстанций.

Распределение электрической энергии внутри предприятия осуществляется на напряжении 10 кВ по смешанной схеме, обеспечивающей оптимальные режимы работы электрической сети, надлежащее качество электроэнергии и надежность. Учитывая климатические условия, характеристики грунта и плотность застройки было принято решение прокладывать кабельные линии преимущественно в траншеях. В качестве проводника использовались кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПвЭКП-10 сечением 50, 70, 120 мм².

В проекте уделено внимание вопросу компенсации реактивной мощности. Это объясняется низким значением средневзвешенного коэффициента мощности на предприятии, высокой стоимостью электроэнергии и значительным потреблением реактивной мощности. Выбор оптимального местоположения и мощности компенсирующих устройств позволило оптимизировать режимы работы электрической сети и, как следствие, улучшить экономические показатели ее работы.

В качестве спецвопроса рассмотрена организация системы учёта электрической энергии на предприятии, которая позволит повысить достоверность и точность учёта электроэнергии, сохранить дифференцированный тариф, обеспечит оперативность контроля потребления электроэнергии и, в конечном итоге, повысит эффективность работы предприятия в целом.

В разделе релейная защита приведено подробное описание и расчет уставок защиты синхронного двигателя номинальной мощностью 800 кВт.

Особое внимание в работе уделено вопросам охраны труда в электроустановках. Приведены основные положения по безопасности жизнедеятельности в отношении действующих электроустановок, произведён расчет защитного заземления и молниезащиты, а также выбор средств освещения и средств защиты от поражения электрическим током.

В результате проведенных расчетов была спроектирована система электроснабжения группы цехов завода железобетонных изделий, отвечающая всем требованиям по качественному и надёжному электроснабжению.

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		112

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Каталог продукции АО «ННПО им.М.В. Фрунзе». Счетчики электроэнергии. – <http://www.nzif.ru/schetchiki-elektroenergii.html>.
- 2 Счетчики электрической энергии компании ISKRAEMECO. – <http://www.energymarket.com.ru/catalog/count-electro/iskra>.
- 3 Счетчики электроэнергии компании Elgama Elektronika. – <https://www.elgama.eu/ru/products-solutions/electricity-meters>.
- 4 Счетчики и системы учета компании Landis & Gyr. – http://nepa-ru.com/Landys+Gyr_files/zxd400/00_web_zmd400_leaflet_ru.pdf.
- 5 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник / Б.И. Кудрин. – М.: Издательский центр «Академия», 2012. – 352 с.
- 6 Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю.Г. Барыбина. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
- 7 РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 12 с.
- 8 Справочная книга для проектирования электрического освещения / под ред. Г.М. Кнорринга. – СПб.: Энергоатомиздат, 1992. – 448 с.
- 9 Липкин, Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок / Б.Ю. Липкин. – М.: Высшая школа, 1990. – 359 с.
- 10 Киреева, Э.А. Справочник электрика / Э.А. Киреева, С.А. Цырук. – М: Колос, 2007. – 464с.
- 11 Рекомендации по проектированию систем внутрицехового электроснабжения с параллельной работой трансформаторов КТП. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 24 с.
- 12 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп. – Челябинск: ООО «Центр безопасности труда», 2006. – 848 с.
- 13 Выключатели вакуумные ВБЭТ-35Ш-25/630-1600УХЛ1. – http://www.ues.su/product_img/switches/vbet35/vbet35.pdf.
- 14 Выключатель элегазовый баковый типа ВЭБ-110. – http://www.uetm.ru/files/katalog_VEB-11.pdf.
- 15 Разъединители серии РГ на напряжение 35 – 500 кВ. – http://www.ues.su/product_img/razyed/rg35/ues_zeto_catalog_rg35.pdf.
- 16 Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М. – http://www.nzif.ru/uploads/sel/psch4tm03m/ruk_03_02_m.pdf.
- 17 Трансформатор напряжения НАМИ-35УХЛ1. – <http://www.ues.su/catalog/item211/>.
- 18 Трансформаторы напряжения типа ЗНОГ-110. – http://www.vit.zp.ua/documents/oelo/ru/znog-110_ru.pdf.
- 19 Ограничители перенапряжения нелинейные. – http://www.uik.ru/net-cat_files/696/638/h_4d82627dfea00289f4895db29b4c87fe.

