

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Амурский государственный университет»

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой энергетики
_____ Ю.В. Мясоедов
« ____ » _____ 2012 г.

ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ПО ДИСЦИПЛИНЕ

для специальности

140101.65 – «Тепловые электрические станции»

Составитель: Козлов А.Н

Благовещенск
2012 г.

Содержание

Аннотация.....	2
Рабочая программа дисциплины.....	3
1. График самостоятельной работы студентов.....	12
2. Методические рекомендации по проведению семинарских и практических занятий.....	13
3. Конспект лекций.....	13
4. Методические указания к практическим (семинарским) занятиям.....	72
5. Перечень программных продуктов, используемых при изучении курса.....	81
6. Методические указания по применению современных информационных технологий для преподавания учебной дисциплины.....	81
7. Методические указания профессорско-преподавательскому составу по организации межсессионного и экзаменационного контроля знаний студентов (материалы по контролю качества образования).....	81
8. Комплекты экзаменационных билетов для каждого из предусмотренных экзаменов по дисциплине и контрольные вопросы к зачету.....	82

Аннотация

Настоящий УМКД предназначен в помощь студентам специальности «Тепловые электрические станции» при изучении дисциплины «Электрооборудование электростанций».

При его написании учитывались рекомендации из положения «Об учебно-методическом комплексе дисциплины». УМКД разрабатывался на основе утвержденных в установленном порядке Государственного образовательного стандарта, типовых учебных планов и рабочей программы дисциплины, а также нормативных документов Министерства образования и науки Российской Федерации по вопросам организации учебно-воспитательного процесса.

Исключением стали следующие пункты, которые не предусматриваются рабочей программой дисциплины:

- Методические рекомендации по проведению лабораторных занятий
- Методические указания по выполнению курсовых проектов (работ)
- Методические указания по выполнению лабораторных работ
- Методические указания по выполнению домашних заданий и контрольных работ
- Перечень программных продуктов, используемых при изучении курса
- Комплекты заданий для курсового проекта по дисциплине

Рабочая программа

1. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ДИСЦИПЛИНЫ

Цель дисциплины - вооружить будущих инженеров знаниями по теоретическим основам проектирования электрических станций и подстанций энергосистем и умениями оценивать возможности взаимозаменяемости электрических аппаратов и их отдельных узлов.

Основные задачи дисциплины – освоение студентами типовых схем электроустановок, основ исполнения электрических аппаратов электростанций и подстанций, принципов выбора схемы и компоновки распределительных устройств высокого напряжения, ознакомление с конструктивным исполнением распределительных устройств на подстанциях, а также выбор оборудования.

Базовыми для данной дисциплины являются курсы «Электротехника и электроника», «Тепломеханическое и вспомогательное оборудование электростанций».

2. МЕСТО ДИСЦИПЛИНЫ В СТРУКТУРЕ ООП ВПО:

Дисциплина «Электрооборудование электростанций» является основной профилирующей дисциплиной специальности 140101.65 и предусмотрена Государственным образовательным стандартом в разделе специальных дисциплин под шифром СД.Ф.5.

Изложение содержания дисциплины базируется на математической и общей электротехнической подготовке и знаниях, полученных при изучении дисциплин «Математика» (разделы: графы, теория алгоритмов, языки и грамматики, автоматы, комбинаторика; модели случайных процессов и величин, проверка гипотез, принцип максимального правдоподобия, статистические методы обработки экспериментальных данных); «Информатика» (разделы: общая характеристика процессов сбора, передачи, обработки и накопления информации; технические и программные средства реализации информационных процессов; модели решения функциональных и вычислительных задач; компьютерная графика); «Электротехника и электроника» (разделы: типы электрических машин и других электромеханических преобразователей; трансформаторы; автотрансформаторы).

2.1 Содержание дисциплины СД.Ф.5 «Электрооборудование электростанций»:

Основные сведения об энергосистеме; синхронные турбогенераторы, силовые трансформаторы; токи короткого замыкания и условия выбора электрических аппаратов; схемы электрических соединений на ТЭС и АЭС; собственные нужды станций; релейная защита и противоаварийная автоматика на ТЭС.

3. ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

В результате изучения дисциплины студенты должны:

- **знать** схемы электрических соединений электрических станций, конструкции открытых, закрытых и комплексных распределительных устройств, методы проектирования схем электрических соединений распределительных устройств электрических станций и подстанций; методы выбора электрических аппаратов и проводников для различных электроустановок; методы выбора токоограничивающих устройств на электростанциях и подстанциях;

- **уметь** разбираться в функциональных и принципиальных схемах устройств и систем автоматического управления; вести оперативную техническую документацию электрических станций и подстанций, связанную с эксплуатацией оборудования;

- **владеть навыками** современных методов расчета электрических схем электрических установок; использования информационного и технического обеспечения систем автоматизированного проектирования электрической части электрических станций и подстанций, проведения профилактических испытаний оборудования.

4. СТРУКТУРА И СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ «ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ»

№ п/п	Раздел дисциплины	Виды учебной работы				Формы текущего контроля
		Лекции (час.)	Практ. занят. (час.)	Лабор. работы (час.)	СРС (час.)	
<i>Семестр 9</i>						
1	Раздел 1 «Силовое электрооборудование электрических станций» 1.1 Введение 1.2 Синхронные генераторы и синхронные компенсаторы 1.3 Силовые трансформаторы и автотрансформаторы	8	2	4	12	Посещение лекций. Отчеты по выполнению лабораторных и практических работ.
2	Раздел 2 «Электрические аппараты»	14	6	6	22	Посещение лекций. Отчеты по

	2.1 Высоковольтные выключатели 2.2 Высоковольтная коммутирующая аппаратура 2.3 Измерительные трансформаторы тока и напряжения 2.4 Защитная аппаратура 2.5 Компенсирующие устройства 2.6 Основы релейной защиты и автоматики 2.7 Коммутационные аппараты в сетях до 1000 В					выполнению лабораторных и практических работ.
3	<i>Раздел 3 «Выбор и проверка электрооборудования»</i> 3.1 Нагрев аппаратов в нормальном режиме и при КЗ 3.2 Электродинамическое воздействие токов КЗ 3.3 Условия выбора и проверки аппаратов	6	6	4	10	Посещение лекций. Отчеты по выполнению лабораторных и практических работ.

5. СОДЕРЖАНИЕ РАЗДЕЛОВ И ТЕМ ДИСЦИПЛИНЫ

5.1 ЛЕКЦИИ

Семестр 9

Раздел 1 «Силовое электрооборудование электрических станций»

Тема 1. Введение. Основные сведения об энергосистеме. Электрические станции: назначение, виды особенности, тенденции развития, воздействие на окружающую среду. Собственные нужды станций. Рекомендуемая литература.

Тема 2. Синхронные турбогенераторы и синхронные компенсаторы. Принцип действия, конструктивные особенности, режимы работы, управление нормальным режимом.

Тема 3. Силовые трансформаторы и автотрансформаторы. Принцип действия, конструктивные особенности, режимы работы, управление нормальным режимом.

Раздел 2 «Электрические аппараты»

Тема 4. Высоковольтные выключатели. Назначение, виды, область применения, способы гашения дуги, тенденция развития.

Тема 5. Высоковольтная коммутационная аппаратура. Разъединители, короткозамыкатели, отделители, заземляющие ножи. Назначение. Конструктивное исполнение.

Тема 6. Измерительные трансформаторы тока и напряжения. Назначение. Конструктивное исполнение.

Тема 7. Защитная аппаратура. Релейная защита и противоаварийная автоматика на ТЭС. Разрядники, ограничители перенапряжений. Реакторы токоограничивающие и компенсирующие.

Тема 8. Компенсирующие устройства. Назначение. Конструктивное исполнение. Режимы работы

Тема 9. Основы релейной защиты и автоматики. Основные требования к устройствам релейной защиты. Виды защит. Локальная автоматика.

Тема 10. Коммутационные аппараты в сетях до 1000 В. Плавные предохранители. Магнитные пускатели. Контактные аппараты. Назначение. Конструктивное исполнение. Область применения.

Раздел 3 «Выбор и проверка электрооборудования»

Тема 11. Нагрев аппаратов в нормальном режиме и при КЗ. Токи короткого замыкания. Причины возникновения. Допустимые режимы по нагреву. Понятие теплового импульса.

Тема 12. Электродинамическое воздействие токов КЗ. Изгибающие, сдавливающие и распирающие усилия. Расчет. Воздействие на обмотки и изоляцию. Магнитный замок.

Тема 13. Условия выбора и проверки электрических аппаратов. Схемы электрических соединений на ТЭС и АЭС. Особенности выбора и проверки выключателей, разъединителей, измерительных трансформаторов, предохранителей, ограничителей перенапряжения.

5.2 ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАНЯТИЯ

На практических занятиях решаются задачи по выбору параметров и проверке аппаратуры. Должны быть рассмотрены:

1. Расчетные условия выбора и проверки электрических аппаратов;
2. Выбор и проверка гибких и жестких шин и изоляторов;
3. Выбор и проверка выключателей и разъединителей;
4. Выбор и проверка измерительных трансформаторов тока и напряжения;
5. Компонировка планов электрических станций и подстанций;
6. Заземляющие устройства, расчет заземляющего устройства.

5.3 ЛАБОРАТОРНЫЕ РАБОТЫ

На лабораторных занятиях закрепляются теоретические знания студентов, полученные на лекциях. При подготовке к выполнению лабораторных работ студенты изучают принципы действия и техническое

выполнение аппаратов и производят расчеты параметров для их выбора и проверки.

В рамках часов отведенных эти занятия, могут быть выполнены следующие лабораторные работы:

1. Изучение конструкций высоковольтных выключателей;
2. Изучение конструкций трансформаторов тока и снятие характеристики намагничивания трансформатора тока;
3. Изучение конструкций трансформаторов напряжения;
4. Изучение конструкций предохранителей;
5. Изучение конструкций низковольтных выключателей.

6. САМОСТОЯТЕЛЬНАЯ РАБОТА СТУДЕНТОВ

№ п/п	№ раздела (темы) дисциплины	Форма (вид) самостоятельной работы	Трудоемкость в часах
<i>Семестр 9</i>			
1	<i>Раздел 1 «Силовое электрооборудование электрических станций»</i>	Подготовка отчетов по выполнению лабораторных и практических работ.	12
2	<i>Раздел 2 «Электрические аппараты»</i>	Подготовка отчетов по выполнению лабораторных и практических работ.	22
3	<i>Раздел 3 «Выбор и проверка электрооборудования»</i>	Подготовка отчетов по выполнению лабораторных и практических работ.	10

7. ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Наилучшей гарантией глубокого и прочного усвоения дисциплины является заинтересованность студентов в приобретении знаний. Поэтому для поддержания интереса студентов к материалу дисциплины необходимо использовать различные

образовательные технологии и задействовать все атрибуты процесса научного познания.

При преподавании дисциплины используется технология блочного обучения.

При чтении лекций по данной дисциплине используется такой неимитационный метод активного обучения, как «Проблемная лекция». Перед изучением раздела обозначается проблема, на решение которой будет направлен весь последующий материал раздела.

При выполнении практических и лабораторных работ используется прием интерактивного обучения «Кейс-метод»: задание студентам для подготовки к

выполнению лабораторной работы имитирует реальное событие; с преподавателем обсуждаются цели работы и ход ее выполнения; при защите работы - обсуждение и анализ полученных результатов; обсуждение теоретических положений, справедливость которых была установлена в процессе выполнения лабораторной работы.

8. ОЦЕНОЧНЫЕ СРЕДСТВА ДЛЯ ТЕКУЩЕГО КОНТРОЛЯ УСПЕВАЕМОСТИ, ПРОМЕЖУТОЧНОЙ АТТЕСТАЦИИ ПО ИТОГАМ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ И УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТОВ

В процессе изучения дисциплины предусмотрены следующие виды промежуточного контроля знаний студентов:

- экспресс-опрос лектора по итогам изучения модулей курса;
- выполнение и защита отчетов по практическим занятиям и лабораторным работам.

8.1. Подготовка конспектов по темам на самостоятельное изучение

1. Низковольтная аппаратура управления и защиты;
2. Основные требования к устройствам релейной защиты;
3. Автоматический ввод резерва;
4. Охлаждение синхронных генераторов
5. Системы охлаждения силовых трансформаторов.

8.2 Экзаменационные вопросы

1. Основные сведения об энергосистеме.
2. Синхронные турбогенераторы.
3. Силовые трансформаторы. Выбор мощности трансформаторов на подстанции.
4. Токи короткого замыкания и условия выбора электрических аппаратов.
5. Плавкие предохранители: защитная характеристика, материал плавки.
6. Гашение дуги переменного тока.
7. Измерительные трансформаторы тока: назначение, полярность, схема замещения, режим работы, погрешность.
8. Токоограничивающие реакторы: назначение, выбор.
9. Электрическая дуга: факторы, способствующие и препятствующие горению.
10. Вакуумные выключатели: гашение дуги, достоинства, недостатки.
11. Гашение дуги в выключателях постоянного тока.
12. Конструкции трансформаторов тока.
13. Выбор и проверка выключателей.
14. Электродинамическое действие тока: влияние расположения проводников, их форма, методика проверки на электродинамическую стойкость.

15. Конструкции предохранителей.
16. Схемы электрических соединений на ТЭС и АЭС.
17. Воздушные выключатели: гашение дуги, достоинства, недостатки.
18. Нагрев проводников в нормальном режиме и при коротком замыкании.
19. Масляные выключатели: гашение дуги, достоинства, недостатки.
20. Элегазовые выключатели: гашение дуги, достоинства, недостатки.
21. Релейная защита и противоаварийная автоматика на ТЭС.
22. Выбор и проверка разъединителей.
23. Выбор и проверка трансформаторов тока.
24. Выбор и проверка трансформаторов напряжения.
25. Собственные нужды станций.
26. Конструкция КРУЭ.
27. Конструкция КРУ и КРУН.
28. Конструкция масляных выключателей.
29. Конструкция воздушных выключателей.
30. Конструкция элегазовых выключателей.

9. УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ И ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ «ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ»

а) основная литература:

1. Рожкова, Лениза Дмитриевна. Электрооборудование электрических станций и подстанций [Текст] : учеб. : доп. УМО / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова, 2009. - 448 с.
2. Фортов, Владимир Евгеньевич. Энергетика в современном мире [Текст] / В. Е. Фортов, О. С. Попель, 2011. - 168 с.

б) дополнительная литература:

1. Рожкова, Лениза Дмитриевна. Электрооборудование станций и подстанций [Текст] : учеб. / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин, 1987. - 648 с.
2. Мусаэлян, Эрик Суренович. Наладка и испытание электрооборудования электростанций и подстанций [Текст] : учеб.: доп. Мин. энергетики и электрификации СССР / Э. С. Мусаэлян, 1979. - 464 с.
3. Мандрыкин, Сергей Андреевич. Эксплуатация и ремонт электрооборудования станций и сетей [Текст] : учеб. / С. А. Мандрыкин, А. А. Филатов, 1983. - 344 с.
4. Основы эксплуатации электрооборудования станций и подстанций [Текст] : учеб.-метод. комплекс для спец. 140204 - Электрические станции / АмГУ, Эн.ф., 2007. - 34 с.
5. Электротехнический справочник [Текст] : В 3 т. / Ред. В.Г. Герасимов, Ред. П.Г. Грудинский, Ред. Л.А. Жуков. Т.3, Кн. 1. Производство, передача и распределение электрической энергии, 1982. - 656 с.
6. Козлов А.Н., Ротачев Ю.А. Релейная защита и автоматика. Учебное пособие. – Благовещенск: Изд-во Амурского гос. ун-та, 2006. – 120 с.

