

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа энергетики

Отделение Электроэнергетики и электротехники

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Профиль Бакалавр

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Средства и способы компенсации реактивной мощности на промышленном предприятии УДК <u>658.26:621.3.016</u>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5АЗГ2	Шпенглер Кирилл Петрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Новиков С.А.	Д.Физ-Мат.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Калмыкова Е.Ю.	КЭН		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Амелькович Ю.А.	КТН		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
13.03.02 Электроэнергетика и электротехника	Шестакова В.В.	к.т.н., доцент		

Планируемые результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>Профессиональные</i>		
Р 1	Применять соответствующие гуманитарные, социально-экономические, математические, естественно-научные и инженерные знания, компьютерные технологии для решения задач расчета и анализа электроэнергетических систем и электрических сетей.	Требования ФГОС (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОПК-2, ОПК-3), <i>CDIO Syllabus</i> (1.1), Критерий 5 АИОР (п. 1.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 2	Уметь формулировать задачи в области электроэнергетических систем и сетей, анализировать и решать их с использованием всех требуемых и доступных ресурсов.	Требования ФГОС (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3), <i>CDIO Syllabus</i> (2.1), Критерий 5 АИОР (п. 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 3	Уметь проектировать электроэнергетические системы и электрические сети.	Требования ФГОС (ОК-3, ПК-3, ПК-4, ПК-9), <i>CDIO Syllabus</i> (4.4), Критерий 5 АИОР (п. 1.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 4	Уметь планировать и проводить необходимые экспериментальные исследования, связанные с определением параметров, характеристик и состояния электрооборудования, объектов электрических сетей энергосистем, а также энергосистемы в целом, интерпретировать данные и делать выводы.	Требования ФГОС (ОПК-2, ОПК-3, ПК-1, ПК-2, ПК-5, ПК-12, ПК-14, ПК-15), <i>CDIO Syllabus</i> (2.2), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных

Код результата	Результат обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
		стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 5	Применять современные методы и инструменты практической инженерной деятельности при решении задач в области электроэнергетических систем и электрических сетей.	Требования ФГОС (ОПК-2, ПК-11, ПК-13, ПК-18), <i>CDIO Syllabus</i> (4.5), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 6	Иметь практические знания принципов и технологий электроэнергетической отрасли, связанных с особенностью проблем, объектов и видов профессиональной деятельности профиля подготовки на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателях.	Требования ФГОС (ПК-4, ПК-5, ПК-6, ПК-7, ПК-8 ПК-9, ПК-16, ПК-17), <i>CDIO Syllabus</i> (4.6), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
<i>Универсальные</i>		
Р 7	Использовать знания в области менеджмента для управления комплексной инженерной деятельностью в области электроэнергетических систем.	Требования ФГОС (ПК-20, ПК-19, ПК-21), <i>CDIO Syllabus</i> (4.3, 4.7, 4.8), Критерий 5 АИОР (п. 2.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 8	Использовать навыки устной, письменной речи, в том числе на иностранном языке, компьютерные технологии для коммуникации, презентации, составления отчетов и обмена технической информацией в области электрических сетей энергосистем.	Требования ФГОС (ОК-5, ОПК-1, ПК-2), <i>CDIO Syllabus</i> (3.2, 4.7), Критерий 5 АИОР (п. 2.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

Код результата	Результат обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
Р 9	Эффективно работать индивидуально и в качестве члена или лидера команды, в том числе междисциплинарной, в области электроэнергетических систем и сетей.	Требования ФГОС (ОК-6), <i>CDIO Syllabus</i> (3.1), Критерий 5 АИОР (п. 2.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 10	Проявлять личную ответственность и приверженность нормам профессиональной этики и нормам ведения комплексной инженерной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1, ОК-2, ОК-5, ОК-6), <i>CDIO Syllabus</i> (2.5), Критерий 5 АИОР (п. 2.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 11	Осуществлять комплексную инженерную деятельность в области электроэнергетических систем и сетей с учетом правовых и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности.	Требования ФГОС (ОК-4, ОК-8, ОК-9, ПК-3, ПК-4, ПК-10), <i>CDIO Syllabus</i> (4.1), Критерий 5 АИОР (п. 2.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 12	Быть заинтересованным в непрерывном обучении и совершенствовании своих знаний и качеств в области электроэнергетических систем и сетей.	Требования ФГОС (ОК-7, ОК-8), <i>CDIO Syllabus</i> (2.6), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

Министерство образования и науки Российской Федерации
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа энергетики

Отделение Электроэнергетики и электротехники

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Профиль _____

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП 13.03.02

_____ Шестакова В.В.

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-5А3Г2	Шпенглер Кирилл Петрович

Тема работы:

Средства и способы компенсации реактивной мощности на промышленном предприятии	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	01.02.2018, 013

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2018
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. Д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. Д.).</i></p>	
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
Раздел	Консультант

Социальная ответственность	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата

Министерство образования и науки Российской Федерации
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа энергетики

Отделение Электроэнергетики и электротехники

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Профиль _____

Период выполнения (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2018
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	
	Социальная ответственность	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
13.03.02 Электроэнергетика и электротехника	Шестакова В.В.	к.т.н., доцент		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 79 с., 11 рисунков, 20 таблиц, 8 источников, 6 приложений, 3 листа графического материала.

Ключевые слова: режимы энергосистем, надежность, средства и способы компенсации реактивной мощности на промышленных предприятиях.

Объектом изучения является схема энергосистемы 500/220/110/35/10 кВ, ее режимные характеристики и характеристики надежности.

Цель работы – исследование режимов энергосистемы, надежности генерирующей части и надежности электроснабжения; проработка методов краткосрочного прогнозирования графиков нагрузки промышленного предприятия.

Оглавление

Введение.....	
1 Режимы энергосистем.....	
1.1 Исходные данные.....	
1.2 Расчет исходных режимов энергосистем С1 и С2.....	
1.3 Расчет режимов объединенной энергосистемы.....	
2 Надежность энергосистем.....	
2.1 Постановка задачи.....	
2.2 Расчет уровня технического резерва генерирующей мощности.....	
2.3 Освоение методики расчета технического резерва на примере простой модели возникновения дефицита мощности.....	
2.4 Определение нормативного уровня резерва генерирующей мощности с учетом плановых предупредительных ремонтов.....	
2.5 Оценка структурной надежности узла нагрузки.....	
3 Средства и способы компенсации реактивной мощности на промышленных предприятиях.....	
3.1 Реактивная мощность в системах электроснабжения.....	
3.2 Теория компенсации реактивной мощности.....	
3.3 Источники реактивной мощности.....	
3.4 Как компенсировать реактивную мощность.....	
3.5 Где необходима компенсация реактивной мощности.....	
3.6 Средства компенсации реактивной мощности.....	
Заключение.....	
Список использованных источников.....	
Приложение А Режимы энергосистем.....	
Приложение Б Режимная надежность энергосистем.....	
Приложение В Структурная надежность энергосистем.....	
Диск.....	обратная сторона

Введение

В настоящее время в связи с использованием энергии в промышленности и применения различных электробытовых приборов необходимо дальнейшее развитие электроэнергетики. В последнее время происходит рост единичных мощностей генераторов и суммарных мощностей электростанции, увеличивается напряжение и протяженность линий электропередач, усложняется электрическое оборудование. Все это выдвигает новые требования к формированию знаний в области теории расчетов и анализа режимов электрических систем, обеспечение при их проектировании и эксплуатации, повышению экономичности, надежности, а также к качеству электроэнергии.

Из всего вышесказанного следует, что расчет режимов энергосистем необходим. Эффективность функционирования энергосистем невозможна при несоблюдении требований по частоте, напряжению и потокам мощности. Данные режимные характеристики как раз и рассматриваются в данной работе.

При несоблюдении требований надежности энергосистема также будет функционировать неэффективно, а в определенных случаях это может привести к серьезным последствиям. Характеристики надежности заданной энергосистемы также рассматриваются в данной работе.

Также в данной работе рассматриваются средства и способы компенсации реактивной мощности на промышленных предприятиях, это является актуальным вопросом, как для поставщика так и для потребителя.

1 Режимы энергосистем

В данной работе будут рассмотрены установившиеся режимы электрических сетей, т.е. такие режимы, при которых параметры режима можно принять постоянными в течение длительного времени.

Применительно к районным, местным, городским сетям допустимость режима определяется в основном по уровням напряжений в узлах, токам в элементах и степени надежности. Наличие телеметрических систем позволяет отслеживать текущие состояния, но оценить возможные режимы и особенно послеаварийные они не могут. Поэтому эксплуатационникам и особенно диспетчерским службам приходится исследовать возможные состояния сетей путем проигрывания различных ситуаций на математических моделях. Анализ полученных результатов позволяет выявить наиболее слабые места, оценить чувствительность сети к возмущениям, отметить факторы, важные при проектировании развития сетей и, наконец, выработать инженерную инструкцию в понимание свойств эксплуатируемых сетей.

С изменением мощности нагрузок и появлением новых потребителей необходимо рассматривать вопросы обеспечения потребителей требуемой электроэнергией и надежного электроснабжения. Потребитель должен получать качественную электроэнергию в требуемом объеме независимо от режима в энергосистеме.

1.1 Исходные данные

В данной работе рассмотрен случай объединения двух энергосистем, схемы которых показаны на рисунке Г (приложение Г) и на рисунке Д (приложение Д).

Параметры линий, нагрузок и трансформаторов каждой из системы известны и приведены в таблицах А.1, А.2, А.3 (приложение А).

Существующее состояние:

В рассматриваемом районе электроснабжение потребителей осуществляется от изолированно работающих систем С1 и С2. Каждая из энергосистем содержит по одной электростанции. Система С1 обеспечивает питание нагрузок Н1 и Н3, а система С2 – Н4 и Н6 соответственно. Подстанция №6 представлена одним трансформатором.