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		113

20 Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 29 декабря 2016 г. №67/9 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на территории Челябинской области. – <http://www.tarif74.ru/LegalActs/Show/11348>.

21 Информация на сайте ПАО «Челябэнергосбыт», для юридических лиц, в разделе «Нерегулируемые тарифы», в разделе «Средневзвешенные нерегулируемые цены на оптовом рынке для покупателей с интегральным учетом». – <http://www.esbt74.ru>

22 Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанции и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК». – М.: МРСК, 2012. – 72 с.

23 НТП ЭПП-94. Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Изд-во стандартов, 1994. – 48 с.

24 Каталог продукции. Кабели и провода. – <https://www.holdcable.com/production/cat>.

25 Комплектные распределительные устройства внутренней установки 6-10 кВ. – http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/2_kru2006.pdf.

26 Вакуумные выключатели типа ВВЭ. – <http://www.konstalin.ru/?startid=3&id=161>.

27 Измерительные трансформаторы тока. – http://www.czt.ru/transformator_to-ka.html.

28 Трансформаторы напряжения НАМИ трехфазные антирезонансные трехобмоточные на напряжение 6 и 10 кВ. – http://www.elektrozavod.ru/production/3_5.

29 Камеры (ячейки) КСО. – https://www.chelzeo.ru/catalog/kameru_kso/kameri_sbornie_odnostoronnego_obs_luzhivaniya_serii_kso-366.

30 Комплектные токопроводы и шинопроводы. – http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/3_compl_tokopr_shinoprov2007.pdf.

31 ГОСТ Р 52736-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. – М.: Стандартинформ, 2007. – 44 с.

32 Автоматические выключатели серия «Электрон». – http://www.kontaktor.ru/auto_breakers/detail_page.php?ID=201.

33 Приложение 5 «Индексы изменения сметной стоимости на 3 квартал 2017 г.» к письму Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 05.10.2017 г. №35948-ХМ/09.

34 Комплектные конденсаторные установки от 0,4 до 10 кВ. – http://slavenergo.ru/kondensatornaja_ustanovka.

35 Овчаренко, А.С. Повышение эффективности электроснабжения промышленных предприятий: учебник / А.С. Овчаренко.– Киев.: Техника, 1989. – 287 с.

36 Гуртовцев, А. Комплексная автоматизация энергоучета на промышленных предприятиях и хозяйственных объектах / А. Гуртовцев // СТА, 2014. – №3. – 44–45.

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		114

37 Автоматизированные системы контроля и учета энергоносителей (АСКУЭ) на промышленных предприятиях. – http://edulib.pgta.ru/els/as_ucheta_energonositeley.pdf.

38 АСКУЭ в промышленности. – http://www.taes.ru/askue_prom.htm.

39 ПО АльфаЦЕНТР. – <http://www.alphacenter.ru/cgi-bin/ViewNews.aspx?newsid=2&newstype=1#5>.

40 RTU-325. – <http://www.elstersolutions.com/ru/product-details-all-regions/8-50/ru/RTU-325?fid=F032EA0A896F40B486350FF21BE30E5E#sbox0=field2>.

41 Руководство по эксплуатации Sepam серии 80. – <http://www.pro-schneider.ru/content/files/183.pdf>.

42 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика СЭС: учебник для ВУЗов / В.А. Андреев. – 3-е изд. – М.: ВШ, 2006. – 412 с.

43 Техническая коллекция Schneider Electric. Выпуск №3. Методика расчета уставок защит Sepam. – http://www.pro-schneider.ru/technical_support/technical_collection/3/.

44 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – Челябинск: ООО «Центр безопасности труда», 2006. – 273 с.

45 СО 153-34.03.603-2003. Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. – М.: Изд-во стандартов 2003. – 36 с.

46 СО 153-343.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, строений и промышленных коммуникаций. – М.: Энергоатомиздат, 2003 – 48 с.

47 ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. – М.: Энергоатомиздат, 1982 – 16 с.

48 Нормы пожарной безопасности 105-03. Определение категории помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 36 с.

49 СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. – М.: Изд-во стандартов, 1998. – 38 с.

50 ВППБ 01-02-95. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 36 с.

51 СНиП 23-05-10. Естественное и искусственное освещение. – М.: Изд-во стандартов, 2010. – 32 с.

52 Справочная книга по светотехнике / Под ред. Ю. Б. Айзенберга. – М.: Знак, 2006. – 952 с.

					13.03.02.2018.629.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		115