7. Сибикин, Юрий Дмитриевич. Справочник по эксплуатации электроустановок промышленных предприятий [Текст] / Ю. Д. Сибикин, М. Ю. Сибикин, 2005. - 400 с.

в) периодические издания:

8. «Электричество».
9. «Электрические станции».
10. «Энергетик».
11. «Промышленная энергетика».
12. «Электротехника».
13. «Электрика».
14. «Энергохозяйство за рубежом».
15. «Electrical Power and Energy Systems».
16. «IEEE Transactions. Power systems».
17. «Energy Policy».
18. «Вестник ИГЭУ».
19. «Вестник Московского энергетического института».
20. «Известия вузов. Электромеханика».
21. «Известия РАН. Энергетика».
22. «Новости электротехники»
23. «Амурский дилижанс».
24. «Вестник Амурского государственного университета».
25. «Энергетика. Сводный том».
26. «Электротехника. Сводный том»
27. «Теплоэнергетика»
28. «Энергосбережение»

г) программное обеспечение и Интернет-ресурсы:

№	Наименование ресурса	Краткая характеристика
1	http://www.iqlib.ru/	Интернет-библиотека образовательных изданий, в которой собраны электронные учебники, справочные и учебные пособия. Удобный поиск по ключевым словам, отдельным темам и отраслям знаний.

10. МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ «ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ»

№ п/п	Наименование лабораторий, ауд.	Основное оборудование
1	2	3
1	508 (6) Лаборатория	Лабораторный комплекс на базе станков производства ООО Инженерно-производственный

	релейной защиты	центр «Учебная техника», г. Челябинск, на котором выполняются лабораторные работы: - автоматическое включение резервного питания; - автоматическая частотная разгрузка (АЧР);
2	207 (6) Лаборатория электрических аппаратов	Учебные распределительные низковольтные панели, в состав которых входят комплекты управления, блокировки и защиты - секционного выключателя; - отходящей линии.
3	107 (6) Высоковольтная лаборатория	Учебное распределительное устройство 10 кВ, в состав которого входят комплекты релейной защиты и автоматики: - секционного выключателя; - отходящей линии -секции шин.

1. График самостоятельной работы студентов

<i>№ темы</i>	<i>Содержание</i>	<i>Объем, час</i>	<i>Срок, уч. недели</i>	<i>Форма контроля</i>
1	История развития электростанций	6	1-10	публичная защита рефератов
2	Изучение конструктивных особенностей СГ, трансформаторов и АТ. Выполнение индивидуальных домашних заданий	12	2-6	Блиц-опрос Проверка на ПЗ
3	Перспективы развития источников электроэнергии. Выполнение индивидуальных домашних заданий	10	7-10	публичная защита рефератов Проверка на ПЗ
4	Выполнение индивидуальных домашних заданий	4	11-12	Проверка на ПЗ
5	Выполнение индивидуальных домашних заданий, подготовка и сдача зачета по ПЗ	12	13-14	Проверка на ПЗ

Примечание. Список литературы, необходимый для изучения вопросов, заданных на самостоятельную работу, приведен в рабочей программы дисциплины.

2. Методические рекомендации по проведению семинарских и практических занятий.

Практические занятия предусмотрены в рабочей программе в объеме 14 часов. Тематика практических занятий представлена в таблице.

№ темы	Название темы	Кол-во часов
1	Определение расчетных мощностей нагрузок. Выбор числа и мощности трансформаторов	2
2	Трансформаторы связи на ТЭЦ	2
3	Выбор числа и мощности трансформаторов связи на КЭС, ГЭС и АЭС	2
4	Выбор шинных конструкций	2
5	Выбор гибких шин и токопроводов	2
6	Выбор электрических аппаратов	2
7	Итоговое занятие	2

Цель практических занятий – научить студентов выполнять расчеты по выбору конструктивных параметров электрооборудования.

Практические занятия проводятся по учебному пособию: Сборник задач и упражнений по электрической части электростанций и подстанций/ Под ред. Б.Н. Неклепаева, В.А. Старшинова. – М.: МЭИ, 1996г.

При подготовке ответов на вопросы для самостоятельной работы студентам рекомендуется пользоваться программами Excel, MathCAD для выполнения серий расчетов.

На практических занятиях помимо решения вышеуказанных задач и проверки индивидуальных заданий рекомендуется проведение выступлений студентов с докладами по рефератам и их обсуждение (до 30 мин.) по темам:

1. История развития электростанций.
2. Перспективы развития источников электроэнергии.

В качестве источников информации для составления рефератов студентам рекомендуются публикации в журналах «Электричество», «Электрические станции», «Энергетика за рубежом».

3. Конспект лекций

Силовые трансформаторы

Количество силовых трансформаторов, планируемых к установке на проектируемой подстанции, в первую очередь, определяется категорийностью потребителей по надежности электроснабжения.

При наличии потребителей первой категории их количество должно быть в соответствии с рекомендациями ПУЭ не менее двух.

Наиболее часто на подстанциях устанавливают два трансформатора или автотрансформатора. В этом случае при правильном выборе мощности

трансформаторов обеспечивается надежное электроснабжение потребителей даже при аварийном отключении одного из них.

На двухтрансформаторных подстанциях в первые годы эксплуатации, пока нагрузка не достигла расчетной, возможна установка одного трансформатора. В течение этого периода необходимо обеспечить резервирование электроснабжения потребителей по сетям среднего или низшего напряжения. В дальнейшем, при увеличении нагрузки до расчетной устанавливается второй трансформатор. Если при установке одного трансформатора обеспечить резервирование по сетям СН и НН нельзя или полная расчетная нагрузка подстанции ожидается раньше, чем через три года после ввода ее в эксплуатацию, то подстанция сооружается по конечной схеме, т. е. с двумя трансформаторами.

Однотрансформаторные подстанции могут сооружаться для питания неответственных потребителей третьей категории, если замена поврежденного трансформатора или ремонт его производится в промежутке времени, не превышающим одних суток.

Сооружение однотрансформаторных подстанций для потребителей второй категории допускается при наличии централизованного передвижного трансформаторного резерва или другого резервного источника питания от сети СН или НН, включаемого вручную или автоматически.

Централизованный трансформаторный резерв широко используется в схемах электроснабжения промышленных предприятий. В этом случае в цехах сооружаются однотрансформаторные подстанции, и предусматривается один резервный трансформатор, который при необходимости может быть установлен на любой цеховой подстанции.

То же самое может быть предусмотрено для сетевого района, объединяющего несколько подстанций, связанных подъездными дорогами, состояние которых позволяет в любое время года перевезти резервный трансформатор на любую подстанцию.

Установка четырех трансформаторов возможна на подстанциях с двумя средними напряжениями (220/110/35/10 кВ, 500/220/35/10 кВ, и др.).

Трансформаторы и автотрансформаторы с высшим напряжением до 500 кВ включительно по возможности выбираются трехфазными.

Группы из однофазных трансформаторов устанавливаются при отсутствии трехфазных трансформаторов соответствующей мощности. При установке одной группы однофазных трансформаторов предусматривается одна резервная фаза. В ряде случаев может оказаться более экономичным применение спаренных трехфазных трансформаторов (автотрансформаторов).

Мощность трансформаторов выбирается по следующим условиям:

при установке одного трансформатора

$$S_{ном} \geq S_{max};$$

при установке двух трансформаторов

$$S_{ном} \geq 0.7 S_{max};$$

при установке n трансформаторов

$$S_{\text{ном}} \geq 0,7 \frac{S_{\text{max}}}{n-1}.$$

Здесь под S_{max} понимается наибольшая нагрузка подстанции на расчетный период пять лет.

Трансформаторы, выбранные по двум последним условиям, обеспечивают питание всех потребителей в нормальном режиме при оптимальной загрузке трансформаторов $0,6-0,7 S_{\text{ном}}$. При аварии или выводе одного из трансформаторов в ремонт оставшийся в работе трансформатор должен обеспечивать питание потребителей с допустимой длительной перегрузкой не более 40% от его номинальной мощности или с перегрузкой, определяемой из условий температурного режима трансформаторов [4].

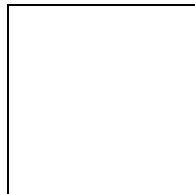
В некоторых случаях из-за невозможности обеспечить условия допустимой перегрузки трансформаторов разрешается их разгрузка за счет отключения всех или части потребителей третьей категории средствами автоматической разгрузки или эксплуатационным персоналом.

При выборе мощности автотрансформаторов, к обмотке НН которых присоединены синхронные компенсаторы, необходимо проверить загрузку общей обмотки автотрансформатора.

Последовательность расчета

1. Предварительно определяется расчетная мощность силового трансформатора.

Двухобмоточный трансформатор



где β_T и N_T – соответственно коэффициент загрузки трансформатора (для двухтрансформаторных подстанций $\beta_T=0,7$; для однострансформаторных $\beta_T=0,8 \neq 0,85$) и количество трансформаторов;

Q_3 – реактивная мощность, передаваемая через трансформатор в сеть низкого напряжения (переток реактивной мощности из сети высокого напряжения).

$$Q_3 = P_n \cdot \text{tg} \varphi_n,$$

где $\text{tg} \varphi_n$ – нормативный базовый коэффициент мощности, задаваемый энергосистемой потребителям в часы максимальных нагрузок.

Трехобмоточный трансформатор и автотрансформатор

Определяется суммарная нагрузка трансформатора

$$\underline{S}_{T\Sigma} = P_{\text{нн}} + P_{\text{сн}} + j(Q_3 + Q_{\text{сн}}),$$

- где $P_{ни}$, $P_{сн}$ – соответственно активная нагрузка низкой и средней сторон трехобмоточного трансформатора или автотрансформатора;
- Q_3 – реактивная мощность, передаваемая через трехобмоточный трансформатор (автотрансформатор) в сеть низкого напряжения;
- $Q_{сн}$ – реактивная мощность, передаваемая через трехобмоточный трансформатор (автотрансформатор) в сеть среднего напряжения.

В целях снижения потерь мощности в распределительных сетях энергосистем $Q_{сн}$ определяется, исходя из оптимизации режима по реактивной мощности.

Расчетная мощность трехобмоточного трансформатора или автотрансформатора равна

$$S_{T(AT)расч} \geq \frac{\sqrt{(P_{ни} + P_{сн})^2 + (Q_3 + Q_{сн})^2}}{N_T \cdot \beta_T}.$$

- По справочным данным выбирается силовой трансформатор с номинальной мощностью $S_{T ном}$, ближайшей к найденной экономической мощности.
- Принятый к установке на подстанции силовой трансформатор проверяется по условию допустимой 40% перегрузки в послеаварийном режиме

$$\beta_{T н/а} = \frac{S_p}{S_{T ном}} \leq 1,4.$$

- Если коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме превышает допустимый, тогда для выполнения данного условия необходима разгрузка трансформатора за счет отключения всех или части потребителей III категории

$$\beta_{T н/а} = \frac{S_p - S_{III}}{S_{T ном}} \leq 1,4,$$

где S_{III} - нагрузка отключаемых потребителей III категории, питаемых от данной подстанции, МВА.

- Если и после отключения потребителей III категории условие допустимой перегрузки трансформаторов не соблюдается, необходимо выбрать трансформатор с большей номинальной мощностью.

Трансформаторы связи на ТЭЦ

На электростанциях, имеющих шины генераторного напряжения, предусматривается установка трансформаторов для связи этих шин с шинами повышенного напряжения. Такая связь необходима для выдачи избыточной

мощности в энергосистему в нормальном режиме, когда работают все генераторы, и для резервирования питания нагрузок на напряжении 6-10 кВ при плановом или аварийном отключении одного генератора.

Число трансформаторов связи обычно не превышает двух и выбирается из следующих соображений.

При трех или более секциях сборных шин ГРУ устанавливаются два трансформатора связи. Это позволяет создать симметричную схему и уменьшить перетоки мощности между секциями при отключении одного генератора.

При выдаче в энергосистему от ТЭЦ значительной мощности, соизмеримой с мощностью вращающегося резерва энергосистемы (10-12% общей установленной мощности энергосистемы), необходима установка двух трансформаторов. В этом случае обеспечивается надежная выдача избыточной мощности в энергосистему.

В остальных случаях, когда ГРУ состоит из одной (двух) секций и выдаваемая в энергосистему мощность невелика, допустима установка одного трансформатора связи.

Трансформаторы связи должны обеспечить выдачу в энергосистему всей активной и реактивной мощности генераторов за вычетом нагрузок собственных нужд и нагрузок распределительного устройства генераторного напряжения в период минимума нагрузки, а также выдачу в сеть активной мощности, вырабатываемой по тепловому графику в нерабочие дни.

Мощность трансформаторов связи выбирается с учетом возможности питания потребителей в летний период, когда при снижении тепловых нагрузок может потребоваться остановка теплофикационных агрегатов. Учитывается также необходимость резервирования питания нагрузок в период максимума при выходе из строя наиболее мощного генератора, присоединенного к ГРУ.

На рис.2.1 приведена схема выдачи электроэнергии ТЭЦ, где условно показаны сборные шины генераторного и высшего напряжения.

Мощность, передаваемая через трансформатор, определяется с учетом различных значений $\cos \varphi$ генераторов, нагрузки и потребителей собственных нужд:

$$S_{расч} = \sqrt{(\sum P_G - P_n - P_{с,н})^2 + (\sum Q_G - Q_n - Q_{с,н})^2},$$

где $\sum P_G, \sum Q_G$ – активная суммарная и реактивная мощность генераторов, присоединенных к сборным шинам;

$\sum P_n, \sum Q_n$ – активная и реактивная нагрузка на генераторном напряжении;

$\sum P_{сн}, \sum Q_{сн}$ – активная и реактивная нагрузка для собственных нужд.

Передаваемая через трансформатор связи мощность изменяется в зависимости от режима работы генераторов и графика нагрузки потребителей.

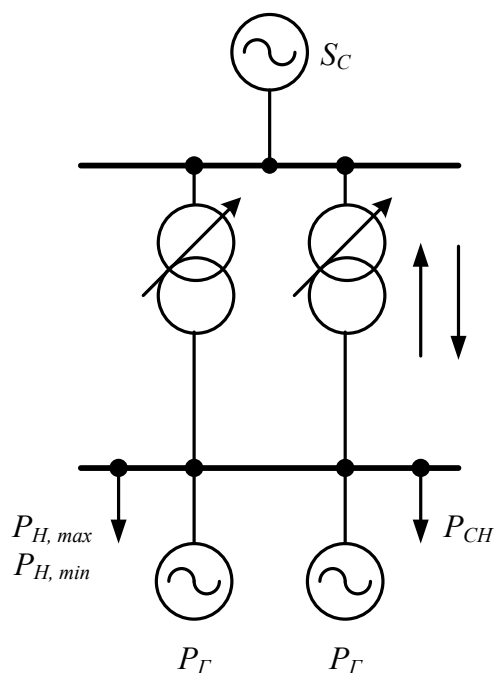


Рис. 2.1. Схема выдачи электроэнергии ТЭЦ

Эту мощность можно определить на основании суточного графика выработки мощности генераторами и графиков нагрузки потребителей и собственных нужд ТЭЦ. При отсутствии таких графиков определяют мощность, передаваемую через трансформатор, в трех режимах: минимальных нагрузок, подставляя в (2.7) $P_{н, min}$, $Q_{н, min}$ находят $S_{1 расч}$, максимальных нагрузок $P_{н, max}$, $Q_{н, max}$ находят $S_{2 расч}$ и в аварийном режиме, при отключении самого мощного генератора (изменяется величина $\Sigma P_G, \Sigma Q_G$), находят $S_{3 расч}$.