Развитие системы:

В результате роста промышленности по прогнозам ожидается увеличение электрических нагрузок существующих потребителей электрической энергии, а также появление новых. В частности в энергосистеме С2 появляется нагрузка Н5 и увеличивается в 2 раза нагрузка на подстанции №6. Для покрытия перспективных нагрузок в системах С1 и С2 планируется ввод новых генерирующих мощностей в системе С1, строительство линии межсистемной связи между С1 и С2, развитие электрической сети в системе С2 для питания нагрузки Н5, установка второго трансформатора на п/с №6.

Постановка задачи:

- Определить величину генерирующей мощности, необходимой для питания нагрузок в системе С2. В качестве балансирующего принять узел 0011.
- Выбрать параметры электрической сети для питания нагрузки Н5 и увеличенной нагрузки Н6.
- Выбрать параметры ЛЭП между системами С1 и С2, обеспечивающей передачу балансового перетока в систему С2 из системы С1.
- Провести расчеты установившихся режимов существующей и перспективной схем для максимальных и минимальных значений нагрузок энергосистемы с введением их в допустимую область по токам и напряжениям.

- Выполнить расчеты потерь на корону в ЛЭП 220 кВ для режимов максимальных и минимальных нагрузок в тяжелых погодных условиях по трассам всех линий.

1.2 Расчет исходных режимов энергосистем С1 и С2

1.2.1 Расчет режима максимальных нагрузок энергосистемы С1

Схема формируется при помощи включения выключателей и разъединителей. Для данной схемы проводится расчет нормального максимального режимов. Используя степень свободы отпайки РПН трансформаторов, вводим режим в допустимую область.

Имитацией коммутационного состояния выключателей, формируется исходная схема питания подстанции 1 и 3 от энергосистемы С1. Рассчитываем установившийся режим, приняв в качестве балансирующего узел 0011. Шины 0011 в энергосистеме С1 являются шинами бесконечной мощности (ШБМ),

Результаты расчета всех режимов энергосистемы С1 представлены для отдельных элементов энергосистемы: узлов нагрузки, линий, трансформаторов. Результаты расчета приведены в приложении А.

Расчет режима показал, что параметры режима заданы внутри области существования. Токи в ветвях имеют допустимые значения, напряжения в узлах – желаемые.

1.2.2 Расчет режима минимальных нагрузок энергосистемы С1

Рассчитываем установившийся режим, приняв в качестве балансирующего узел 0011. Так же, как и в предыдущем расчете, добиваемся желаемого уровня

напряжения у потребителей. В режиме минимальных нагрузок мощности на шинах составляют 50% от мощностей в максимальном режиме.

Результаты расчета режима минимальных нагрузок системы С1 приведены в таблице А.5 (приложение А).

Расчет режима показал, что параметры режима заданы внутри области существования. Токи в ветвях имеют допустимые значения, напряжения в узлах – желаемые.

1.2.3 Расчет режима максимальных нагрузок энергосистемы С2

В данном расчете за балансирующий узел принимаем шину 10 кВ подстанции ПСЗ. При помощи РПН и ПБВ трансформаторов добиваемся желаемого уровня напряжения на потребителях (для потребителей 10 кВ желаемый уровень напряжения составляет 10.5 кВ, для потребителей 35 кВ – 38.5 кВ.)

Результаты расчета режима максимальных нагрузок системы С2 приведены в таблице А.6 (приложение А).

Расчет режима показал, что параметры режима заданы внутри области существования. Токи в ветвях имеют допустимые значения, напряжения в узлах – желаемые.

1.2.4 Расчет режима минимальных нагрузок энергосистемы С2

Расчет данного режима производится аналогично расчету режима максимальных нагрузок системы С2, только значения мощности потребителей составляют 50% от максимальной.

Результаты расчета режима минимальных нагрузок системы С2 приведены в таблице А.7 (приложение А).

Расчет режима показал, что параметры режима заданы внутри области существования. Токи в ветвях имеют допустимые значения, напряжения в узлах – желаемые.

1.3 Расчет режимов объединенной энергосистемы

Для перспективной схемы объединенной энергосистемы проведем расчет максимального, минимального и послеаварийных режимов с введением их в допустимую область.

Балансирующим узлом является узел 0011. Определим послеаварийный режим как установившийся режим после отключения линии ЛЗ.

Результаты расчета режима максимальных нагрузок объединенной системы приведены в таблице А.8 (приложение А).

Расчет режима показал, что параметры режима заданы внутри области существования, Токи в ветвях имеют допустимые значения, напряжения в узлах – желаемые.

1.3.1 Расчет режима максимальных нагрузок объединенной системы

В данном расчете балансирующим узлом является узел 0011. Добиваемся желаемого уровня напряжения у потребителей 10 и 35 кВ.

Результаты расчета режима максимальных нагрузок объединенной системы приведены в таблице А.8 (приложение А).

Расчет режима показал, что параметры режима заданы внутри области существования. Токи в ветвях имеют допустимые значения, напряжения в узлах – желаемые.

1.3.2 Расчет режима минимальных нагрузок объединенной системы

Расчет данного режима производим аналогично расчету режима максимальных нагрузок объединенной системы, только значения мощностей нагрузок составляют 50% от максимальных.

Результаты расчета режима минимальных нагрузок объединенной системы приведены в таблице А.9 (приложение А).

Расчет режима показал, что параметры режима заданы внутри области существования. Токи в ветвях имеют допустимые значения, напряжения в узлах – желаемые.

2 Надежность энергосистем

Под надежностью электроэнергетических систем понимают их свойство выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования. Функциями энергосистемы являются бесперебойное снабжение потребителей электроэнергией требуемого качества и недопущение ситуаций, опасных для жизни людей и окружающей среды.

Тот или иной уровень надежности измеряемой соответствующими показателями обеспечивается изменением конфигурации и структуры ЭС, изменением надежности и других технических характеристик ее элементов; созданием резервов мощности, запасов пропускной способности ЛЭП и т.д.; улучшением организации эксплуатации энергосистемы.

Под резервированием понимают повышение надежности введением дополнительных средств и возможностей помимо минимально необходимых для выполнения объектом заданных функций.

Надежность энергосистем определяется исходя из надежности отдельных элементов, составляющих данную энергосистему, схемы и режима, а также способностью выдерживать аварии без перерывов электроснабжения потребителей, не подключенных к автоматической частотной разгрузке (АЧР).

2.1 Постановка задачи

Для объединенной энергосистемы в максимальном режиме работы требуется определить уровень технического резерва генерирующей мощности.

Решение поставленной задачи целесообразно разделить на два этапа:

1. Определить уровень резерва генерирующей мощности с учетом планово-предупредительных ремонтов, и довести их до нормативных.

2. Определить надежность электроснабжения узлов нагрузки.

Резервом генерирующей мощности ЭС называется разность между располагаемой мощностью ЭС и ее нагрузкой в данный момент времени.

Основным признаком, в соответствии с которыми осуществляется классификация составляющих резерва генерирующей мощности, является мобильность – время от момента возникновения потребности в резерве до момента полного использования резерва для покрытия потребности.

По функциональному назначению резерв генерирующей мощности разделяется на две арифметически суммируемые составляющие: ремонтный резерв и оперативный резерв.

Оперативный резерв предназначается для компенсации небаланса между генерированием и потреблением мощности, вызванного отказами элементов (оборудования), непредвиденным увеличением нагрузки, а также ее случайными колебаниями.

Оперативный резерв в свою очередь делят на аварийный и нагрузочный. Аварийный резерв служит для компенсации снижения располагаемой мощности системы, вызванного частичными или полными отказами элементов (оборудования). Нагрузочный резерв служит для компенсации покрытия непредвиденного увеличения нагрузки, включая ее случайные колебания.

Оперативным резервом мощности обеспечивается: первичное регулирование частоты, вторичное регулирование (ограничение перетоков мощности, регулирование частоты), быстрая коррекция режима, компенсация небалансов мощности и дооптимизация режима за рассматриваемый час работы системы, компенсация небалансов мощности за рассматриваемые сутки (или несколько суток) работы системы.

Все перечисленные виды резерва могут быть объединены под названием технического резерва энергетической системы. Величину технического резерва

и будем определять в данной работе.

Величина резерва должна быть такой, чтобы обеспечить требуемое (нормируемое) значение показателей надежности электроснабжения потребителей:

- вероятность бездефицитной работы системы больше либо равна 0,996;
- индекс надежности (коэффициент обеспеченности электрической энергией) больше либо равен 0,999.

3 Средства и способы компенсации реактивной мощности на промышленных предприятиях

Целью данной работы является рассмотрение средств и способов компенсации реактивной мощности на промышленных предприятиях.

Развитие электрификации народного хозяйства приводит к росту потребления реактивной мощности в узлах нагрузки электрических систем. Концентрация производства электроэнергии на мощных электростанциях увеличивает дальность передачи энергии к узлам нагрузки и вызывает значительные потери в электрических сетях, что, как правило, экономически нецелесообразно. В то же время генерация реактивной мощности может достаточно просто производиться в местах ее потребления.

3.1 Реактивная мощность в системах электроснабжения

Большинство ЭП потребляют из электрической сети определенную мощность $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$ т.е. по сети протекает активная мощность P [кВт] и реактивная Q [кВАр].

Загрузка системы электроснабжения определяется полной мощностью S [кВА], активная составляющая которой P [кВт] представляется полезно потребленной и обратно к источнику питания не возвращается. Реактивная составляющая Q [кВАр] полной мощности S [кВА] расходуется на создание магнитных полей в отдельных элементах электрической сети, в частности: трансформаторах, электрических двигателях, линиях электропередачи, газоразрядных источниках света, дуговых сталеплавильных печах и др.