По наибольшей расчетной нагрузке определяется мощность трансформаторов связи. При установке двух трансформаторов

$$S_T \geq \frac{S_{расч, max}}{K_n},$$

где K_n – коэффициент допустимой перегрузки трансформатора.

Как было уже отмечено, трансформаторы связи могут работать как повышающие в режиме выдачи мощности в энергосистему и как понижающие при передаче мощности из энергосистемы. Реверсивная работа вызывает необходимость применения трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой.

Трансформаторы могут быть трехобмоточными, если на ТЭЦ кроме нагрузок 6-10 кВ имеются нагрузки на 35 кВ, составляющие не менее 15% общей нагрузки трансформатора, а связь с энергосистемой осуществляется на напряжении 110 кВ.

При нагрузке на 35 кВ менее 15 % устанавливаются двухобмоточные трансформаторы 35/6-10 кВ.

Выбор трансформаторов производится по загрузке обмоток низшего напряжения, которая определяется в трех указанных выше режимах по (2.7).

На ТЭЦ с блочным соединением генераторов мощность блочного трансформатора выбирается по расчетной мощности:

$$S_{расч} = \sqrt{(P_G - P_n - P_{с,н})^2 + (Q_G - Q_n - Q_{с,н})^2},$$

где P_n - нагрузка, присоединенная к ответвлению от энергоблока.

Если нагрузка присоединена к двум энергоблокам, при определении $S_{расч}$ следует принять $P_n/2$.

Если от энергоблока получают питание только собственные нужды, то

$$S_{расч} = \sqrt{(P_G - P_{с,н})^2 + (Q_G - Q_{с,н})^2}.$$

Выбор числа и мощности трансформаторов связи на КЭС, ГЭС и АЭС

На мощных КЭС, ГЭС и АЭС выдача электроэнергии в энергосистему происходит на двух, а иногда на трех повышенных напряжениях.

Связь между распределительными устройствами разного напряжения осуществляется обычно с помощью автотрансформаторов, применение которых обусловлено рядом преимуществ.

Мощность автотрансформаторов выбирается по максимальному перетоку между распределительными устройствами высшего и среднего напряжения, который определяется по наиболее тяжелому режиму.

Расчетным режимом может быть выдача мощности из распределительного устройства (РУ) среднего напряжения (СН) в РУ высшего напряжения, имеющего связь с энергосистемой. При этом необходимо учитывать в расчете минимальную нагрузку на шинах СН.

Более тяжелым может оказаться режим передачи мощности из РУ высшего напряжения в РУ среднего напряжения при максимальной нагрузке на шинах СН и отключении одного из энергоблоков, присоединенных к этим шинам.

Число автотрансформаторов связи определяется схемой прилегающего района энергосистемы. При наличии дополнительных связей между линиями высшего и среднего напряжения в энергосистеме на электростанции может быть установлен один автотрансформатор, а в некоторых случаях возможен отказ от установки автотрансформатора связи. При таком решении упрощается конструкция РУ и уменьшаются токи КЗ на шинах высшего и среднего напряжения.

Если связей между линиями высшего и среднего напряжения в прилегающем районе энергосистемы нет, устанавливаются два автотрансформатора.

Переток мощности через автотрансформаторы связи определяется выражением

$$S_{расч} = \sqrt{(\Sigma P_G - P_C - P_{C,H})^2 + (\Sigma Q_G - Q_C - Q_{C,H})^2},$$

где $\Sigma P_G, \Sigma Q_G$ – активная и реактивная мощности генераторов, присоединенных к шинам среднего напряжения;

$P_{сн}, Q_{сн}$ – активная и реактивная нагрузки собственных нужд блоков, присоединенных к шинам среднего напряжения;

P_C, Q_C – активная и реактивная нагрузки на шинах среднего напряжения.

Расчетная мощность определяется для трех режимов: максимальная, минимальная нагрузка среднего напряжения (СН) и отключение энергоблока, присоединенного к шинам СН при максимальной нагрузке потребителей.

По наибольшей расчетной мощности выбирается номинальная мощность автотрансформатора по (2.8) с учетом допустимой перегрузки.

Возможна установка автотрансформаторов в блоке с генератором. В этом случае мощность автотрансформатора выбирается с учетом коэффициента выгоды.

Известно, что обмотка низшего напряжения рассчитывается на типовую мощность автотрансформатора

$$S_{НН} = S_{ТИП} = K_{выг} S_{ном},$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность автотрансформатора по каталогу;

$K_{выг}$ – коэффициент выгоды.

Т. к. обмотка низшего напряжения должна быть рассчитана на полную мощность генератора

$$S_G \leq S_{НН} = K_{выг} \cdot S_{ном}.$$

Коэффициент $K_{выг}$ зависит от коэффициента трансформации автотрансформатора $n_{вс}$ и находится в пределах 0,33-0,667.

Соответственно мощность автотрансформатора в блоке с генератором составляет $S_{ном} = (3 - 1.5) S_G$.

Увеличение мощности автотрансформатора при установке его в блоке с генератором снижает эффективность применения схемы связи. В этой схеме автотрансформатор работает в комбинированном режиме, т. е. передает электроэнергию со стороны низшего напряжения на сторону высшего или среднего напряжения и осуществляет переток между РУ среднего и высшего напряжения. Комбинированные режимы требуют строгого контроля загрузки обмоток.

Окончательный выбор того или иного способа присоединения автотрансформаторов должен быть обоснован технико-экономическим расчетом.

ВЫБОР ГЛАВНОЙ СХЕМЫ

Выбор главной схемы электрических соединений подстанции следует производить с учетом следующих факторов: типа проектируемой подстанции; числа и мощности устанавливаемых силовых трансформаторов; категорийности потребителей электрической энергии по надежности электроснабжения; уровней напряжения; количества питающих линий и отходящих присоединений; значение токов короткого замыкания, экономичности принимаемых вариантов; гибкости и удобства в эксплуатации; безопасности в обслуживании и др. Варианты схем электрических соединений приведены в электротехническом справочнике [12], а наиболее распространенные схемы показаны в данном разделе пособия.

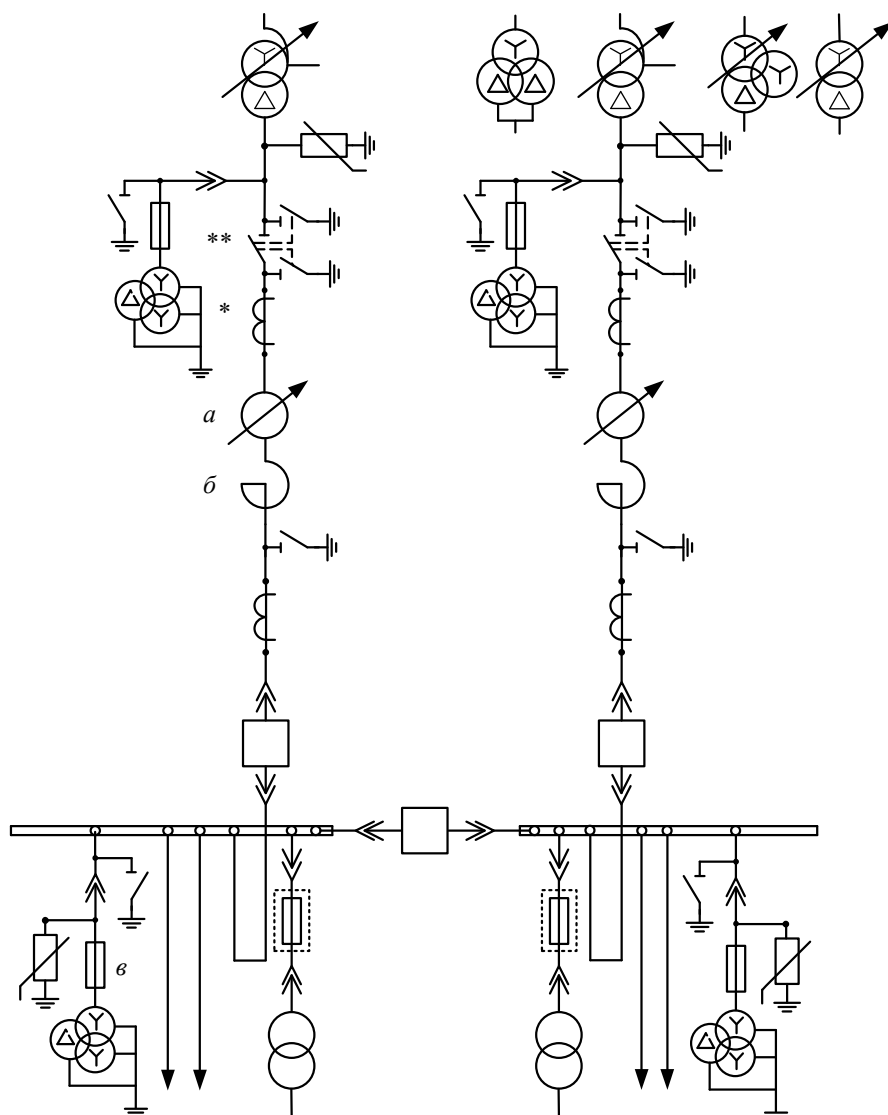
Схемы электрических соединений на стороне 6-10 кВ

Наиболее простой схемой электроустановок на стороне 6-10 кВ является схема с одной системой сборных шин с разделением сборных шин на секции, число которых обычно соответствует количеству источников питания. На подстанциях промышленных предприятий секционный выключатель в нормальном режиме обычно отключен в целях ограничения токов КЗ.

Схема с одной системой шин позволяет широко использовать комплектные распределительные устройства (КРУ), имеющие ячейки с выключателями, установленными на выкатных тележках, что снижает стоимость монтажа, позволяет широко применять механизацию, уменьшает время сооружения электроустановки и позволяет эффективно их эксплуатировать и ремонтировать (рис.3.1).

При использовании ячеек КСО источники питания и линии 6-10 кВ присоединяются к сборным шинам с помощью выключателей и разъединителей. На каждую цепь необходим один выключатель, который служит для отключения и включения этой цепи в нормальных и аварийных режимах. При необходимости отключения линии W1 достаточно отключить выключатель Q1. Если выключатель Q1 выводится в ремонт, то после его отключения отключают разъединители: сначала линейный QS1, а затем шинный QS2.

Таким образом, операции с разъединителями необходимы только при выводе присоединения в целях обеспечения безопасного производства работ. Вследствие однотипности и простоты операций с разъединителями аварийность из-за неправильных действий с ними дежурного персонала мала, что относится к достоинствам рассматриваемой схемы. Достоинствами схемы также являются простота, наглядность, экономичность, достаточно высокая надежность



1. Необходимость установки элементов а, б, в, а также тип защитного аппарата в цепи трансформатора СН определяются при конкретном проектировании.
2. При оперативном переменном и выпрямленном токе трансформатор СН присоединяется непосредственно к выводам трансформаторов (до выключателя) (см. пунктир).
3. Трансформаторы тока, отмеченные *, устанавливаются при соответствующем обосновании.
4. Разъединители, отмеченные **, устанавливаются только при наличии линейно-регулирующих трансформаторов.

Рис. 3.1. Одна одиночная, секционированная выключателем, система шин

Наряду с достоинствами схема с одной несекционированной системой шин обладает рядом недостатков. Для ремонта сборных шин и шинных разъединителей любого присоединения необходимо полностью снять напряжение со сборных шин, т.е. отключить источники питания. Это приводит к перерыву электроснабжения всех потребителей на время ремонта. При повреждении и последующем ремонте одной секции ответственные потребители, нормально питающиеся с обеих секций, остаются без резерва, а потребители, не резервированные по сети, отключаются на все время ремонта.

В этом режиме источник питания, подключенный к ремонтируемой секции, отключается на все время ремонта.

С учетом особенностей электроприемников (I и II категорий), их схемы электроснабжения (отсутствие резерва по сети), а также большого количества присоединений к сборным шинам для главного распределительного устройства ТЭЦ на ряде крупных понизительных подстанций предприятий черной и цветной металлургии, на заводских ТЭЦ при технико-экономическом обосновании может предусматриваться *схема с двумя системами сборных шин* (рис.3.2).

В этой схеме каждый элемент присоединяется через развилку двух шинных разъединителей, что позволяет осуществлять работу как на одной, так и на другой системе шин.

Рабочая система шин секционирована выключателем QВ (иногда реактором LRB). Вторая система шин А2 является резервной, напряжение на ней нормально отсутствует. Обе системы шин могут быть соединены шиносоединительными выключателями QA1 и QA2, которые в нормальном режиме отключены.

Схема с двумя системами шин позволяет производить ремонт одной системы шин, сохраняя в работе все присоединения. Так, при ремонте одной секции рабочей системы шин А1 все присоединения ее переводят на резервную систему шин А2, для чего производят следующие операции:

- включают шиносоединительный выключатель QA2 и с его привода снимают оперативный ток;

- проверяют включенное положение QA2;

- включают на систему шин А2 разъединители всех переводимых присоединений;

- отключают от системы шин А1 разъединители всех присоединений, кроме разъединителей QA2 и трансформатора напряжения;

- переключают питание цепей напряжения релейной защиты, автоматики и измерительных приборов на трансформатор напряжения системы шин А2;

- проверяют по амперметру отсутствие нагрузки на QA2;

- подают оперативный ток на привод и отключают QA2;

- производят подготовку к ремонту секции шин А1.

В этой схеме можно использовать шиносоединительный выключатель для замены выключателя любого присоединения.

Рассматриваемая схема гибка и достаточно надежна. К недостаткам ее следует отнести большое количество выключателей, более сложную конструкцию распределительного устройства, что ведет к увеличению капитальных затрат.

Существенным недостатком является использование разъединителей в качестве оперативных аппаратов. Большое количество операций разъединителями и сложная блокировка между выключателями и разъединителями приводит к возможности ошибочного отключения тока нагрузки разъединителями. Вероятность аварий из-за неправильного

действия обслуживающего персонала в схемах с двумя системами шин больше, чем в схемах с одной системой шин.

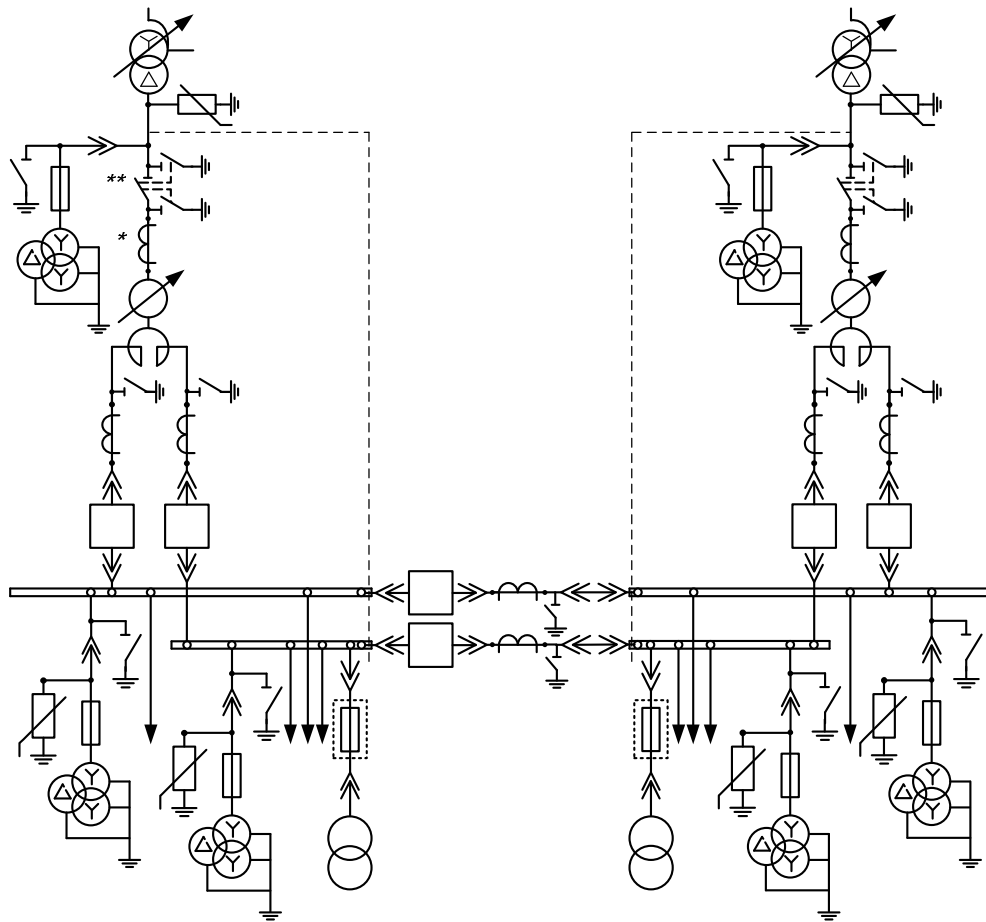
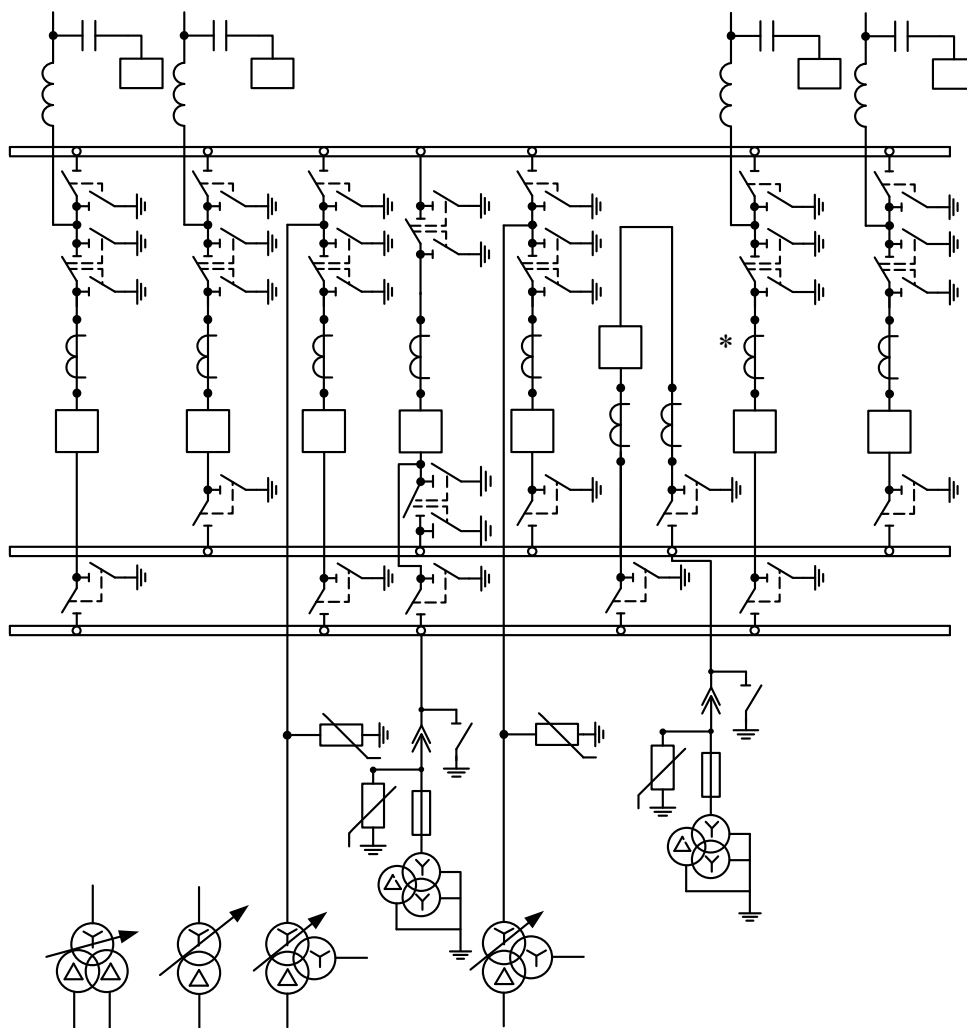


Рис.3.2. Две одиночные, секционированные выключателями, системы шин

Одним из важных требований к схемам на стороне высшего напряжения является создание условий для ревизий и опробований выключателей без перерыва работы. Этим требованиям отвечает *схема с обходной системой шин* (рис.3.11). В нормальном режиме обходная система шин АО находится без напряжения, разъединители QSO, соединяющие линии и трансформаторы с обходной системой шин, отключены. В схеме предусматривается обходной выключатель QO, который может быть присоединен к любой секции с помощью развилки из двух разъединителей.



1. Секционный выключатель отмеченный*, устанавливаются при соответствующем обосновании.
2. Необходимость установки ОПН на шинах уточняется при конкретном проектировании.

Рис. 3.11. Одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная система шин

Секции в этом случае параллельны. Выключатель QO может заменить любой другой выключатель, для чего надо произвести следующие операции: включить обходной выключатель QO для проверки исправности обходной системы шин, отключить QO, включить QSO, включить QO, отключить выключатель Q1, отключить разъединители QS1 и QS2.

После указанных операций линия получает питание через обходную систему шин и выключатель QO от первой секции. Все эти операции производятся без нарушения электроснабжения по линии, хотя они связаны с большим количеством переключений.

С целью экономии иногда совмещаются функции обходного и секционного выключателей. На схеме, кроме выключателя QO, есть перемычка из разъединителей QS3 и QS4. В нормальном режиме эта перемычка включена,

обходной выключатель присоединен к секции В2 и также включен. Таким образом, секции В1 и В2 соединены между собой через QO, QS3, QS4 и обходной выключатель выполняет функции секционного выключателя. При замене любого линейного выключателя обходным необходимо отключить QO, отключить разъединитель переемычки (QS3), а затем использовать QO по назначению. На время ремонта линейного выключателя параллельная работа секций, а следовательно и линий, нарушается. В цепях трансформаторов в рассматриваемой схеме установлены выключатели. При повреждении в трансформаторе (напр. Т1) отключаются выключатели линий W1, W3 и выключатель QO. После отключения отделителя QR1 выключатели включаются автоматически, восстанавливая работу линий. Такая схема требует четкой работы автоматики.

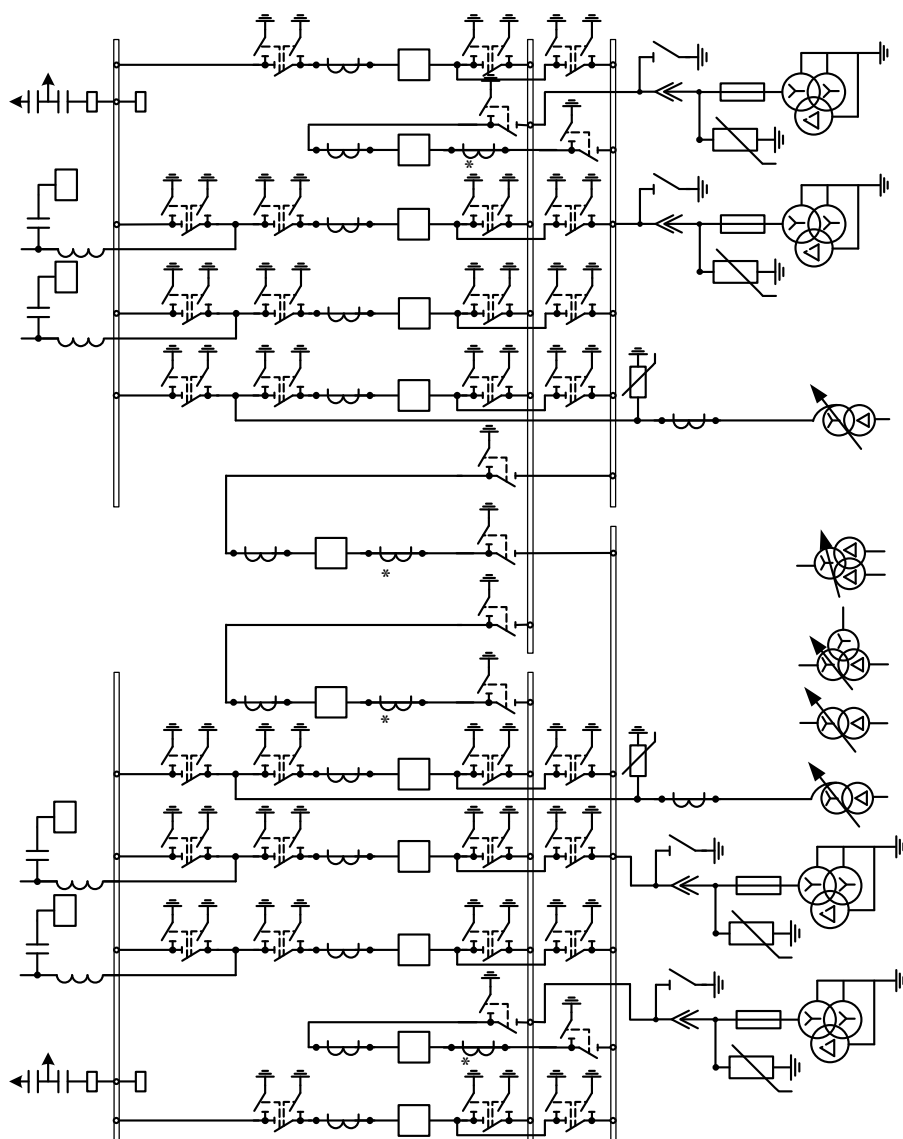
Схема рекомендуется для ВН подстанций (110 кВ) при числе присоединений (линий и трансформаторов) до шести включительно, когда нарушение параллельной работы линий допустимо и отсутствует перспектива дальнейшего развития. Если в перспективе ожидается расширение РУ, то в цепях трансформаторов устанавливаются выключатели. Схемы с трансформаторными выключателями применяются для напряжений 110 и 220 кВ на стороне ВН и СН подстанций.

При числе присоединений (7-15) рекомендуется схема с отдельным обходным QO и секционным QB выключателями. Это позволяет сохранить параллельную работу линий при ремонтах выключателей.

В обеих схемах ремонт секции связан с отключением всех линий, присоединенных к данной секции, и одного трансформатора, поэтому такие схемы применяют при парных линиях или линиях, резервируемых от других подстанций, а также радиальных, но не более одной на секцию.

Для РУ 110-220 кВ с большим числом присоединений применяется схема с двумя рабочими и обходной системами шин с одним выключателем на цепь (рис.3.12).

Как правило, обе системы шин находятся в работе при соответствующем фиксированном распределении всех присоединений: линии W1, W3, W5 и трансформатор Т1 присоединены к первой системе шин А1, линии W2, W4, W6 и трансформатор Т2 присоединены ко второй системе шин А2, шиносоединительный выключатель QA включен. Такое распределение присоединений увеличивает надежность схемы, т. к. при КЗ на шинах отключаются шиносоединительный выключатель QA и только половина присоединений. Если повреждение на шинах устойчивое, то отключившиеся присоединения переводят на исправную систему шин. Перерыв электроснабжения половины присоединений определяется длительностью переключений. Рассмотренная схема рекомендуется для РУ 110-220 кВ на стороне ВН и СН подстанций при числе присоединений 7-15, а также на электростанциях при числе присоединений до 12.



1. Трансформаторы тока, отмеченные *, устанавливаются при соответствующем обосновании.
2. Необходимость установки ОПН на шинах уточняется при конкретном проектировании

Рис. 3.12. Две рабочие, секционированные выключателями, и обходная система шин с двумя обходными и двумя шиносоединительными выключателями

Следует отметить, что для РУ 110 кВ и выше существенными становятся недостатки этой схемы:

- отказ одного выключателя при аварии приводит к отключению всех источников питания и линий, присоединенных к данной системе шин. Ликвидация аварии затягивается, т. к. все операции по переходу с одной системы шин на другую производятся разъединителями. Если источниками питания являются мощные блоки турбогенератор-трансформатор, то пуск их после сброса нагрузки на время более 30 мин. может занять несколько часов;
- повреждение шиносоединительного выключателя равноценно КЗ на обеих системах шин, т.е. приводит к отключению всех присоединений;
- большое количество операций разъединителями при выводе в ревизию и ремонт выключателей усложняет эксплуатацию РУ;

– необходимость установки шиносоединительного, обходного выключателей и большого количества разъединителей увеличивает затраты на сооружение РУ.

Некоторого увеличения гибкости и надежности схемы можно достичь секционированием одной или обеих систем шин. На подстанциях секционируется одна система шин при $U=220$ кВ при числе присоединений 12-15 или при установке трансформаторов мощностью 125 МВА; обе системы шин 110-220 кВ секционируются при более чем 15 присоединениях.

Если сборные шины секционированы, то для уменьшения капитальных затрат возможно применение совмещенных шиносоединительного и обходного выключателей QOA. В нормальном режиме разъединители QS1, QSO, QS2 включены и обходной выключатель выполняет роль шиносоединительного. При необходимости ремонта одного выключателя отключают выключатель QOA и разъединитель QS2 и используют обходной выключатель по его прямому назначению. В схемах с большим числом линий количество таких переключений в год значительно, что приводит к усложнению эксплуатации, поэтому имеются тенденции к отказу от совмещения шиносоединительного и обходного выключателей. В схеме с секционированными шинами при повреждении на шинах или при КЗ в линии и отказе выключателя теряется только 25% присоединений (на время переключений), однако при повреждении в секционном выключателе теряется 50% присоединений.

РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

При расчете токов короткого замыкания на отдельном листе в пояснительной записке вычерчивается расчетная схема, где указываются все основные характеристики элементов схемы, необходимые для расчета токов короткого замыкания.

Расчетными точками короткого замыкания принимаются сборные шины РУ–6(10) кВ и РУ–220-110(35) кВ проектируемой подстанции или шины всех РУ электростанции.

Расчет желательно выполнить в относительных единицах. Расчетный вид КЗ - трехфазное короткое замыкание, по которому проверяются электродинамическая устойчивость выключателей, а также термическая устойчивость токоведущих частей электроустановок и аппаратов.

Тепловой импульс при двухфазном коротком замыкании может оказаться большим, чем при трехфазном замыкании, особенно при продолжительном коротком замыкании. Однако при быстродействующих защитах основных цепей РУ $B_k^{(3)} > B_k^{(2)}$, поэтому расчетным при проверке термической устойчивости будет ток трехфазного короткого замыкания.

В результате расчета токов короткого замыкания необходимо выявить следующие их значения:

$I_{по}$ – периодическую составляющую тока короткого замыкания в начальный момент времени;

- i_{a0} – аperiodическую составляющую тока короткого замыкания в начальный момент времени;
- $I_{Пт}$ – ток короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя;
- i_{at} – аperiodическую составляющую тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя;
- I_{∞} – установившийся ток короткого замыкания;
- i_y – ударный ток короткого замыкания;
- I_y – действующее значение тока короткого замыкания за первый период после момента короткого замыкания;

Расчет токов короткого замыкания следует производить с учетом индивидуального затухания периодической составляющей тока короткого замыкания от отдельных источников, находящихся на различном удалении от места короткого замыкания.