Практически она не потребляется, а перетекает от источника питания (генератора) к электроприемнику и обратно с частотой $f = 2 \cdot f_{50}$. В электрической цепи, состоящей из индуктивности, в течение $\frac{1}{4} T_{50}$ магнитный поток в электроприемнике возрастает, происходит накопление реактивной мощности (магнитной энергии), во второй четверти T_{50} реактивная мощность (магнитной энергии), перетекает к ИП; в $\frac{3}{4} T_{50}$ в ЭП опять происходит накопление энергии магнитного поля и в последней четверти реактивная мощность Q перетекает (в обратном направлении) к ИП (генератору). Для такой пульсации Q – от генератора к ЭП и обратно – не требуется никаких затрат. Но так как это перетекание Q совершается через элементы сети, содержащие активное сопротивление R , то на его нагрев расходуется мощность $\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot R$ т.е. от генератора требуется энергия, однако о расходе реактивной мощности речь не идет.

Несмотря на то, что на выработку РМ, активная мощность, а следовательно, и топливо непосредственно не расходуется, ее передача по сети вызывает затраты активной энергии, которые покрываются активной энергией генераторов (за счет дополнительного расхода топлива). Кроме того, передача РМ дополнительно загружает электрические сети и установленное в них оборудование (в первую очередь силовые трансформаторы), отнимая некоторую часть их пропускной способности.

Но в то же время, реактивная энергия может производиться непосредственно в месте потребления. Подобная практика широко распространена во всем мире и известна под термином «компенсация реактивной мощности» (КРМ) – одного из наиболее эффективных средств обеспечения рационального использования электроэнергии.

3.2 Теория компенсации реактивной мощности

В электрических цепях протекающий ток синфазен (не опережает и не запаздывает) от напряжения, когда нагрузка имеет активный (резисторы) характер. Когда ток отстает от напряжения, нагрузка индуктивная (двигатели, трансформаторы на холостом ходу), когда ток опережает напряжение, нагрузка имеет емкостной характер (конденсаторы).



Рисунок 3.1 – угол сдвига фаз между током и напряжением

Суммарный ток, потребляемый двигателем, определяется векторной суммой (рисунок 3.2).

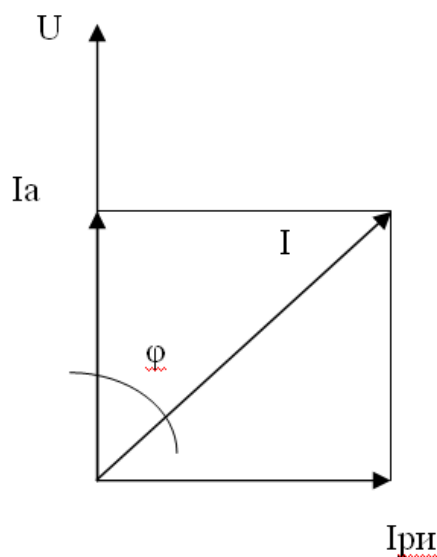


Рисунок 3.2 – Векторная диаграмма:

1) I_a – активный ток

2) $I_{ри}$ – реактивный ток индуктивного характера

К этим токам привязаны мощности, потребляемые двигателем:

1. P – активная мощность привязана к I_a ;
2. Q – реактивная мощность привязана к $I_{ри}$;
3. S – полная мощность, потребляемая двигателем.

Реактивная мощность не производит механической работы, хотя она и необходима для работы двигателя, поэтому ее необходимо получать на месте, чтобы не потреблять ее от энергоснабжающей организации. Тем самым мы снижаем нагрузку на провода и кабели, повышаем напряжение на клеммах двигателя, снижаем платежи за реактивную мощность, имеем возможность подключить дополнительные станы за счет снижения тока, потребляемого с силового трансформатора.

Параметры, определяющие потребление реактивной мощности $\cos \varphi$

$$\cos \varphi = P / S$$

где P – активная мощность первой гармоники 50 Гц,

S – полная мощность первой гармоники 50 Гц.

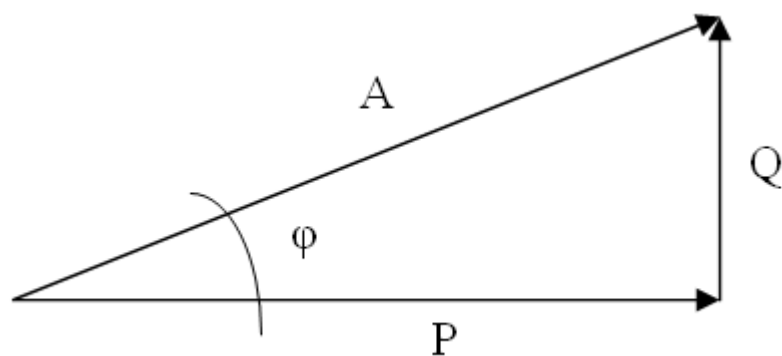


Рисунок 3.3

Таким образом, $\cos(\varphi)$ уменьшается, когда потребление реактивной мощности нагрузкой увеличивается. Необходимо стремиться к повышению $\cos(\varphi)$, т.к. низкий $\cos(\varphi)$ несет следующие проблемы:

1. Высокие потери мощности в электрических линиях (протекание тока реактивной мощности) . $\Delta P = \frac{P^2 R + Q^2 X}{U^2}$

2. Высокие перепады напряжения в электрических линиях (например, 330...370 В, вместо 380 В) . $\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U}$

3. Необходимость увеличения габаритной мощности генераторов, сечения кабелей, мощности силовых трансформаторов.

Из всего вышеприведенного понятно, что компенсация реактивной мощности необходима. Конденсаторы нужны, чтобы скомпенсировать реактивную мощность двигателей.

3.3 Источники реактивной мощности (ИРМ)

Потребности предприятия в реактивной мощности покрываются за счет источников энергосистемы, основными из которых являются генераторы

электростанции и синхронные компенсаторы, и собственные ИРМ на предприятии.

Большинство электрических устройств (двигатели, трансформаторы, кондиционеры, статические преобразователи, конвейеры, люминесцентные лампы и т.д.) наряду с активной мощностью потребляют и реактивную мощность, т.к. они имеют обмотки с довольно большой индуктивностью. Наличие реактивной мощности приводит к необходимости использовать более мощные трансформаторы и кабели, чем это требуется при активной нагрузке. Величина реактивной нагрузки характеризуется значением $\cos(\varphi)$ в сети. При этом следует отметить, что потребляемая реактивная мощность не затрачивается на выполнение полезной работы, а фактически расходуется впустую.

Появление в сети реактивной нагрузки имеет, следующие негативные последствия:

- увеличение потребляемой мощности;
- уменьшение мощности, доступной вторичным трансформаторам;
- увеличение падений напряжения и потерь на нагревание в кабелях;
- сокращение срока службы оборудования;
- увеличение на 30-60% суммы платежа на потребляемую электроэнергию.

Кроме того, она создает значительные потери в сетях энергосистемы, поэтому энергосистемы и взимают плату за реактивную мощность, стимулируя потребителей для принятия мер к уменьшению ее потребления.

Компенсация реактивной мощности на промышленных предприятиях и в сельском хозяйстве с помощью конденсаторных установок является задачей необходимой и экономически оправданной. Срок окупаемости в зависимости от мощности и режима эксплуатации – от 5 до 18 месяцев.

Этот способ, при его рациональном применении дает возможность:

уменьшить потребление реактивной мощности и, тем самым, снизить оплату;

уменьшить потери активной мощности и энергии в системе электроснабжения предприятия, что снижает общее потребление электроэнергии и оплату за нее;

уменьшить мощность подстанций и сечения кабельных линий что снизит их стоимость;

увеличить пропускную способность системы электроснабжения потребителя, что позволит подключить дополнительные нагрузки без увеличения стоимости сетей;

улучшить качество электроэнергии за счет увеличения уровней напряжения в узлах сети;

Конденсаторы, последовательно включаемые в линию, подвергаются перенапряжениям. Кроме того, через них проходит полный рабочий ток линии. В связи с этими причинами для продольной компенсации применяются специальные конденсаторы, более устойчивые к перенапряжениям и броскам тока, чем конденсаторы, предназначенные для поперечной компенсации.

3.4 Как компенсировать реактивную мощность

Компенсация реактивной мощности производится путем подключения конденсаторных установок и конденсаторов. В зависимости от того, как включены в сеть компенсирующие устройства, компенсация разделяется на поперечную, и продольную. При поперечной компенсации компенсирующие устройства включаются в сеть параллельно электроприемникам, а при продольной включаются в цепь последовательно. Для поперечной компенсации могут использоваться все описанные выше устройства, а для продольной – только конденсаторы.

Подключая конденсаторы, мы уменьшаем потребление реактивной мощности через силовые трансформаторы у энергоснабжающей организации и улучшаем $\cos(\varphi)$. Необходимо поддерживать $\cos(\varphi) = 0,9..0,95$, для того, чтобы избежать платежей за потребление реактивной мощности, снизить нагрузку на кабели и трансформаторы, и в тоже время, застраховаться о перекомпенсации (работы с избыточным количеством конденсаторов), возможной при $\cos(\varphi) = 0,97$ и выше.

Более того, при повышении $\cos(\varphi)$ от 0,9 до 0,99 полный ток уменьшается всего на 3%, а мощность конденсаторной установки необходимая для этого увеличивается в 2 раза, ее стоимость в 1,5 раза, что экономически нецелесообразно.