От источников бесконечной мощности токи короткого замыкания необходимо определять аналитическим методом по величинам базисного тока и относительного результирующего сопротивления до места короткого замыкания, т.е.:

$$I_{П0} = I_{\infty} = \frac{I_{\delta}}{x_{*рез}},$$

где

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}}.$$

Здесь за базисную мощность принимается **100 МВА или 1000 МВА**, а за базисное напряжение U_{δ} - среднее номинальное напряжение той ступени напряжения, на которой рассчитываются значения токов короткого замыкания.

От источников конечной мощности токи короткого замыкания определяются по типовым кривым.

Кривые представляют собой зависимость $\gamma_{*nt} = f(I_{нд}/I_{ном}; t_{откл})$. По найденным относительным значениям периодической составляющей тока короткого замыкания для различных моментов времени находим действительные токи короткого замыкания, пользуясь следующими выражениями:

$$I_{П0*} = \frac{E_{*\delta}}{x_{*рез}}; \quad I_{П0} = I_{П0*} \cdot I_{\delta}; \quad (4.3)$$

$$I_{Пт} = I_{П0} \cdot \gamma_{Пт}. \quad (4.4)$$

Составление схемы замещения

Расчеты токов коротких замыканий выполняются, как правило, без учета активных сопротивлений и проводимостей элементов сети, входящих в схему замещения, а также фазовых сдвигов между векторами э.д.с источников.

Поэтому для составления схем замещения заданной электрической схемы необходимо определить лишь индуктивные сопротивления всех элементов сети и э.д.с источников, подпитывающих точку короткого замыкания.

Сопротивлениям, определяемым в результате преобразования схем замещения, присваиваются порядковые номера.

При определении сопротивлений отдельных элементов (воздушных линий, реакторов) необходимо использовать значение среднего номинального напряжения в месте установки данного элемента, выбранное из ряда:

515; 340; 230; 115; 37; 24; 20; 18; 15,75; 13,8; 10,5; 6,3 кВ.

При переходе от расчета сверхпереходного режима к расчету установившегося режима схема замещения изменяется. Поэтому составление и упрощение схемы замещения нужно выполнить как для сверхпереходного, так и для установившегося режима к.з.

Каждая схема должна быть преобразована до одного результирующего сопротивления соответствующей последовательности относительно точки к.з.

При преобразованиях следует использовать основные приемы эквивалентных преобразований, известные из теории линейных цепей (параллельное и последовательное соединение сопротивлений, преобразование звезды в треугольник и обратно).

Определение параметров элементов при составлении схем замещения

Параметры элементов для схемы прямой последовательности определяются в соответствии с заданием, в котором они даны в относительных единицах при номинальных условиях, либо в именованных единицах (воздушные линии, реакторы). Расчет параметров отдельных последовательностей для различных элементов выполняется следующим образом:

Генераторы.

В сверхпереходном режиме генераторы замещаются сверхпереходными э.д.с. $E_{Г*}''$ за сверхпереходными сопротивлениями X_d'' , а в установившемся режиме к.з. – синхронной э.д.с. $E_{Г*}$ и сопротивлением X_d . Э.Д.С генераторов определяется по формуле:

$$E_* = \sqrt{(x_G \cos \varphi_H)^2 + (1 + X_G \sin \varphi_H)^2},$$

где $X_G = X_d''$ - при определении $E_{Г*}''$;

$X_G = X_d$ - при определении $E_{Г*}$.

Определение сопротивлений генераторов в относительных единицах при базисных условиях выполняется по формуле:

$$X_{*(б)} = X_{Г} \frac{S_{\delta} \cos \varphi_{H}}{P_{H}}.$$

Нагрузки.

Нагрузки в схему замещения для сверхпереходного режима входят как источники с параметрами $E''_{H*} = 0.85$, $X''_{H*} = 0.35$.

Приведение сопротивлений нагрузки к базисным условиям выполняется по формуле:

$$X_{*(б)} = X_{H} \frac{S_{\delta}}{S_{H}}.$$

Трансформаторы.

Для трансформаторов сопротивление определяется по следующему выражению:

$$X_{IT*(\delta)} = \frac{U_{K\%} \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{H}}.$$

Система.

Сопротивление прямой последовательности системы конечной мощности, отнесенное к базисным условиям:

$$X_{1C*(б)} = \frac{S_{\delta}}{S_{C}}.$$

Для системы бесконечной мощности - $X_{1C} = 0$.

За этим сопротивлением считается подключенным источник с $E_{C*} = 1$.

Воздушные линии.

Сопротивление прямой последовательности линий электропередачи, приведенное к базисным условиям, равно:

$$X_{1Л*(\delta)} = X_{уд} L \frac{S_{\delta}}{U_{CP}^2},$$

где $X_{уд}$ - индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

L - длина линии, км;

U_{CP} - среднее напряжение в месте установки элемента (в данном случае ЛЭП), кВ.

Реакторы.

Сопротивление прямой последовательности реакторов равно:

$$X_{P*(\delta)} = X_P \frac{S_{\delta}}{U_{CP}^2}.$$

Расчет трехфазного короткого замыкания

Определение периодической составляющей тока трехфазного к.з. в начальный момент возникновения повреждения и для заданного момента времени было показано ранее (см. формулы (4.1)-(4.4)).

Определение ударного тока, действующего значения полного тока короткого замыкания за первый период его изменения и мощности короткого замыкания

Ударный ток в месте к.з определяется по значению сверхпереходной периодической составляющей тока к.з.

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot K_{y0} \cdot I_{п0},$$

где $K_{y0} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_0}}$.

Эквивалентная постоянная времени T_0 при расчете в относительных единицах определяется как:

$$T_{*0} = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma}},$$

где X_{Σ} - результирующее индуктивное сопротивление схемы относительно точки к.з для сверхпереходного режима;

R_{Σ} - результирующее активное сопротивление схемы относительно точки к.з., рассчитывающееся по схеме, составленной из одних активных сопротивлений (при условии, что все индуктивные сопротивления при этом равны 0), приведенных к тем же базисным условиям.

Действующее значение полного тока к.з. за первый период его изменения определяется в соответствии с выражением:

$$I_y = I_n'' \sqrt{1 + 2(K_y - 1)^2}.$$

Мощность к.з. в месте повреждения является условной величиной, определяемой по формуле:

$$S_{шт} = \sqrt{3} I_{шт} \cdot U_{\phi}.$$

ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Электрические аппараты выбираются по номинальному напряжению, номинальному току, роду установки (наружной или внутренней) и проверяются на действие токов короткого замыкания.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие

$$U_{ап.ном} \geq U_{уст.ном},$$

где $U_{ап.ном}$ - номинальное напряжение аппарата;

$U_{уст.ном}$ - номинальное напряжение установки (среднее номинальное напряжение сети).

Значение напряжений у выбираемых аппаратов не должны быть меньше напряжений цепей, в которых эти аппараты устанавливаются. Все выключатели могут применяться в сетях более низкого напряжения, чем напряжение U_H , но тогда их предельная отключаемая мощность (ток) уменьшается пропорционально уменьшению напряжения (при применении выключателей 10 кВ в сетях 6 кВ - в 1.67 раза, выключателей 35 кВ в сетях 20 кВ - в 1.75 раза и т.д.).

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие

$$I_{раб.мах} \leq I_{ап.ном},$$

где $I_{раб.мах}$ - максимально возможный рабочий ток присоединения.

Ток нагрузки, протекающий через аппарат, $I_{раб.мах}$ не должен превышать значение тока, указанную в каталожных данных аппарата.

Проверка аппаратов на термическую стойкость сводится к определению наибольшей температуры нагрева их токами к.з., для чего необходимо знать длительность к.з., $t_{откл}$ или расчетное время действия тока к.з. Это время определяется суммой двух времен - собственным временем отключения выключателя t_B и собственным временем срабатывания защиты, которое по большей части можно принимать равным 0,01 с. Собственное время отключения выключателя с приводом должно находиться в пределах (в секундах):

Сверхбыстродействующие	_____	0,04 – 0,06;
Быстродействующие	_____	0,06 – 0,08;
Ускоренного действия	_____	0,08 – 0,12;
Небыстродействующие	_____	0,12 – 0,25;

Для проверки аппаратов на термическую стойкость нужно определить величину W_k теплового импульса к.з., характеризующего количество тепла, выделяющегося в аппарате и проводнике за время $t_{отк}$

$$B_k = \int_0^{t_{откл}} i_{kt}^2 dt = B_{kn} + B_{ka},$$

где i_{kt} - мгновенное значение тока к.з. в момент t ;

B_{kn} и B_{ka} - тепловой импульс периодического и аperiodического токов соответственно.

При удаленном к.з.

$$B_k = I_{n0}^2 (t_{откл} + T_a).$$

При к.з. вблизи генераторов и наличии системы величины B_{kn} и B_{ka} определяются отдельно

$$B_{kn} = B_{nc} + B_{nz} + B_{nzc}.$$

Отдельно определяется тепловой импульс от периодического тока системы:

$$B_{nc} = I_c^2 t_{откл};$$

от периодического тока генераторов:

$$B_{nz} = B_{nz}^* I_{z0}^2 t_{откл}, \text{ где } B_{nz}^* = \frac{\int_0^{t_{откл}} i_{nzt}^2 dt}{I_{z0}^2 t_{откл}};$$

от совместного действия токов системы и генераторов:

$$B_{nzc} = 2I_c I_* I_{z0} t_{откл}, \text{ где } I_* = \frac{\int_0^{t_{откл}} i_{nzt} dt}{I_{z0} t_{откл}}.$$

Здесь B_{nz}^* и I_* - относительные тепловой и токовый импульсы периодического тока генератора, определяемые по кривым.

Тепловой импульс от аperiodического тока генераторов и системы определяют как

$$B_{az} = I_c^2 T_{ac} + I_{z0}^2 T_{az} + \frac{4I_c I_{z0}}{\frac{1}{T_{ac}} + \frac{1}{T_{az}}},$$

где T_{ac} - постоянная времени для аperiodического тока в цепи системы;

T_{az} - постоянная времени для апериодического тока в цепи генераторов станции.

Условием термической устойчивости аппаратов является

$$B_k \leq I_t^2 t,$$

где I_t – ток термической устойчивости аппарата для определенного времени действия его (односекундный, трехсекундный, пятисекундный или десятисекундный ток термической устойчивости);

t – время, соответствующее току термической устойчивости.

Согласно ПУЭ не проверяют на термическую устойчивость аппараты и оборудование, защищенное плавкими предохранителями, и провода воздушных линий.

На динамическую устойчивость не проверяют аппараты и проводники в ячейках трансформаторов напряжения и оборудование, защищенное плавкими предохранителями с малым номинальным током, т.к. такие предохранители являются токоограничивающими.

Выбор выключателей и плавких предохранителей

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны масляные малообъемные или многообъемные, воздушные, элегазовые, вакуумные, электромагнитные и т.д.

Выключатель выбирается по номинальному напряжению, длительному номинальному току и проверяется по отключающей способности, а также динамической и термической устойчивости к токам коротких замыканий. Для выбранного выключателя указывается тип привода.

Отключающую способность выключателя характеризуют номинальный симметричный ток отключения $I_{откл.н}$ (приведен в каталогах) и номинальное относительное содержание апериодической составляющей β_H (определяется по кривой $\beta_H=f(t)$ для времени t от момента возникновения к.з. до начала размыкания контактов).

Для проверки на отключающую способность необходимо знать I_{nt} и I_{at} из расчетов токов к.з. Если расчет производится для небыстродействующих выключателей, собственное время которых превышает 0,08 с, апериодическим током вообще можно пренебречь, т.к. его относительное содержание в полном токе при таком времени становится меньше 0,15.

Результаты выбора сводятся в следующую таблицу.

Выбор выключателей		
Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{но} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma} + \Delta X^{(n)}}$	$U_{ном}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$i_{уд} = \sqrt{2} I_{но} \cdot K_{уд}$	$I_{ном}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
$I_{max} = \frac{S}{\sqrt{3} U_{ном}}$	$I_{вкл}$	$I_{вкл} \geq I_{но}$
$i_{ат} = \sqrt{2} I_{но} e^{\frac{-t}{T_a}}$	$i_{вкл}$	$I_{пр.скв} \geq I_{но}$
$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{норм}}{100} I_{откл.ном}$	$I_{пр.скв}$	$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$
$i_{откл.ном} = \sqrt{2} I_{откл.ном} \left(1 + \frac{\beta_{норм}}{100}\right)$	$i_{пр.скв}$	$I_{тер}^2 t_{отк} \geq B_K$
$B_K = I_{но}^2 (B_k^* t_{отк} + T_a)$	$I_{тер}^2 t_{отк}$	$I_{отк.ном} > I_{но}$
		$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

Автоматический выключатель (автомат) - это коммутационный электрический аппарат, предназначенный для проведения тока цепи в нормальных режимах и для автоматического отключения электроустановок при перегрузках и токах КЗ, чрезмерных понижениях напряжения и других аварийных режимах. Возможно использование автоматов для нечастых (6-30 раз в сутки) оперативных включений и отключений цепей.

Автоматические выключатели изготавливают для цепей переменного и постоянного тока одно-, двух-, трех- и четырехполюсными.

Выбор автоматических выключателей производится по:

- 1) напряжению установки: $U_{ном} = U_{сет.ном}$;
- 2) роду тока и его величине: $I_{ном} \geq I_{норм.расч}$; $k_{пг} I_{ном} \geq I_{прод.расч}$;
- 3) конструктивному исполнению;
- 4) коммутационной способности $I_{откл.ном} \geq I_{пт} \approx I_{но}$,

где $I_{откл.ном}$ - ток предельной коммутационной способности автомата;
 $I_{пт}$ - ток КЗ в момент расхождения контактов (если в расчете отсутствует, то принимают $I_{пт} \approx I_{но}$);

- 5) включаемому току $i_{вкл} \geq i_{уд}$,

где $i_{уд}$ - ударный ток КЗ;

$i_{вкл}$ - амплитудное значение номинального тока включения;

- 6) термической стойкости $I_{тер}^2 t_{тер} \geq B_K$,

где $I_{тер}$ - ток термической стойкости автомата (если не задан, то принимают $I_{тер} = I_{откл.ном}$);

$t_{тер}$ - время термической стойкости, можно принять равным 1 с;

7) постоянной времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ

$$T_{a.ном} \geq T_a,$$

где $T_{a.ном}$ - значение по каталогу (0,005-0,015 с).

Выбор предохранителей производится по:

1) напряжению $U_{ном} = U_{сети}$;

2) току предохранителя (основания) $I_{ном} \geq I_{норм.расч}$; $k_{нг} I_{ном} \geq I_{норм.расч}$;

3) номинальному току плавкой вставки.

Номинальный ток плавкой вставки выбирается так, чтобы в нормальном режиме и при допустимых перегрузках отключения не происходило, а при длительных перегрузках и КЗ цепь отключалась возможно быстрее. При этом соблюдаются условия избирательности защиты.

Номинальный ток предохранителя согласуется с выбранным номинальным током плавкой вставки.

Предохранители, выбранные по нормальному режиму, проверяются по предельно отключаемому току: $I_{откл.ном} \geq I_{по}$.

Предохранители также проверяются на соответствие времятоковых характеристик заданным условиям защищаемой цепи.