Наиболее широко на промышленных предприятиях применяется поперечная компенсация. В зависимости от места подключения компенсирующего устройства поперечная компенсация может быть разделена на:

- Индивидуальную
- Групповую
- Централизованную

3.4.1 Индивидуальная компенсация

Индивидуальная компенсация – компенсация реактивной мощности каждой нагрузки отдельно (например, на клеммах двигателя). Это наиболее простое техническое решение. Конденсатор подбирается по мощности и $\cos(\varphi)$ двигателя, поэтому реактивная мощность двигателя компенсируется постоянно в течение всего дня, $\cos(\varphi)$ достаточно высок. Дополнительное преимущество индивидуальной компенсации реактивной мощности, это то что затраты на нее невелики.

Индивидуальная компенсация предпочтительна там, где:

- требуется компенсация мощных (свыше 20 кВт) потребителей;
- потребляемая мощность постоянна в течение длительного времени.

Недостатки данного вида КРМ – зависимость времени подключения КУ от времени включения электроприемников и необходимость согласования емкости КУ с индуктивностью компенсируемого электроприемника для предотвращения возникновения резонансных явлений или применения специальных схем подключения (переключения со «звезды» на «треугольник», подразумевающее параллельное подключение к обмоткам двигателя трех однофазных конденсаторов).

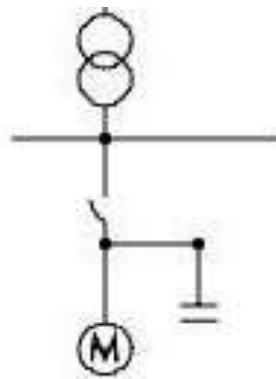


Рисунок 3.4 – Индивидуальная компенсация

3.4.2 Групповая (также нерегулируемая)

Применяется при КРМ нескольких индуктивных нагрузок, присоединенных к одному распределительному устройству с общей КУ. Увеличение коэффициента одновременности включения нагрузки снижает мощность и повышает эффективность работы КУ, которая может устанавливаться на стороне 0,4 кВ или 6(10) кВ. Недостатки – раздельная

коммутация КУ и неполная разгрузка распределительных сетей предприятия от РМ.

Групповая компенсация широко применяется в цехах, среда которых не агрессивна и не опасна с точки зрения пожара и взрыва. В противном случае компенсирующее устройство устанавливается в электропомещении и осуществляется централизованная компенсация.

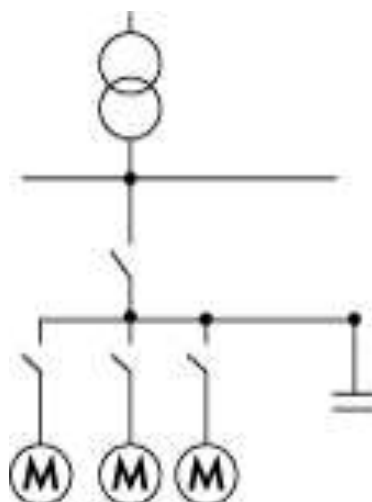


Рисунок 3.5 – Групповая компенсация

3.4.3 Централизованная (как правило регулируемая)

При централизованной компенсации компенсирующее устройство присоединяется к шинам подстанции на стороне до 1000 В (статические конденсаторы и синхронные двигатели) или к шинам распределительного пункта напряжением 6-10 кВ (синхронные двигатели). При централизованной компенсации компенсирующее устройство используется наиболее полно, однако при этом от реактивных токов не разгружаются все элементы распределительной сети, питающейся от подстанции.

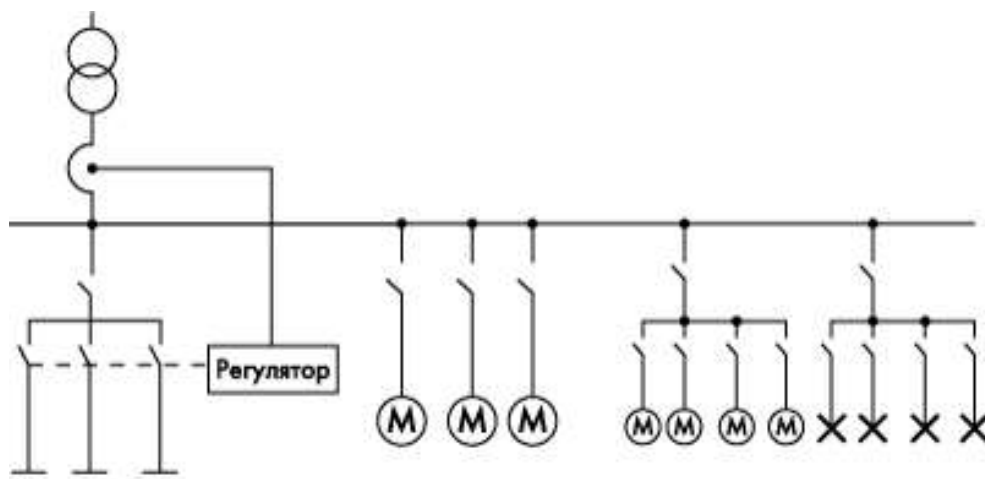


Рисунок 3.6 – Централизованная компенсация

Характер изменения нагрузки, является основным фактором, влияющим на выбор наиболее подходящей схемы компенсации реактивной мощности. На многих предприятиях не все оборудование работает одновременно, многие станки задействованы всего несколько часов в день.

Поэтому индивидуальная компенсация становится очень дорогим решением, при большом количестве оборудования и соответственно большом числе устанавливаемых конденсаторов. Большинство этих конденсаторов не будут задействованы долгий период времени.

Индивидуальная компенсация наиболее эффективна, когда большая часть реактивной мощности генерируется небольшим числом нагрузок, потребляющих наибольшую мощность достаточно длительный период времени.

Централизованная компенсация применяется там, где нагрузка перемещается между разными потребителями в течение дня. При этом потребление реактивной мощности в течение дня меняется, поэтому использование автоматических конденсаторных установок предпочтительнее, чем нерегулируемых.

Комплектные КУ изготавливаются из отдельных, расположенных в металлических шкафах, силовых компенсационных модулей, конструкция которых обеспечивает взаимозаменяемость идентичных элементов установки.

Сборка комплектных КУ производится на предприятии-изготовителе, а на месте их размещения – только монтаж и подключение шкафов. КУ небольшой мощности выпускаются в настенном исполнении. Размещать КУ лучше всего вблизи распределительного щита, т.к. в этом случае упрощается их присоединение. При соблюдении требований ПУЭ комплектные КУ можно устанавливать непосредственно в производственных помещениях.

При продольной компенсации происходит компенсация реактивных потерь в линии, обусловленных ее реактивным сопротивлением x_L

$$\Delta Q_L = I^2 x_L$$

Так как последовательное включение конденсаторов с емкостным сопротивлением x_C приводит к созданию в линии компенсирующей мощности

$$Q_C = I^2 x_C$$

Реактивные потери в линии после включения конденсаторов

$$\Delta Q'_L = \Delta Q_L - Q_C = I^2 (x_L - x_C)$$

При последовательном включении конденсаторов снижается также и величина потери напряжения в сети. Если до включения конденсаторов она равна

$$\Delta U = \frac{Pr + Qx_L}{U},$$

то после включения

$$\Delta U' = \frac{Pr + Q(x_L - x_C)}{U}$$

Таким образом, снижение потери напряжения в сети составит

$$\Delta U - \Delta U' = \frac{Qx_C}{U}$$

Для потребителей с резко меняющейся нагрузкой (например, для цехов с мощными сварочными агрегатами) продольная компенсация является действенным средством снижения колебаний напряжения, хотя при ее применении

- Деревообрабатывающее предприятие ($\cos(\varphi) \sim 0.6$)
- Горный разрез ($\cos(\varphi) \sim 0.6$)
- Сталелитейный завод ($\cos(\varphi) \sim 0.6$)
- Табачная фабрика ($\cos(\varphi) \sim 0.8$)
- Порты ($\cos(\varphi) \sim 0.5$)

3.5 Где необходима компенсации реактивной мощности

Широкое применение потребителей энергии с резкопеременной нагрузкой и несинусоидальным током сопровождается значительным потреблением электрической мощности и искажением питающего напряжения. Это приводит к росту потерь электроэнергии за счет низкого $\cos(\varphi)$ и нарушению нормального функционирования потребления электроэнергии.

Применение установок компенсации реактивной мощности необходимо на предприятиях, использующих:

- Асинхронные двигатели ($\cos(\varphi) \sim 0.7$)
- Асинхронные двигатели, при неполной загрузке ($\cos(\varphi) \sim 0.5$)
- Выпрямительные электролизные установки ($\cos(\varphi) \sim 0.6$)
- Электродуговые печи ($\cos(\varphi) \sim 0.6$)
- Водяные насосы ($\cos(\varphi) \sim 0.8$)
- Компрессоры ($\cos(\varphi) \sim 0.7$)
- Машины, станки ($\cos(\varphi) \sim 0.5$)
- Сварочные трансформаторы ($\cos(\varphi) \sim 0.4$)

Применение установок компенсации реактивной мощности эффективно в производствах:

- Пивоваренный завод ($\cos(\varphi) \sim 0.6$)
- Цементный завод ($\cos(\varphi) \sim 0.7$)

Компенсация реактивной мощности является одним из наиболее доступных, эффективных и простых способов энергосбережения и снижения себестоимости выпускаемой продукции.

3.6 Средства компенсации реактивной мощности

Основными техническими средствами, с помощью которых осуществляется компенсация реактивной мощности на промышленных предприятиях, являются: статические конденсаторы, синхронные двигатели; синхронные компенсаторы; компенсационные преобразователи.

Статические конденсаторы получили на промышленных предприятиях наибольшее распространение как средство компенсации реактивной мощности. Основными их достоинствами являются:

- 1) незначительные потери активной мощности, лежащие в пределах 0,3-0,45 кВт на 100 квар;
- 2) отсутствие вращающихся частей и сравнительно малая масса установки с конденсаторами, а в связи с этим отсутствие необходимости в фундаменте,
- 3) более простая и дешевая эксплуатация, чем других компенсирующих устройств;
- 4) возможность увеличения или уменьшения установленной мощности в зависимости от потребности;
- 5) возможность установки в любой точке сети: у отдельных электроприемников, группами в цехах или крупными батареями. Кроме того,

выход из строя отдельного конденсатора, при надлежащей его защите, не отражается обычно на работе всей конденсаторной установки.

Статические конденсаторы классифицируются по следующим признакам: номинальному напряжению, числу фаз, роду установки, виду пропитки, габаритным размерам.

Для компенсации реактивной мощности электроустановок переменного тока частотой 50 Гц отечественной промышленностью выпускаются конденсаторы на следующие номинальные напряжения: 220, 380, 500, 660, 1050, 3150, $3150/\sqrt{3}$, $6300/\sqrt{3}$, $10500/\sqrt{3}$, 10500 В.

По роду установки конденсаторы всех номинальных напряжений могут изготавливаться как для наружных, так и для внутренних установок. Конденсаторы для наружных установок изготавливаются с внешней изоляцией (изоляторы выводов) на напряжение не ниже 3150 В.

По виду пропитки конденсаторы разделяются на конденсаторы с пропиткой минеральным (нефтяным) маслом и конденсаторы с пропиткой синтетическим жидкими диэлектриком.

По размерам конденсаторы разделяются на два габарита: первый с размерами 380x120x325 мм, второй с размерами 380x120x640 мм.

Основными элементами конструкции конденсаторов являются бак с изоляторами и выемная часть, состоящая из батареи секций простейших конденсаторов. Каждая секция состоит из двух металлических обкладок с выводами и изоляционных прокладок. Обкладки секций конденсаторов выполняются из алюминиевой фольги, а изолирующие прослойки из специальной конденсаторной бумаги, пропитанной жидким диэлектриком (минеральным или синтетическим).

Батареи конденсаторов любых напряжений могут присоединяться к сети или через отдельный аппарат, предназначенный для включения или отключения

только конденсаторов, или через общий аппарат управления с силовым трансформатором, асинхронным двигателем или другим приемником электроэнергии.

Для безопасности обслуживания отключенных конденсаторов при снятии электрического заряда требуется применение разрядных сопротивлений, присоединенных параллельно к конденсаторам. В целях надежного разряда присоединение разрядных сопротивлений к конденсаторам следует производить без промежуточных разъединителей, рубильников или предохранителей. Разрядные сопротивления должны обеспечивать быстрое автоматическое снижение напряжения на зажимах конденсатора.

По желанию заказчика конденсаторы могут изготавливаться со встроенными внутрь разрядными сопротивлениями, расположенными под крышкой на изоляционной прокладке. Эти сопротивления снижают напряжение с максимального рабочего до 50 В не более чем за 1 мин для конденсаторов напряжением 660 В и ниже и не более чем за 5 мин для конденсаторов напряжением 1050 В и выше.

Большинство уже установленных на промышленных предприятиях конденсаторов не имеют встроенных разрядных сопротивлений. В таком случае в качестве разрядного сопротивления при напряжении до 1 кВ для батарей конденсаторов обычно применяют лампы накаливания на напряжение 220 В. Соединение ламп, включенных по несколько штук последовательно в каждой фазе, производится по схеме треугольника. При напряжении выше 1 кВ в качестве разрядного сопротивления устанавливаются трансформаторы напряжения, включаемые по схеме треугольника или открытого треугольника.

Постоянное присоединение ламп накаливания, применяемых обычно в качестве разрядных сопротивлений для батарей конденсаторов напряжением до 660 В, вызывает непроизводительные потери энергии и расход ламп.

Чем меньше мощность батареи, тем большая мощность ламп приходится на 1 квар установленных конденсаторов. Более целесообразным является не постоянное присоединение ламп, а их автоматическое включение при отключении конденсаторной установки.

При непосредственном присоединении конденсаторов и приемника электроэнергии к сети под общий выключатель специальных разрядных сопротивлений не требуется. В этом случае разряд конденсаторов происходит на обмотки электроприемника.

При выполнении систем электроснабжения промышленных предприятий все более широкое применение находят комплектные, изготавливаемые полностью на заводах элементы.

Комплектные конденсаторные установки на напряжение 380 В изготавливаются для внутренней установки, а на напряжение 6-10 кВ – как для внутренней, так и для наружной. Диапазон мощностей этих установок достаточно широк, причем большинство типов современных комплектных конденсаторных установок оборудовано устройствами для одно- или многоступенчатого автоматического регулирования их мощности.

Комплектная конденсаторная установка состоит из вводного шкафа и шкафов с конденсаторами. В установках на напряжение 380 В в вводном шкафу, устанавливаются: устройство автоматического регулирования, трансформаторы тока, разъединители, измерительные приборы (три амперметра и вольтметр), аппаратура управления и сигнализации, а также ошиновка. На рисунке 13 изображена конструкция комплектной установки напряжением 380 В. Во вводном шкафу установки напряжением 6-10 кВ расположены предохранители для групповой защиты, два однофазных трансформатора типа НОМ-6 или НОМ-10, используемые как разрядные сопротивления, и ошиновка для включения конденсаторов по схеме треугольника. В случае применения конденсаторов со

встроенными разрядными сопротивлениями трансформаторы напряжения не устанавливаются. Ячейка ввода питается кабелем от ячейки распределительного устройства (РУ) 6-10 кВ, в которой устанавливается аппаратура управления, измерения и защиты.

Синхронные двигатели

Компенсирующая способность синхронного двигателя характеризуется отношением реактивной мощности, «отдаваемой» двигателем в сеть (квар) к полной мощности двигателя (кВ-А). Ее не следует повышать на длительное время путем увеличения тока возбуждения сверх номинального значения во избежание перегрева ротора. (Кратковременное увеличение тока возбуждения сверх номинального – форсировка возбуждения – применяется для повышения устойчивости, снижения колебаний реактивной мощности и напряжения в сети, питающей электроприемники с резкопеременным графиком нагрузки и для ряда других целей). Единственно возможным путем увеличения компенсирующей способности на длительный период является снижение активной нагрузки двигателя при неизменном токе возбуждения, равном номинальному. При этом в случае необходимости (при снижении реактивной нагрузки в сети) компенсирующая способность может быть уменьшена путем уменьшения тока возбуждения.

Синхронные компенсаторы представляют собой специальные синхронные машины, предназначенные только для выработки или потребления реактивной мощности. Так как они предназначены лишь для работы на холостом ходу (т. е. без нагрузки на валу), то их конструкция является облегченной по сравнению с другими синхронными машинами.

Режим работы синхронного компенсатора определяется величиной подаваемого в его ротор постоянного тока возбуждения. При перевозбуждении синхронный компенсатор является «источником» отдаваемого в сеть

опережающего тока. В зависимости от потребности в реактивной мощности степень перевозбуждения синхронного компенсатора может регулироваться. Работа с недо возбуждением («потребление» отстающего тока) допускается с целью снижения напряжения на шинах подстанции, если напряжение превышает допустимые пределы. При отстающем токе синхронные компенсаторы работают с пониженной против номинальной мощности.

Активные потери в синхронных компенсаторах в зависимости от их типа составляют около 1-3 кВт на 100 квар реактивной мощности. Помимо высоких удельных потерь активной мощности к недостаткам синхронных компенсаторов следует отнести усложнение и удорожание эксплуатации по сравнению со статическими конденсаторами.

Техническая целесообразность установки синхронных компенсаторов определяется их техническими возможностями, позволяющими автоматически плавно или практически мгновенно регулировать их реактивную мощность и напряжение в сети. Последняя возможность достигается применением быстродействующих тиристорных возбуждателей, дающих наибольший эффект при резко переменном характере нагрузок (прокатные станы, дуговые электропечи).

3.7 Методы регулирования реактивной мощности компенсирующих устройств (КУ)

В соответствии с «Указаниями по компенсации реактивной мощности» выбор средств компенсации должен производиться для режима наибольших реактивных нагрузок. Если все выбранные с учетом этого требования компенсирующие устройства будут постоянно, независимо от режима реактивных нагрузок, подключены к сети, то в периоды понижения нагрузок

вырабатываемая избыточная реактивная мощность компенсирующих устройств будет передаваться от потребителя в энергосистему. При этом токовая нагрузка в сети возрастет, увеличатся потери мощности в сети, напряжение в сетях также увеличится и может достигнуть недопустимых значений. Для того, чтобы избежать этих явлений, необходимо оборудовать компенсирующие установки устройствами регулирования их реактивной мощности.

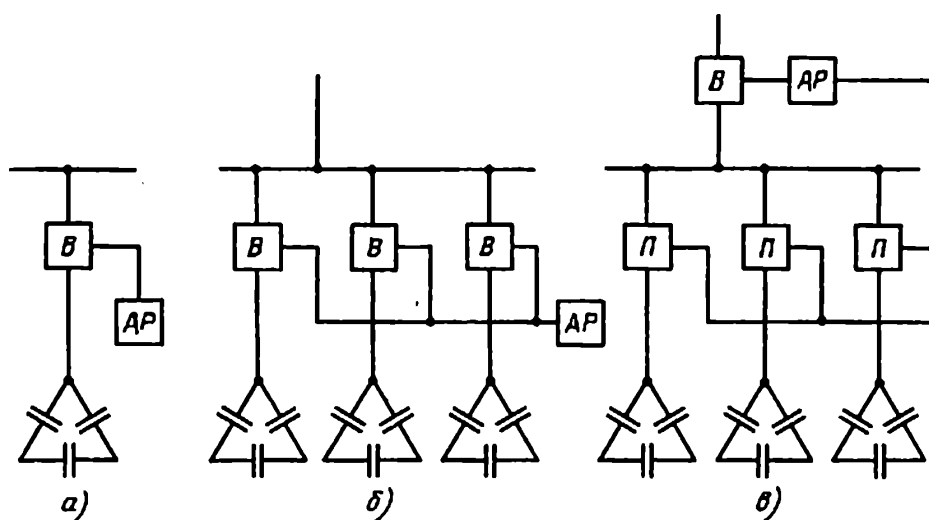


Рисунок 3.7 – Схемы КУ:

- а) одноступенчатое регулирование; б) многоступенчатое регулирование; в) многоступенчатое регулирование с одним главным выключателем и тремя выключателями нагрузки для переключения секций установки в бестоковую паузу.