Выбор плавких предохранителей		
Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{max} = \frac{S}{\sqrt{3}U_{ном}}$ $I_{по} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma} + \Delta X}$	$U_{ном}$ $I_{ном}$ $I_{откл.ном}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{max}$ $I_{откл.ном} \geq I_{по}$

Выбор разъединителей, отделителей и короткозамыкателей

Выбор разъединителей, отделителей и короткозамыкателей производится так же, как и выключателей, но без проверок на отключающую способность, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током. Кроме того, короткозамыкатели принимаются без выбора по длительному номинальному току. Выбор выключателей, отделителей, короткозамыкателей и разъединителей необходимо производить подробно для одного из присоединений и результаты выбора сводить в таблицы сопоставлений паспортных и расчетных данных. По остальным присоединениям достаточно привести только таблицы сопоставлений паспортных и расчетных данных.

Выбор разъединителя		
Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$i_{y\partial} = \sqrt{2} I_{no} \cdot K_{y\partial}$	$U_{ном}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{max} = \frac{S}{\sqrt{3} U_{ном}}$	$I_{ном}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
$B_K = I_{no}^2 (B_k^* t_{отк} + T_a)$	$i_{дин}$	$I_{дин} \geq I_{y\partial}$
		$I_T^2 t_T \geq B_K$

Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты. Выбор трансформаторов тока производится по номинальному напряжению (в соответствии с классом изоляции), току первичной цепи, току вторичных обмоток при выбранном классе точности, электродинамической и термической стойкости при коротких замыканиях.

Класс точности трансформаторов тока при включении в них цепи электрических счетчиков должен быть 0,5.

Трансформаторы тока выбираются со вторичным током 5А или 1А и двумя сердечниками с соответствующими классами точности по требованиям ПУЭ.

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь, и иметь данные о длине l соединительных проводов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм² для медных и 4 мм² для алюминиевых проводов. Максимальные сечения соответственно составляют 6 и 10 мм².

После этого приборы распределяются по фазам А и С при наличии на присоединении двух трансформаторов тока или по фазам А, В и С при наличии на присоединении трех трансформаторов тока.

Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что $z_{пров.} \cong r_{пров.}$.

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$z_{доп} \geq \sum z_{приб.} + z_{пров.} + z_{конт.},$$

где $z_{пров.}$ - сопротивление соединительных проводов;

$z_{приб.}$ - сопротивление приборов;

$z_{конт.}$ - сопротивление контактов.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов.

Сопротивление приборов определяется по выражению

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

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами;
 I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

Сопротивление проводов не должно превышать

$$r_{\text{пров}} \leq z_{2\text{доп.}} - (\sum z_{\text{приб.}} + z_{\text{конт.}}).$$

Минимальное сечение проводов можно определить из соотношения

$$S_{\text{min}} = \frac{l_{\text{расч}}}{\gamma r_{\text{пров}}}$$

или

$$S_{\text{min}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}},$$

где $\gamma = 54 \text{ м/Ом} \cdot \text{мм}^2$ – для меди;

$\gamma = 32 \text{ м/Ом} \cdot \text{мм}^2$ – для алюминия.

$l_{\text{расч.}} = \sqrt{3} l$ – для схемы «неполная звезда»;

$l_{\text{расч.}} = l$ – для схемы «полная звезда»;

$l_{\text{расч.}} = 2 \cdot l$ – для схемы с трансформатором тока в одной фазе и для схемы с включением трансформаторов тока на разность двух фаз.

При проверке на динамическую и термическую устойчивость используются приведенные в каталогах значения коэффициентов электродинамической и термической устойчивости k_d и k_t . При этом условия динамической и термической устойчивости запишутся в виде:

$$i_y \leq \sqrt{2} k_d I_{1н};$$

$$B_k \leq (k_t I_{1н})^2 t.$$

Здесь $I_{1н}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

При выборе трансформаторов тока с фарфоровой изоляцией (типа ТПФ, ТПОФ и др.) необходимо выявить силу, действующую на колпачок изолятора трансформатора тока в соответствии с уравнением

$$F = 0.5 \cdot 1.76 i_q^2 \frac{l}{a} \cdot 10^{-2}$$

и сравнить ее с допускаемой, приведенной в паспортных данных.

При этом должно выполняться условие

$$F \leq F_{дон.}$$

Выбор трансформаторов тока заканчивается составлением таблицы сопоставлений паспортных и расчетных данных:

Выбор трансформаторов тока		
Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$i_{y\delta} = \sqrt{2} I_{но} K_{y\delta}$ $r_2 = r_{приб} + r_{np} + r_k$ $r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}$ $r_{np} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k$	$U_{ном}$ $I_{1ном}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{1ном} \geq I_{max}$ $Z_{2ном} \geq Z_2$ $i_{y\delta} \leq i_{дин}$

Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток напряжения приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Класс точности для питания счетчиков принимается равным 0,5.

Для измерения линейных напряжений возможна установка двух однофазных трансформаторов напряжения типа НОМ, соединенных по схеме "открытый треугольник".

Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6, 10 кВ) устанавливают трехобмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения типа НТМИ с обязательным заземлением нулевой точки.

По аналогии с выбором трансформаторов тока для проверки на соответствующие классу точности необходимо составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2расч.}$.

Приближенно, без учета схемы включения приборов, $S_{2расч.}$ можно определить по выражению:

$$S_{2расч} = \sqrt{\left(\sum S_{приб} \cos \varphi_{приб}\right)^2 + \left(\sum S_{приб} \sin \varphi_{приб}\right)^2}.$$

При этом должно соблюдаться условие

$$S_{2расч.} \leq S_{дон.}$$

За $S_{\text{доп}}$ принимается для трехфазного трансформатора мощность всех трех фаз, приведенная в паспортных данных при работе в соответствующем классе точности; для схемы с двумя НОМ – удвоенная мощность одного НОМ. Результаты выбора сводятся в таблицу:

Выбор трансформаторов напряжения		
Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}$	$U_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_k$	$S_{\text{ном}}$	$S_{2\text{ном}} \geq S_{2\Sigma}$
$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}$		

Ограничение токов короткого замыкания и выбор токоограничивающих реакторов

Значение токов короткого замыкания влияет на стоимость аппаратуры, устанавливаемой в РУ. В сетях 6–10 кВ токи короткого замыкания особенно влияют на термическую устойчивость кабелей, поэтому при выборе главной схемы электрических соединений подстанции необходимо предусматривать меры по ограничению токов короткого замыкания до значения, позволяющей применить экономически выгодные аппараты и сечения токоведущих частей, повысить при этом надежность электроснабжения.

Одним из основных мероприятий по ограничению токов короткого замыкания является использование раздельной работы секций шин трансформаторной подстанции при наличии средств подстанционной автоматики (АВР на секционном выключателе).

Другим мероприятием по ограничению токов короткого замыкания является использование линейных реакторов на отходящих присоединениях или в цепи трансформатор - сборные шины подстанции.

Во всех случаях следует выбирать реакторы, допускающие вертикальную установку фаз, т.к. это уменьшает стоимость строительной части распределительного устройства.

Номинальный ток реактора выбирается по условию

$$I_{\text{р.н.}} \geq I_{\text{раб.мах}} \cdot$$

Сопротивление реактора можно определить по уравнению:

$$x_{\text{р, \%}} = \left(\frac{I_{\delta}}{I_k} - x_{* \delta \text{рез}} \right) \cdot \frac{I_{\text{рн}}}{I_{\delta}} \cdot \frac{U_n}{U_{\text{рн}}} \cdot 100\% ,$$

где $x_{* \delta \text{рез}}$ – относительное результирующее базисное сопротивление от источников до места короткого замыкания;

U_n – среднее номинальное напряжение ступени напряжения;

- I_K – значение тока короткого замыкания, которую мы хотим получить при коротком замыкании за реактором;
- $I_б$ – базисный ток;
- $I_{н.р.}$ и $U_{н.р.}$ – номинальный ток и напряжение реактора.

Значение I_K должна быть равна или меньше номинального тока отключения $I_K \leq I_{откл.н.}$ наиболее дешевого выключателя.

Определив $x_{p\%}$ по приведенному выше выражению, выбирают по каталогу реактор с ближайшим большим сопротивлением, выраженном в процентах $x_{н.р.\%}$ (или в Оммах).

Значение $X_{н.р.\%}$ выбранного реактора ограничивается допускаемой потерей напряжения в рабочем режиме $\Delta U_{p\%}$, которая должна быть не более 4-5% от U_H .

$$\Delta U_{p\%} = x_{н.в.р.\%} \frac{I_{раб.мах}}{I_{н.р.}} \cdot \sin \varphi ,$$

где φ – фазный угол нагрузки.

Для сдвоенных реакторов при одинаковом токе в ветвях

$$\Delta U_{p\%} = x_{н.в.р.\%} \frac{I_{раб.мах.ветв.}}{I_{н.р.}} (1 - k_{св}) \cdot \sin \varphi ,$$

где $k_{св}$ – коэффициент связи (0,4 ÷ 0,6);

$x_{н.в.р.}$ – сопротивление ветви реактора в %;

$I_{раб.мах ветв}$ – максимальный рабочий ток ветви реактора.

Групповые реакторы на отходящих присоединениях применяют во всех случаях, когда присоединения можно объединить, и если на них $\Delta U_{p\%} < 4 \div 5 \%$.

Если $\Delta U_{p\%} > 5\%$, то для снижения $\Delta U_{p\%}$ используют индивидуальные простые или сдвоенные реакторы. Остаточное напряжение на шинах 6-10 кВ при КЗ за реактором на отходящей линии определяется из соотношения

$$U_{ост\%} = x_{н.р.\%} \frac{I_K}{I_{н.р.}} \geq 0.6 U_H ,$$

где U_H равняется 6 кВ или 10 кВ.

Если реакторы устанавливаются на линиях, питающих двигатели ответственных механизмов, необходимо производить проверку по условиям обеспечения самозапуска.

После выбора реактора по номинальным параметрам, проверки на значение остаточного напряжения на шинах при к.з. за реактором и проверки на величину допускаемой потери напряжения в нормальном режиме производится

проверка реактора на действие токов к.з. Реактор должен быть термически и динамически устойчивым к токам к.з.

Выбор реактора		
Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$i_{y\delta} = \sqrt{2} I_{no} \cdot K_{y\delta}$ $I_{max} = \frac{S}{\sqrt{3} U_{ном}}$ $X_{рез} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} I_{no}}$ $X_{рез}^{треб} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} I_{no.треб}}$ $X_p^{треб} = X_{рез}^{треб} - X_{рез}$ $X'_{рез} = X_{рез} + X_p$ $I_{no} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} X'_{рез}}$ $B_K = I_{no}^2 (B_k^* t_{отк} + T_a)$	$U_{ном}$ $I_{ном}$ $i_{дин}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{max}$ $i_{дин} \geq i_{y\delta}$ $I_t^2 t_t \geq B_K$ $I_{ном} \geq 0.7 I_{ном,Г}$

Выбор шинных конструкций, опорных и проходных изоляторов

В данном подразделе приводятся только формы таблиц для выбора шин, опорных и проходных изоляторов. Сам выбор приведен в разделе 6.

Выбор опорных изоляторов		
<p>Для одиночных изоляторов</p> $F_{доп} = 0.6 F_{разр}$ $F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{y\delta}^2}{a} l K_h \cdot 10^{-7} = f_{\phi} l K_h$ $K_h = \frac{H}{H_{из}}$ $H = H_{из} + b + \frac{h}{2}$ <p>Для спаренных изоляторов</p> $F_{доп} = F_{разр}$	$U_{ном}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $F_{доп} \geq F_{расч}$

Выбор проходных изоляторов		
Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{max} = \frac{S}{\sqrt{3}U_{ном}}$ $F_{дон} = 0.6 F_{разр}$ $F_{расч} = 0.5 f_{\phi} l$	$U_{ном}$ $I_{ном}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $F_{дон} \geq F_{расч}$ $I_{ном} \geq I_{max}$

Выбор шин		
Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{max} = \frac{S}{\sqrt{3}U_{ном}}$ $\sigma_{max} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{i_{y0}^2 l^2}{Wa}$ $q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}$	q $I_{длит, дон}$	$q \geq q_{min}$ $\sigma_{дон} \geq \sigma_{расч}$ $I_{длит, дон} \geq I_{max}$

Выбор системы измерений на электростанциях и подстанциях

Контроль за режимом работы основного и вспомогательного оборудования на электростанциях и подстанциях осуществляется с помощью контрольно-измерительных приборов.

В зависимости от характера объекта и структуры его управления объем контроля и место установки контрольно-измерительной аппаратуры могут быть различными. Приборы могут устанавливаться на главном щите управления (ГЩУ), блочном щите управления (БЩУ) и центральном щите (ЦЩУ) на электростанциях с блоками генератор - трансформатор и на местных щитах.

В зависимости от особенностей режима работы даже на аналогичных присоединениях количество контрольно-измерительных приборов может быть различным. В табл. 5.1 приведен рекомендуемый перечень измерительных приборов.

На рис. 5.1 показано размещение измерительных приборов в основных цепях блочной электростанции: линии W 330-500 кВ, блока G-T1, автотрансформатора связи T2, трансформатора собственных нужд T3, в цепи обходного выключателя QВ.

На рис. 5.2 показано размещение измерительных приборов в основных цепях ТЭЦ. Более подробные указания о размещении измерительных приборов даны в табл. 5.1.

В ходе развития автоматизации учета и контроля режимов работы электросистем появляются новые требования в отношении установки приборов, поэтому, пользуясь табл. 5.1, необходимо проверить ее соответствие изменениям, вносимым в ПУЭ (подразд. 1.5, 1.6).

Наибольшее количество измерительных приборов необходимо в цепи мощных генераторов, где осуществляется контроль за нагрузкой во всех фазах, за активной и реактивной мощностью, ведется учет выработанной электроэнергии, а также контролируются ток и напряжение в цепи ротора и в цепи возбuditеля. Кроме показывающих приборов, устанавливаются регистрирующие (самопишущие) приборы: ваттметры в цепи статора генератора для контроля за активной мощностью, амперметры и вольтметры. Кроме того, в цепи каждого генератора предусматриваются датчики активной и реактивной мощности, которые передают значение измеряемого параметра к суммирующим ваттметру и варметру на ЦЩУ или ГЩУ, к устройствам телемеханики.

На межсистемных линиях 330—500 кВ контролируются токи в каждой фазе, так как выключатели 330—500 кВ имеют пофазное управление и перетоки активной и реактивной мощности. Кроме того, на подстанции устанавливаются осциллографы, записывающие фазные напряжения трех фаз, токи трех фаз, напряжение нулевой последовательности и т. д. Эти записи позволяют выяснить картину того или иного аварийного режима.