Регулирование мощности конденсаторных установок может производиться вручную или автоматически. Регулирование вручную нельзя считать достаточно надежным способом регулирования. Ручное регулирование является приемлемым на тех предприятиях, где осуществляется диспетчерское управление режимами работы энергетического оборудования. Автоматическое регулирование мощности конденсаторных установок может осуществляться по

следующим параметрам: времени суток, напряжению току нагрузки, – значению и направлению реактивной мощности. Выбор параметра регулирования определяется конкретными условиями – характером графиков активной и реактивной нагрузок, характеристиками сети, режимом напряжения в сети и т. п.

Регулирование по времени суток является наиболее простым видом автоматического регулирования. Такое регулирование целесообразно применять в тех случаях, когда режим реактивной нагрузки и напряжения в сетях предприятия является достаточно стабильным. Время, в течение которого должна быть включена та или иная мощность конденсаторных установок, определяется на основании исследований этого режима и соответствующих расчетов. Чаще всего регулирование по времени суток применяется при одноступенчатых конденсаторных установках малой и средней мощности.

Применение одноступенчатого регулирования допустимо лишь в тех случаях, когда реактивная нагрузка в рабочие периоды суток остается примерно постоянной или изменяется на короткий промежуток времени.

Достоинством регулирования по времени суток является не только простая схема, но и возможность получения эффекта при минимальном количестве включений и отключений выключателя каждой конденсаторной установки. Это обстоятельство является весьма важным при выборе параметров регулирования установок напряжением выше 1000 В, так как число операций выключателями напряжением 6-10 кВ и выше ограничено.

Регулирование мощности конденсаторных установок по напряжению целесообразно в тех случаях, когда режим напряжения определяется в основном только режимом реактивных нагрузок. В большинстве случаев это возможно тогда, когда конденсаторные установки подключаются к сети, питающейся от нерегулируемого трансформатора. В этом случае требования к регулированию напряжения и реактивной мощности полностью совпадают, так как рост

реактивной нагрузки приводит к понижению напряжения и, наоборот, понижение реактивной нагрузки вызывает повышение напряжения.

Если же конденсаторная установка подключена к сети, питающейся от трансформатора с РПН или от генераторных шин электростанции, на которых осуществляется встречное регулирование напряжения, то при максимальных нагрузках напряжение в месте присоединения конденсаторной установки будет повышенным, а при минимальных – пониженным. Повышение напряжения явится сигналом к отключению конденсаторов, а понижение – к их включению, хотя режим нагрузки требует как раз обратных действий (если напряжение в месте присоединения конденсаторов не выходит при этом за допустимые пределы).

Регулирование по току нагрузки целесообразно в том случае, когда по своему характеру графики активных и реактивных нагрузок совпадают.

Регулирование по величине и направлению реактивной мощности следует применять тогда, когда характеры этих графиков друг от друга отличаются, а выдачу реактивной мощности в сеть энергосистемы необходимо ограничить. Применение этих параметров регулирования допустимо в тех случаях, когда режимы полной или реактивной нагрузок отражают режим напряжения в сети.

Так как регулирование источников реактивной мощности должно обеспечивать одновременно и наиболее экономичный режим работы сети, и поддержание необходимого режима напряжения в сети, то очень часто наиболее целесообразным является регулирование по нескольким параметрам. Схемы, с помощью которых осуществляется такое регулирование, могут быть выполнены как для одноступенчатого, так и для многоступенчатого регулирования.

Для одноступенчатого регулирования наиболее приемлемыми являются схемы регулирования по времени суток с коррекцией: по напряжению; по напряжению и направлению реактивной мощности; по току нагрузки; по режиму

работы технологического оборудования. Выбор корректирующего параметра в каждом отдельном случае производится исходя из конкретных условий.

3.8 Схемы электрических соединений конденсаторных установок

Схемы соединения конденсаторов

Конденсаторы обычно соединяются в группы, секции и целые установки. Соединение конденсаторов выполняется треугольником или звездой. Реактивная мощность трехфазной КУ, соединенной треугольником, определяется по формуле, квар,

$$Q = \omega C U^2 \cdot 10^{-3},$$

где ω – угловая частота синусоидального тока; $\omega = 2\pi f$

C – суммарная емкость трех фаз установки, мкФ;

U – линейное напряжение, кВ.

При соединении звездой мощности КУ равна, квар,

где C – сумма емкостей всех трех фаз, мкФ.

$$Q = \frac{1}{3} \omega C U^2 \cdot 10^{-3}$$

Из формул видно, что соединение треугольником позволяет получить от конденсаторов одной и той же емкости в 3 раза большую мощность, чем соединение звездой, так как линейное напряжение в 1,73 раза больше фазного, а мощность пропорциональна квадрату напряжения. Конденсаторы 220, 380, 500 и 660 В изготавливаются в основном в трехфазном исполнении, но по отдельным заказам могут быть изготовлены и в однофазном исполнении. Трехфазные

конденсаторы соединяются только треугольником (рисунок 3.8, б), а однофазные могут соединяться как звездой, так и треугольником (рисунок 3.8, а, б).

Конденсаторы 1,05; 3,15; 6,3 и 10,5 кВ изготавливаются только в однофазном исполнении и могут соединяться как треугольником (рисунок 3.8, г, д) с предохранителями индивидуальной и групповой защиты конденсаторов, так и звездой (рисунок 3.8, в). Для конденсаторных установок выше 10 кВ применяются соединения звездой с параллельно-последовательным соединением конденсаторов в фазе (рисунок 3.8, е).

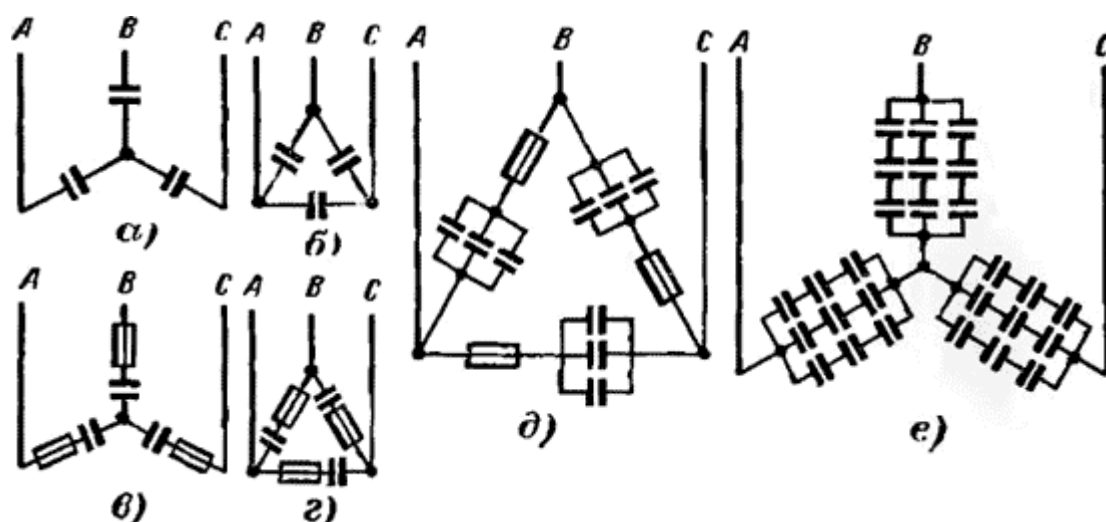


Рисунок 3.8 – Схемы соединений КУ:

а, в, е – звездой; б, г, д – треугольником

При последовательном соединении однофазных конденсаторов напряжение, приходящееся на один конденсатор, равно напряжению фазы установки, деленному на число последовательно включенных конденсаторов. Обычно это напряжение не совпадает с номинальным напряжением конденсаторов, поэтому при подсчете реактивной мощности конденсаторной установки необходимо учитывать отклонение фактической мощности конденсаторов от номинальных значений.

Применение параллельно-последовательных схем соединений конденсаторов создает некоторые затруднения в подборе необходимой

мощности КУ, так как получаемая при этом мощность изменяется большими скачками. Чем выше напряжение, тем большим получается шаг шкалы мощностей.

Подбор необходимой мощности КУ производится по формуле:

$$Q = 3kn(mQ_n),$$

где 3 – количество фаз конденсаторной установки; k – коэффициент, учитывающий снижение мощности конденсаторов в связи с отличием их номинального напряжения от номинального напряжения сети; n – количество конденсаторов, которые необходимо включить последовательно; m – выбираемое количество параллельно включаемых конденсаторов, Q_n – номинальная мощность одного конденсатора (по каталожным данным).