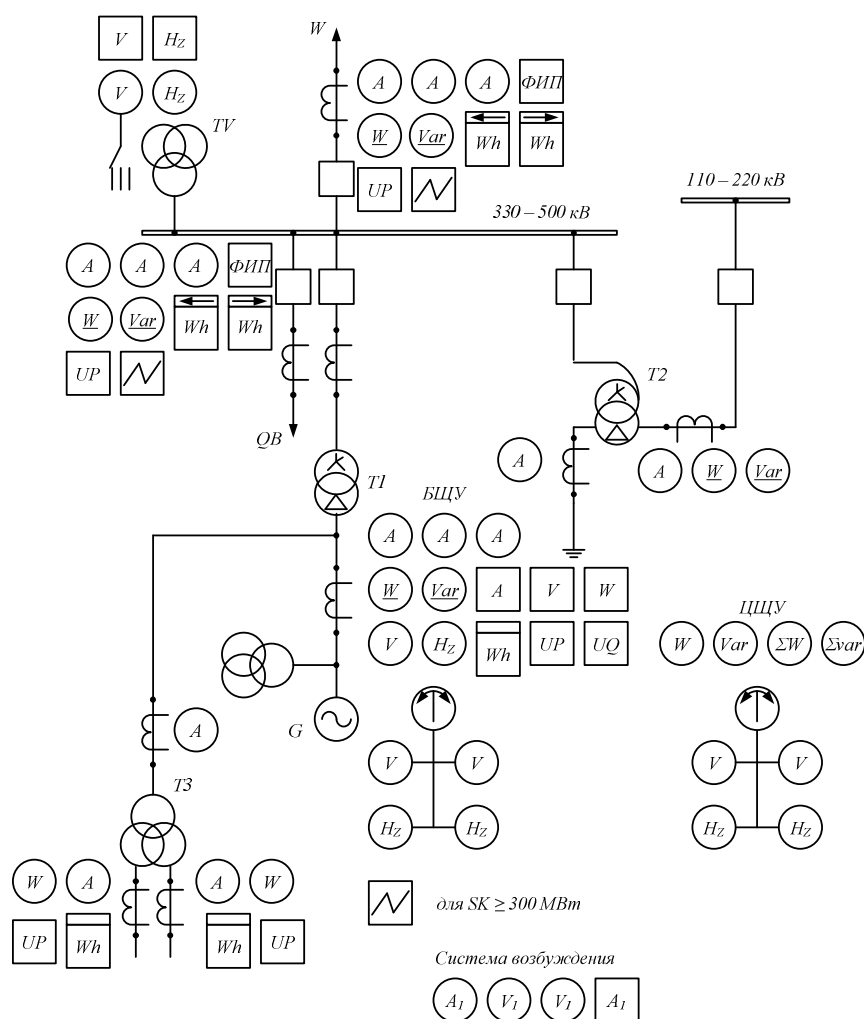


Рис. 5.1. Измерительные приборы в основных цепях блочной электростанции

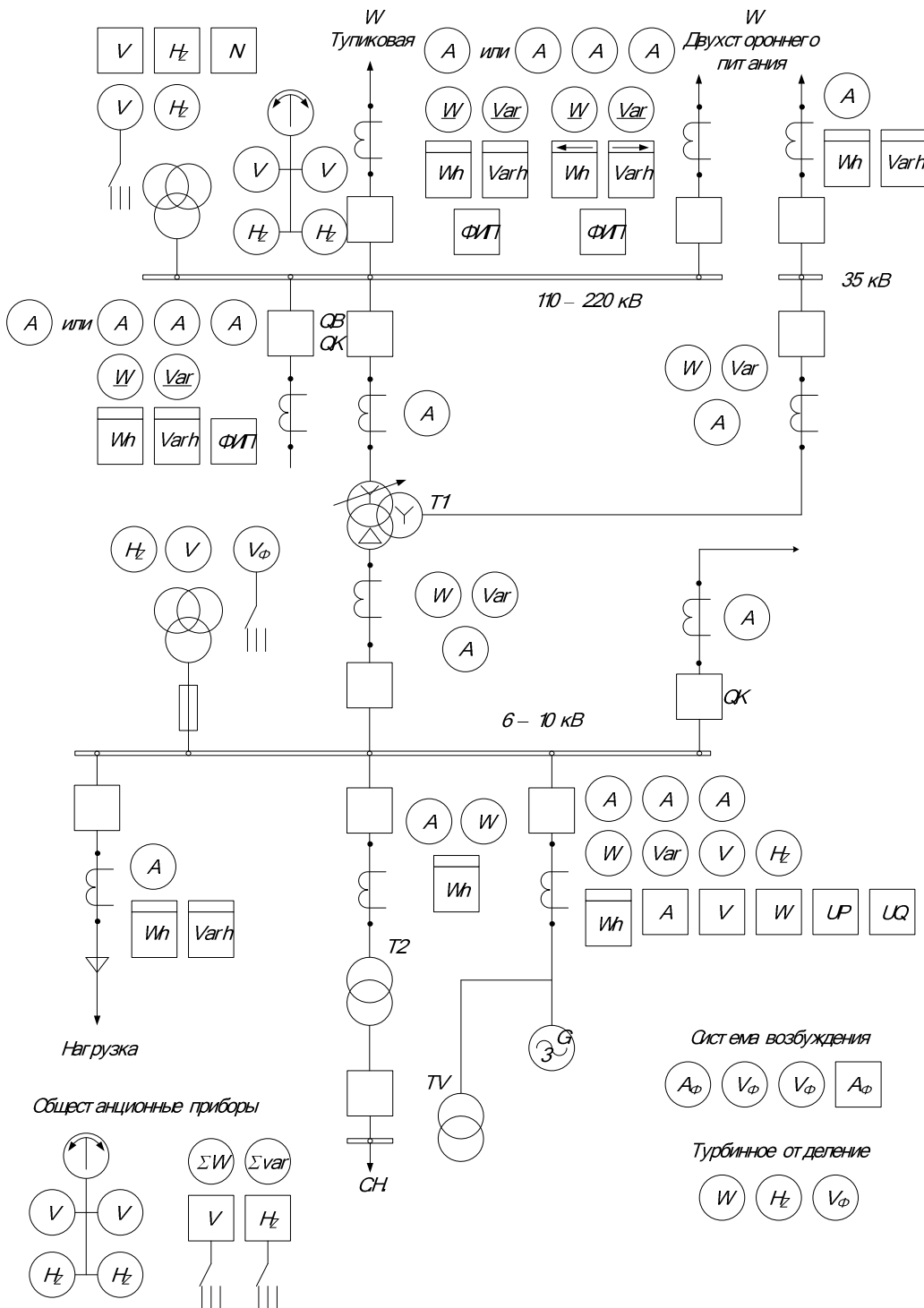


Рис. 5.2. Измерительные приборы в основных цепях ТЭЦ

Выбор кабелей

Кабели широко применяются в электроустановках. Потребители 6-10 кВ, как правило, получают питание по кабельным линиям, которые сначала прокладываются в кабельных туннелях в распределительном устройстве, а затем в земле (в траншеях). Для присоединения потребителей собственных нужд электростанций и подстанций к соответствующим шинам также используются кабели 6 и 0,4 кВ. Эти кабели прокладываются в кабельных

полуэтажах, кабельных туннелях, на металлических лотках, укрепленных на стенах и конструкциях здания или открытого распределительного устройства. Чтобы обеспечить пожарную безопасность в производственных помещениях ТЭС и АЭС, рекомендуется применять кабели, у которых изоляция, оболочка и покрытия выполнены из невоспламеняющихся материалов, например из самозатухающего полиэтилена или поливинилхлоридного пластика.

В зависимости от места прокладки, свойств среды, механических усилий, воздействующих на кабель, рекомендуются различные марки кабелей (табл. 5.3).

Таблица 5.3. Кабели, рекомендуемые для прокладки в земле и воздухе

Область применения	С бумажной пропитанной изоляцией	С пластмассовой и резиновой изоляцией
В земле (в траншеях) со средней коррозионной активностью: без блуждающих токов с наличием блуждающих токов	ААШв, ААШп, ААПл ААШп, ААБ2л, ААП2л ААШпсУ	АПвБ6Шв, АПВГ, АВБ6Шв АПАШв, АПАШп, АВАШв
Прокладка в туннелях, каналах, кабельных полуэтажах, производственных помещениях: сухих сырых сырых с высокой коррозионной активностью	ААГ, ААШв, ААБлГ ААШв, ААБлГ, ААБв ААШв, ААБвГ, ААБ2лШв, ЦААШпсУ ААГ, ААШв, ААБвГ	АВВГ, АВРГ, АПВГ АВВБГ, АВРБГ АВБ6Шв, АПАШв
Прокладка в пожароопасных помещениях		АВВГ, АВРГ, АПсВГ, АВВБГ, АВВБ6Г, АВБ6Шв, ПвВнг

Кабели выбирают по:

- 1) по напряжению установки $U_{ном} \geq U_{сет.ном}$;
- 2) по конструкции (см. табл. 5.3);
- 3) по экономической плотности тока $q_3 = \frac{I_{норм}}{J_3}$;
- 4) по допустимому току $I_{макс} \leq I_{доп}$,

где $I_{доп}$ - длительно допустимый ток с учетом поправки на число рядом
положенных в земле кабелей k_1 и на температуру окружающей среды
 k_2 : $I_{доп} = k_1 k_2 I_{доп.ном}$.

Здесь $I_{доп.ном}$ - допустимый ток при нормированной температуре жил, °С;
согласно ПУЭ для кабелей с резиновой и пластмассовой
изоляцией равен $\vartheta_{доп} = +65^\circ\text{C}$, для кабелей до 35 кВ с изоляцией из
пропитанной кабельной бумаги в свинцовой, алюминиевой или
поливинилхлоридной оболочке приняты:

$U_{ном}, \text{кВ}$	До 3	6	10	20 и 35
$\vartheta_{доп}, ^\circ\text{C}$	+80	+65	+60	+50

Поправочные коэффициенты k_1 и k_2 , допустимый ток находят по
справочникам или ПУЭ.

При выборе сечения кабелей следует учитывать их допустимую
перегрузку, определяемую по п. 1.3.5 и 1.3.6 ПУЭ в зависимости от вида
прокладки, длительности максимума и предварительной нагрузки.

Выбранные по нормальному режиму кабели проверяют на термическую
стойкость по условию

$$\vartheta_k \leq \vartheta_{к.доп} \quad \text{или} \quad q_{\min} \leq q .$$

При этом кабели небольшой длины проверяют по току при КЗ в начале
кабеля; одиночные кабели со ступенчатым сечением по длине проверяют по
току при КЗ в начале каждого участка. Два параллельных кабеля и более
проверяют по токам при КЗ непосредственно за пучком кабелей, т. е. с учетом
разветвления тока КЗ.

Таблица 5.4. Экономическая плотность тока

Проводник	При $T_{\max}, \text{ч}$		
	1000 – 3000	3000 – 5000	Более 5000
Неизолированные провода и шины: медные алюминиевые	2,5	2,1	1,8
	1,3	1,1	1
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами: медными алюминиевыми	3	2,5	2
	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с			

жилами:			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевыми	1,9	1,7	1,6

закрытого РУ 6-10 кВ, включая сборные шины, выполняются жесткими голыми алюминиевыми шинами прямоугольного или коробчатого сечения. Соединение от ГРУ до выводов трансформатора связи Т1 (участок *ИК*) осуществляется шинным мостом или гибким подвесным токопроводом.

Токоведущие части в РУ 35 кВ и выше обычно выполняются сталеалюминиевыми проводами. В некоторых конструкциях ОРУ часть или вся ошиновка может выполняться алюминиевыми трубами.

Цепь трансформатора собственных нужд показана на рис.6.1,а. От стены ГРУ до выводов Т2, установленного вблизи ГРУ, соединение выполняется жесткими алюминиевыми шинами. Если трансформатор собственных нужд устанавливается у фасадной стены главного корпуса, то участок *ГД* выполняется гибким токопроводом. От трансформатора до распределительного устройства собственных нужд (участок *ЕЖ*) применяется кабельное соединение.

В цепях линий 6-10 кВ вся ошиновка до реактора и за ним, а также в шкафах КРУ выполнена прямоугольными алюминиевыми шинами. Непосредственно к потребителю отходят кабельные линии.

В блоке генератор-трансформатор на КЭС участок *АБ* и отпайка к трансформатору собственных нужд *ВГ* (рис.6.1,б) выполняются комплектным пофазно-экранированным токопроводом.

Для участка *ЕД* от Т2 до распределительного устройства собственных нужд применяется закрытый токопровод 6 кВ.

В цепи резервного трансформатора собственных нужд участок *ЖЗ* может быть выполнен кабелем или гибким проводом. Выбор того или другого способа соединения зависит от взаимного расположения ОРУ, главного корпуса и резервного ТЗ. Так же как на ТЭЦ, вся ошиновка в РУ 35 кВ и выше выполняется проводами АС.

На подстанциях, в открытой части, могут применяться провода АС или жесткая ошиновка алюминиевыми трубами.

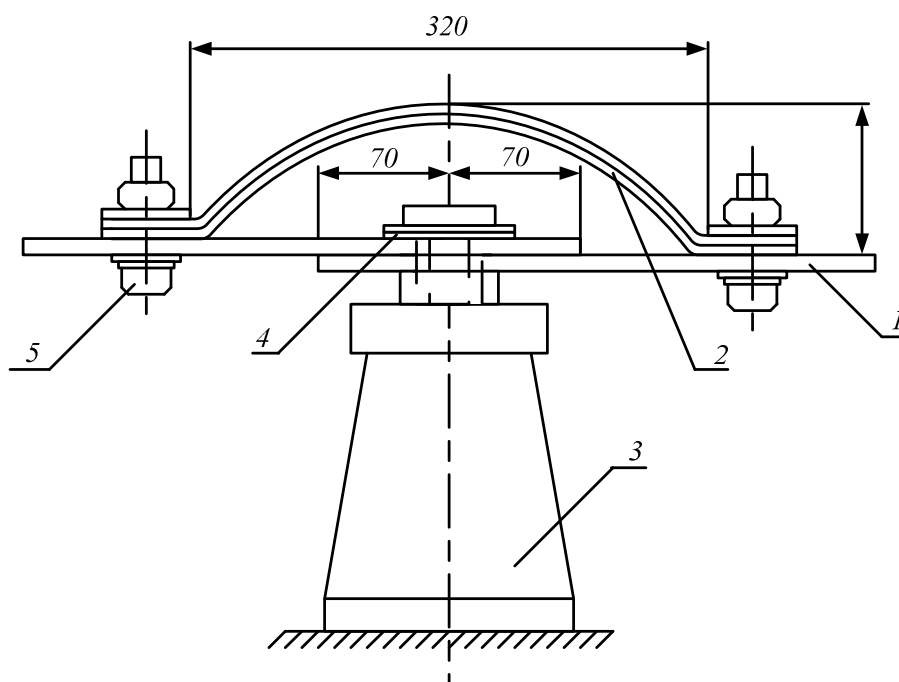
Соединение трансформатора с закрытым РУ 6-10 кВ или с КРУ 6-10 кВ осуществляется гибким подвесным токопроводом, шинным мостом или закрытым комплектным токопроводом. В РУ 6-10 кВ применяется жесткая ошиновка.

Выбор жестких шин

Как сказано выше, в закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения, так как они обеспечивают меньшие потери от эффекта близости и поверхностного эффекта, а также лучшие условия охлаждения. Например, при токе 2650 А необходимы трехполосные алюминиевые шины размером 60x10 мм или коробчатые 2x695 мм² с допустимым током 2670 А. В первом случае общее сечение шин составляет

1800 мм², во втором - 1390 мм². Как видно, допустимая плотность тока в коробчатых шинах значительно больше (1,92 вместо 1,47 А/мм²).

Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6-10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных фарфоровых изоляторах. Шинодержатели, с помощью которых шины закреплены на изоляторах, допускают продольное смещение шин при их удлинении вследствие нагрева. При большой длине шин устанавливаются компенсаторы из тонких полосок того же материала, что и шины (рис. 6.2).



1- шина; 2 - компенсатор; 3 - опорный изолятор;
4 - пружинящая шайба; 5 - болт.

Рис. 6.2. Компенсатор для однополосных шин.

Концы шин на изоляторе имеют скользящее крепление через продольные овальные отверстия и шпильку с пружинящей шайбой. В местах присоединения к аппаратам изгибают шины или устанавливают компенсаторы, чтобы усилие, возникающее при температурных удлинениях шин, не передавалось на аппарат. Эскизы различных способов расположения шин на изоляторах показаны на рис.6.3.