В условиях эксплуатации КУ может возникнуть необходимость использовать конденсаторы с различными напряжениями и мощностью. При различных напряжениях и одинаковой мощности конденсаторов следует комплектовать их в группы таким образом, чтобы токи во всех группах были одинаковыми. Это достигается подбором соответствующего значения m. Количество параллельно соединенных конденсаторов в группе может быть различным. В этом случае ток, проходящий через каждую из групп, определяется по формуле:

$$I_{гр} = \frac{Q_1 m_1}{U_1} = \frac{Q_2 m_2}{U_2} = \frac{Q_3 m_3}{U_3},$$

где $Q_1 - Q_2$ – номинальная мощность одного конденсатора, квар; $m_1 - m_2$ – количество конденсаторов, включенных в группе параллельно; $U_1 - U_2$ – номинальное напряжение конденсатора, кВ.

При одинаковом напряжении, но различной мощности следует комплектовать конденсаторы так, чтобы мощности групп параллельно соединенных конденсаторов были равны. При этом обеспечиваются одинаковые токи в группах. Например, из конденсаторов типа КМ-0,66 мощностью 25 и 50

квар в единице можно комплектовать установку для сети 6 кВ, соединив последовательно по шесть конденсаторов и каждой фазе ($3470/660 = 5,3$). Один из возможных вариантов соединений, в котором использовано три конденсатора мощностью 50 квар и шесть конденсаторов мощностью 25 квар, представлен на рисунке 3.8.б. В зависимости от наличия конденсаторов и необходимой мощности КУ могут быть и другие комбинации параллельно-последовательного соединения конденсаторов. При этом необходимо учитывать, что разнотипность в габаритах конденсаторов различного мощности и напряжения может привести к выполнению специальной нетиповой конструкции такой конденсаторной установки.

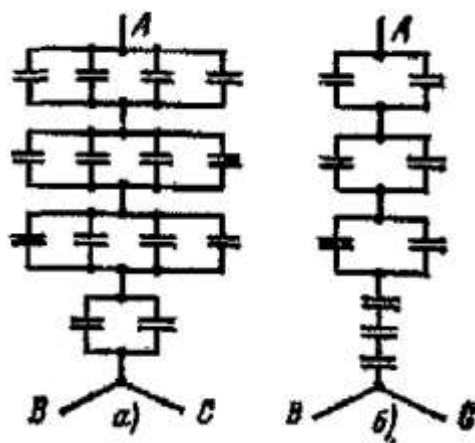


Рисунок 3.9 – Схемы соединений одной фазы КУ:

а – при различном напряжении конденсаторов;

б – при различной мощности конденсаторов.

Схемы соединения конденсаторных установок

В зависимости от назначения, напряжения и мощности схемы соединений КУ выполняют однофазными и трехфазными с параллельным или параллельно-последовательным соединением конденсаторов.

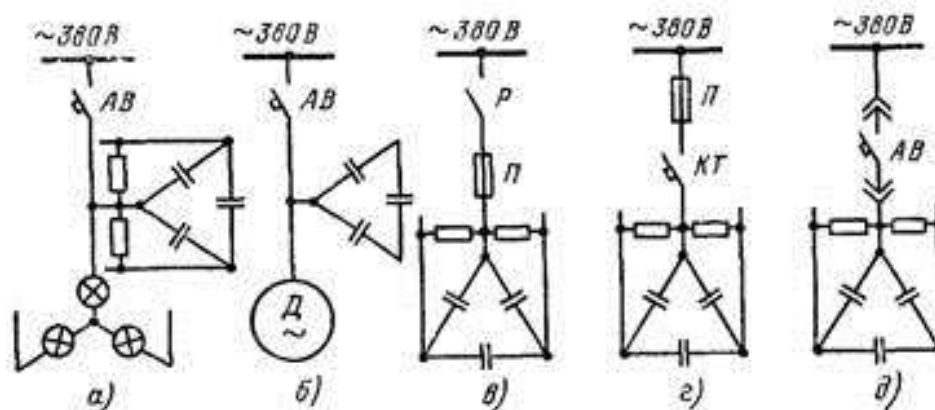


Рисунок 3.10 – Схемы присоединения КУ 380 В:

а, б – с общим выключателем; в – с рубильником и предохранителем; г – с предохранителем и контактором; д – с автоматическим выключателем.

На рисунке 3.10 приведены схемы соединения КУ 380 В. В осветительных и силовых сетях с линейным напряжением 380 В применяют главным образом трехфазные КУ с параллельным соединением конденсаторов, соединенных по схеме треугольника. Однофазные КУ 220, 380 В применяются для индивидуальных однофазных ЭП (электрические печи и др.). В осветительных сетях трехфазные КУ обычно подключают непосредственно к линиям этих сетей, однако после сетевого выключателя (рисунок 3.9, а).

В силовых сетях трехфазные КУ могут подключаться как непосредственно под общий выключатель с ЭП, так и через отдельный выключатель к шинам распределительных щитов напряжением 380 В (рисунок 3.10, б-д).

При необходимости применяют секционированные схемы, состоящие из нескольких отдельных секций КУ, каждая из которых подключается к шинам распределительного щита через свой выключатель.

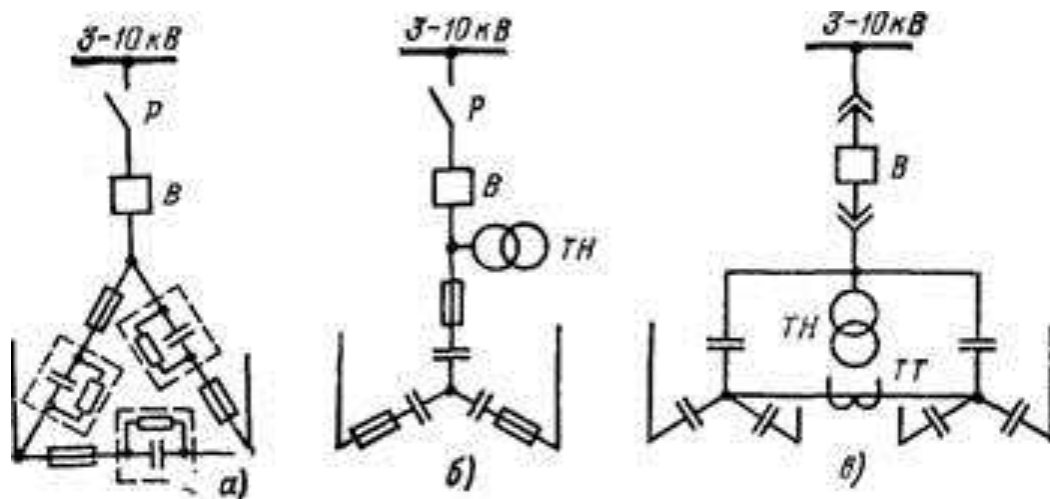


Рисунок 3.11 – Схемы присоединения КУ 3 – 10 кВ:

а – с выключателем и конденсаторами со встроенными разрядными резисторами; б – с выключателем и трансформаторами напряжения для разряда; в – в виде двойной заезды с выкатным выключателем.

Конденсаторные установки 3, 6 и 10 кВ, комплектуемые из трехфазных конденсаторов, соединены по схеме треугольника (рисунок 3.11, а). Схемы соединений при комплектовании КУ 3, 6, 10 кВ из однофазных конденсаторов 660 и 1050 В с параллельно-последовательным соединением их в фазы обычно выполняются в виде звезды или двойной звезды (рис. 2.4, бие). Поскольку один из изоляторов каждого конденсатора при соединении в звезду может соединяться с землей, для этой цели могут применяться однофазные конденсаторы с одним изолирующим выводом.

Для более мощных КУ 3, 6, 10 кВ или при необходимости регулирования их мощности применяются секционированные схемы. Схемы соединений отдельных секций КУ могут иметь индивидуальный выключатель на каждой секции или один главный выключатель для нескольких секций, каждая из которых оборудована своим выключателем облегченного типа (рисунок 3.12). Выключатель облегченного типа предназначен только для включения и

отключения секций при автоматическом регулировании, а главный выключатель – для отключения КЗ внутри любой секции.

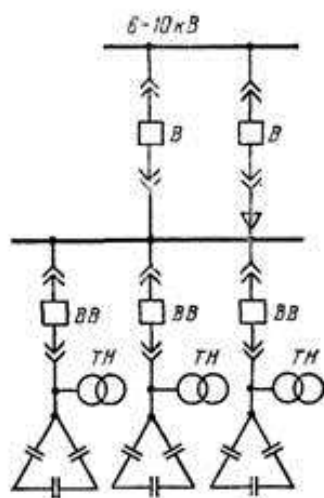


Рисунок 3.12 – Схемы КУ 6 – 10 кВ с тремя конденсаторными установками на двух секциях: В – главный выключатель; ВВ – выключатель секций; ТН – трансформатор напряжения для разряда.

В первом случае схема несколько дороже, но проста в эксплуатации. Упрощается и действие релейной защиты. Но втором случае эксплуатация схемы усложняется из-за переключений главного выключателя, который должен отключаться при аварии в любой из секций установки, подавить импульс в бестоковую паузу на отключение выключателя аварийной секции и затем снова включаться. В качестве выключателя секции целесообразно применять вакуумный или элегазовый выключатель.

Соединения КУ выше 10 кВ могут выполняться по схемам треугольника и звезды. Каждая фаза установки в этом случае составляется из параллельно-последовательных групп однофазных конденсаторов.

Номинальное напряжение конденсаторов следует выбирать таким, чтобы иметь минимальное количество последовательных групп и максимальное количество параллельных конденсаторов в группе. Такая схема обеспечивает

минимальное повышение напряжения на конденсаторах после выхода из работы одного или нескольких из них в какой-нибудь из последовательных групп. В то же время чем больше последовательных групп, тем труднее получить равномерное распределение напряжения на отдельных группах и избежать перегрузки их по напряжению, а также обеспечить надежную защиту установки от повреждения отдельных конденсаторов или их групп.

Задание для раздела

«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Студенту:

Группа	ФИО
3-5А3Г2	Шпенглеру Кириллу Петровичу

Инженерная школа энергетики

Кафедра электрических сетей и электротехники

Направление/специальность 140400 «Электроэнергетика и электротехника»

Исходные данные	
1. Стоимость ресурсов научного исследования: материально-технических, финансовых и человеческих ресурсов.	Оклад ассистента – 17000 руб; Оклад научного руководителя – 26300 руб; Компьютер – 40000 руб; Программный комплекс <i>Matlab Simulink</i> – 222775 руб;
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов.	Накладные расходы – 16%; Районный коэффициент – 30%. Премиальный коэффициент – 30%; Коэффициент дополнительной заработной платы – 20%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений	Отчисления во внебюджетные фонды – 30%
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения научного исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Анализ перспективности проекта
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Формирование плана и графика разработки НИР. Формирование бюджета затрат НИР:
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.	материальные затраты, заработная плата (основная и дополнительная), амортизация, отчисления на социальные цели, накладные расходы
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. Календарный план-график проведения НИР (График Ганта)	
2. Анализа для модели АРЧМ	
3. Бюджет затрат НИР	

Задание выдал консультант:

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику				
Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Калмыкова Е.Ю.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5А3Г2	Шпенглер Кирилл Петрович		

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Структура работы в рамках научного исследования

Целью данного раздела является оценка проектирования системы автоматического регулирования частоты и мощности с точки зрения эффективности затрачиваемых ресурсов.

Для правильной разработки, а также определения трудоемкости выполнения НИР необходимо разбить ее на этапы. Структура данной НИР:

1. Подготовительный этап. Выбор темы, изучение и анализ информации по выбранной теме. Определение рабочей группы, в состав которой могут входить научные сотрудники, преподаватели и лаборанты.

2. Формирование теоретической части.

3. Проведение экспериментальных работ по теоретическим разделам.

4. Обработка полученных результатов экспериментов.

5. Выводы и предложения по теме, обобщение результатов разработки.

6. Завершающий этап. Утверждение результатов работы. Подготовка отчетной документации.

Этапы данной НИР представлены в Таблице 5.

Работу выполняли 2 человека: научный руководитель, ассистент.

Таблица 5 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

№	Основные этапы	Содержание работ	Должность исполнителя
1	Выдача задания	Составление и утверждение технического задания	Научный Руководитель
2	Выбор направления исследований	Подбор и изучение материалов по теме	Научный Руководитель, Студент
3		Выбор направления исследований	Научный Руководитель
4	Теоретические и экспериментальные исследования	Теоретическое описание элементов модели АРЧВ	Студент
5		Создание виртуальной модели тепло- и гидроагрегата	Студент
6		Определение оптимальных параметров устройств регулирования	Студент
7	Обсуждение результатов	Обработка полученных результатов	Студент
8		Научное обоснование результатов и выводы	Научный Руководитель, Студент
9	Составление отчета	Разработка плана по оформлению НИР	Научный Руководитель, Студент
10		Оформление отчета НИР	Студент
11	Защита отчета	Подготовка к защите	Студент

1.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть

стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, так как зависит от множества трудно учитываемых факторов.

Для определения, ожидаемого значения трудоемкости используется следующая формула:

- ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;
- минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;
- максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 % [9].

Продолжительность одной работы:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{ч_i} \quad (38)$$

где $t_{ожi}$

- ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;
- i – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Временные показатели проведения данного научного исследования представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Временные показатели проведения НИР

Название работы	Трудоёмкость работ						Исполн.		T_{pi} , дни		T_{ki} , дни	
	t_{mini} , чел-дни		t_{maxi} , чел-дни		$t_{ожi}$, чел-дни		НР	СТ	НР	СТ	НР	СТ
	НР	СТ	НР	СТ	НР	СТ						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1. Составление и утверждение технического задания	1	-	3	-	2	-	+	-	2	-	3	-
2. Подбор и изучение материалов по теме	3	20	5	45	4	30	+	+	2	15	3	18
3. Выбор направления исследований	1	-	1	-	1	-	+	-	1	-	1	-
4. Теоретическое описание элементов модели АРЧВ	-	8	-	16	-	11	-	+	-	11	-	14
5. Создание виртуальной модели тепло- и гидростанции	-	10	-	17	-	13	-	-	-	13	-	16
6. Определение оптимальных параметров устройств регулирования	-	17	-	23	-	20	-	+	-	20	-	25
7. Обработка полученных результатов	-	2	-	4	-	3	-	+	-	3	-	4
8. Научное обоснование результатов и выводы	2	2	5	5	3	3	+	+	1,5	1,5	2	2
9. Разработка плана по оформлению НИР	2	2	4	5	3	3	+	+	1,5	1,5	2	2
10. Оформление отчета	-	10	-	15	-	12	-	+	-	12	-	15
11. Защита ВКР	-	1	-	1	-	1	-	+	-	1	-	1

1.1 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$(39)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях; T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях; $k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$K_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 52 - 14} = 1,22 \text{ о. е.},$$

Где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

На основании таблицы 6 строится календарный план-график (таблица 7).

Таблица 7 – Календарный план-график проведения НИР (График Ганта)

№ раб	Исп-ли	T _{кi} , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ																
			дек.		январ.		февр.			март			апрель			май			июнь
			2	3	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1
1	НР	3																	
2	НР СТ	3 18		■															
3	НР	1																	
4	СТ	14				■	■												
5	СТ	16				■	■	■											
6	СТ	25						■	■	■	■								
7	СТ	4																	
8	НР СТ	2 2																	
9	НР СТ	2 2																	
10	СТ	15																■	■
11	СТ	1																	■

4.2 Расчет затрат НИР

1) Расчет амортизационных отчислений

Данная НИР проводилась без специального оборудования, но с использования конкретных материалов, и при расчете бюджета НИР будет использоваться следующая группировка затрат по статьям:

1. Амортизация.
2. Основная заработная плата исполнителей темы.
3. Дополнительная заработная плата исполнителей темы.
4. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).
5. Накладные расходы.

То есть, не учитываются статьи на специальное оборудование, затраты научные и производственные командировки, контрагентные расходы. Для

проведения научно-исследовательской работы требуются следующие виды оборудования: компьютер, программное обеспечение.

Таблица 8 – Затраты на программное обеспечение

ПО	Ед. изм.	Кол-во материала, ед.	Цена за ед., руб.	Затраты, руб.	Затраты, руб. амортизация
<i>Matlab Simulink</i>	шт	1	222775	222775	22277
Итого	222775				

Таблица 9 – Затраты на оборудование

Материалы и оборудование	Ед. изм.	Кол-во материала, ед.	Цена за ед., руб.	Затраты, руб. амортизация
Компьютер	шт.	1	40000	10000
Итого	10000			

Гарантийный срок компьютера составляет приблизительно 2 года, программного обеспечения – 5 лет. Работа, произведенная СТ, в период выполнения НИР, составляет 0,5 года.

Тогда амортизационные отчисления составят:

$$A = \frac{40000}{2 \cdot 2} + \frac{222775}{5 \cdot 2} = 32277 \text{ руб/год.}$$

2) Основная и дополнительная заработная плата

(41)

Основная заработная плата руководителя рассчитывается на основании отраслевой оплаты труда. Отраслевая система оплаты труда в ТПУ предполагает следующий состав заработной платы:

- оклад – определяется предприятием. В ТПУ оклады распределены в соответствии с занимаемыми должностями, например, ассистент, старший преподаватель, доцент, профессор. Базовый оклад Z_6 определяется исходя из размеров окладов, определенных штатным расписанием предприятия;

- стимулирующие выплаты – устанавливаются руководителем подразделений за эффективный труд, выполнение дополнительных обязанностей и т. д;

- иные выплаты (районный коэффициент).

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок.

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИР (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

(42)

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) рассчитывается по следующей формуле:

(43)

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле: (44)

(45)

где Z_m – заработная плата работника за месячный, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года (при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя);

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 10 – Подсчет рабочих дней в году

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	66	66
Потери рабочего времени	48+5	48+5
Действительный годовой фонд рабочего времени	246	246

Таблица 11 – Расчёт основной заработной платы

Исполн.	Оклад, руб	k_{np}	k_o	k_p	Z_m , руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{\text{осн}}$, раб. дн.
НР	26300	0,3	0,2	1,3	51285	1999	8	15992
СТ	17000	0,3	0,2	1,3	33150	1294	78	100932
Итого $Z_{\text{осн}}$								116924

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с

обеспечением гарантий и компенсаций. Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп1}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 15992 = 2079 \text{ руб}; \quad (46)$$

$$Z_{\text{доп2}} = 0,13 \cdot 122800 = 13121 \text{ руб}, \quad (47)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

3) Отчисления во внебюджетные фонды

В статье расходов «страховые отчисления» отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования, пенсионного фонда и медицинского страхования от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (48)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Таблица 12 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.	Отчисления во внебюджетные фонды, руб.
Научный руководитель	15992	2079	5421
Студент	100932	13121	34215
Итого			39637

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и

телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = \sum_{n=1}^4 Z_n * K_{\text{нр}} \quad (49)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16% [9].

4) Формирование бюджета затрат НИР

Определение бюджета затрат на научно-исследовательскую работу по каждому варианту исполнения приведено в таблице 13.

Таблица 13 – Бюджет затрат НИР

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	116924
2. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	15200
3. Отчисления во внебюджетные фонды	39637
5. Накладные расходы	29081
6. Бюджет затрат НИР	200842

Таким образом, в данном разделе работы было описано экономическое обоснование проведенных исследований:

- составлена структура работы и на ее основе проведены расчеты трудоемкости НИР и ее бюджет;
- рассчитан бюджет затрат НИР, который составил 200842 руб;
- рассчитано время проведения НИР – 173 дня.