Соединение шин по длине обычно осуществляется сваркой.

Присоединение алюминиевых шин к медным (латунным) зажимам аппаратов производится с помощью переходных зажимов, предотвращающих образование электролитической пары медь - алюминий.

Для лучшей теплоотдачи и удобства эксплуатации шины окрашивают при переменном токе: фаза *A* - в желтый, фаза *B* - в зеленый и фаза *C* - в красный цвета; при постоянном токе положительная шина - в красный, отрицательная - в синий цвета.

Согласно §1.3.28 ПУЭ сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений по экономической плотности тока не проверяются.

Выбор сечения шин производится по нагреву (по допустимому току). При этом учитываются не только нормальные, но и послеаварийные режимы, а также режимы в период ремонтов и возможность неравномерного распределения токов между секциями шин.

Условие выбора - сравнение

$$I_{max} \leq I_{доп}$$

где $I_{доп}$ - допустимый ток на шины выбранного сечения с учетом поправки при расположении шин плашмя или температуре воздуха, отличной от принятой в таблицах ($\Theta_{0,ном} = 25^\circ\text{C}$).

$$\text{Тогда} \quad I_{доп} = I_{доп,ном} \sqrt{\frac{\Theta_{доп} - \Theta_0}{\Theta_{доп} - \Theta_{0,ном}}}$$

Для неизолированных проводов и окрашенных шин принято $\Theta_{доп} = 70^\circ\text{C}$, в этом случае

$$I_{доп} = I_{доп,ном} \sqrt{\frac{70 - \Theta_0}{45}}$$

где $I_{доп,ном}$ - допустимый ток, определяемый по таблицам, при температуре воздуха $\Theta_{0,ном} = 25^\circ\text{C}$;

Θ_0 - действительная температура воздуха;

$\Theta_{доп}$ - допустимая температура нагрева продолжительного режима (по §1.3.22 ПУЭ для шин принято $+70^\circ\text{C}$).

Проверка шин на термическую стойкость производится по условию:

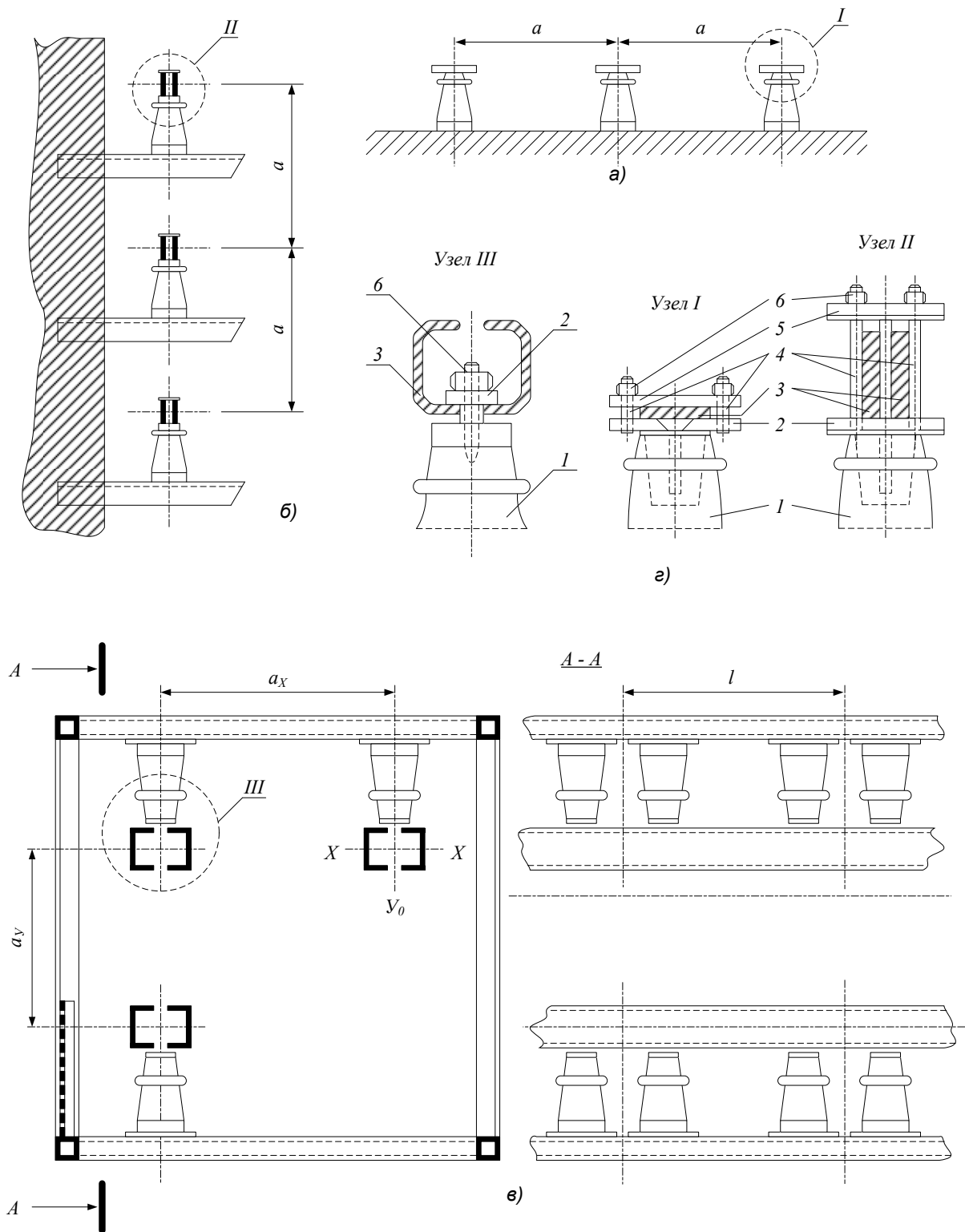
$$\Theta_k \leq \Theta_{k,доп} \text{ или } q_{min} \leq q,$$

где Θ_k - температура шин при нагреве током КЗ;

$\Theta_{k,доп}$ - допустимая температура нагрева шин при КЗ;

q_{min} - минимальное сечение по термической стойкости;

q - выбранное сечение.



а) горизонтальное; б) вертикальное; в) по вершинам треугольника;
 г) крепление шин в узлах *I, II, III*;
 1 – опорный изолятор; 2 – стальная планка; 3 – шина;
 4 – стальная распорная трубка; 5 – алюминиевая планка; 6 – шпилька.

Рис. 6.3. Эскизы расположения шин

Более подробно проверка токоведущих частей по термической устойчивости показана в подразделе 6.8.

Необходима проверка шин на электродинамическую стойкость. Жесткие шины, укрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, находящуюся под воздействием электродинамических сил. В такой системе возникают колебания, частота которых зависит от массы и жесткости конструкций. Электродинамические силы, возникающие при к.з., имеют составляющие, которые изменяются с частотой 50 и 100 Гц. Если собственные частоты колебательной системы шины-изоляторы совпадут с этими значениями, то нагрузки на шины и изоляторы возрастут. Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механический резонанс не возникает. В большинстве практически применяемых конструкций шин эти условия соблюдаются, поэтому ПУЭ не требуют проверки на электродинамическую стойкость с учетом механических колебаний.

В частных случаях, например, при проектировании новых конструкций РУ с жесткими шинами, производится определение частоты собственных колебаний для алюминиевых и медных шин соответственно

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}};$$

$$f_0 = \frac{125,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}},$$

где l - длина пролета между изоляторами, м;

J - момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы, см⁴;

q - поперечное сечение шины, см².

Изменяя пролет и форму сечения шин, добиваются исключения механического резонанса, т.е. $f_0 < 200$ Гц. Тогда проверка на электродинамическую стойкость производится в предположении, что шины и изоляторы - статическая система с нагрузкой, равной максимальной электродинамической силе, возникающей при КЗ.

Если $f_0 < 200$ Гц, то производится специальный расчет шин с учетом дополнительных динамических усилий, возникающих при механических колебаниях шинной конструкции.

Механический расчет однополосных шин

Наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ, Н/м определяется по выражению (6.7).

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \times 10^{-7} \frac{i_y^{(3)2}}{\alpha}.$$

Т.к. расстояние между фазами значительно больше периметра шин $\alpha \gg 2(b + h)$, то коэффициент формы - $k_\phi = 1$.

Наибольшие электродинамические усилия возникают при трехфазном коротком замыкании, поэтому в дальнейших расчетах учитывается величина ударного тока трехфазного к.з. Индексы (3) в формулах для упрощения опускаются.

Равномерно распределенная сила f создает изгибающий момент M ·м (шина рассматривается как многопролетная балка, свободно лежащая на опорах)

$$M = \frac{f \times l^2}{10},$$

где l - пролет между опорными изоляторами шинной конструкции, м.

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента, МПа

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W} = \frac{f \times l^2}{10W} = \sqrt{3} \times 10^{-8} \frac{i_y^2 l^2}{W_a},$$

где W - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см³ (табл. 6.1). Шины механически прочны, если

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}.$$

Здесь $\sigma_{доп}$ - допустимое механическое напряжение в материале шин.

В электроустановках широко применяют прессованные шины (ГОСТ 15176-84) из алюминиевого сплава, закаленные и естественно состаренные (марка АД31Т) или закаленные и искусственно состаренные (марка АД31Т1). Согласно § 1.4.15 ПУЭ $\sigma_{доп} \leq 0.7 \sigma_{разр}$.

В табл. 6.2 приведены ориентировочные значения допустимых напряжений с учетом снижения прочности шин в местах сварки.

Таблица 6.1. Моменты сопротивления и инерции

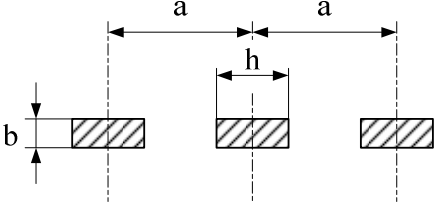
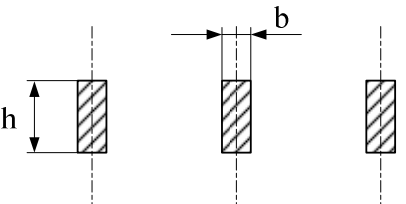
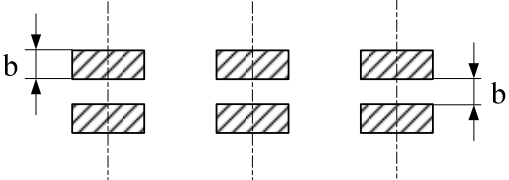
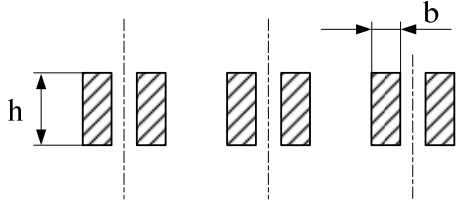
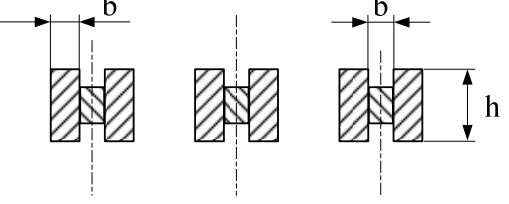
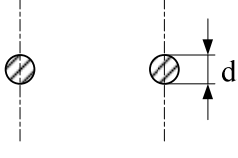
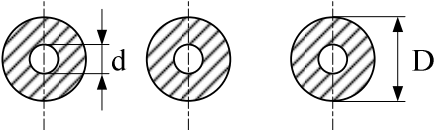
Расположение шин	Момент инерции	Момент сопротивления
	$\frac{bh^3}{12}$	$\frac{bh^2}{6}$
	$\frac{hb^3}{12}$	$\frac{hb^2}{6}$
	$\frac{bh^3}{6}$	$\frac{bh^2}{3}$
	$\frac{hb^3}{6}$	$\frac{hb^2}{3}$
	$0,72b^3h$	$1.44b^2h$
	$\frac{\pi d^4}{64}$	$\frac{\pi d^3}{32}$
	$\frac{\pi(D^4 - d^4)}{64}$	$\frac{\pi(D^4 - d^4)}{32D}$

Таблица 6.2. Механические характеристики материала шин

Материал	Марка	Разрушающее напряжение $\delta_{\text{разр}}$, МПа	Допустимое напряжение $\delta_{\text{доп}}$, МПа	Модуль упругости E , Па
Алюминий	АДО	60-70	40	$7 \cdot 10^{10}$
Алюминиевый сплав	АД31Т	130	75	-
	АД31Т1	200	90	-
Медь	МГТ	250-300	140	$10 \cdot 10^{10}$
Сталь	Ст3	370-500	160	$20 \cdot 10^{10}$

Механический расчет двухполосных шин.

Если каждая фаза выполняется из двух полос (рис.6.4), то возникают усилия между полосами и между фазами.

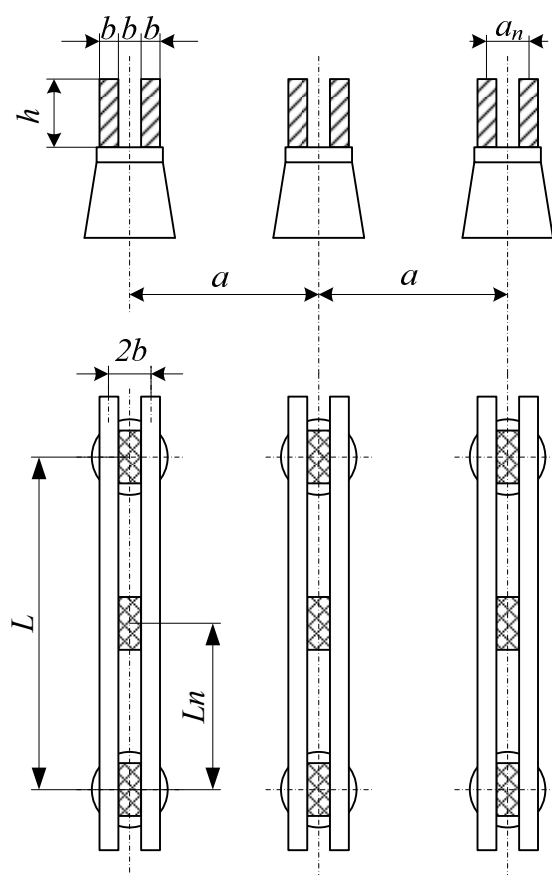


Рис. 6.4. Эскиз расположения двухполосных шин.

Усилие между полосами не должно приводить к их соприкосновению. Чтобы уменьшить это усилие, в пролете между полосами устанавливают прокладки. Пролет между прокладками l_n выбирается таким образом, чтобы электродинамические силы, возникающие при КЗ, не вызывали соприкосновения полос:

$$l_n < 0.216 \sqrt{\frac{a_n}{i_y^{(3)}}} \sqrt[4]{\frac{EJ_n}{k_\phi}}. \quad (6.9)$$

Механическая система две полосы-изоляторы должна иметь частоту собственных колебаний больше 200 Гц, чтобы не произошло резкого увеличения усилия в результате механического резонанса. Исходя из этого, величина l_n выбирается еще по одному условию:

$$l_n < 0.133 \times 10^{-2} \sqrt[4]{\frac{EJ_n}{m_n}}, \quad (6.10)$$

где a_n - расстояние между осями полос, см;
 $J_n = hb^3/12$ - момент инерции полосы, см⁴;
 k_ϕ - коэффициент формы (рис.6.5);
 m_n - масса полосы на единицу длины, кг/м;
 E - модуль упругости материала шин (табл.6.2).

В расчет принимается меньшая из двух величин, определенных по (6.9) и (6.10).

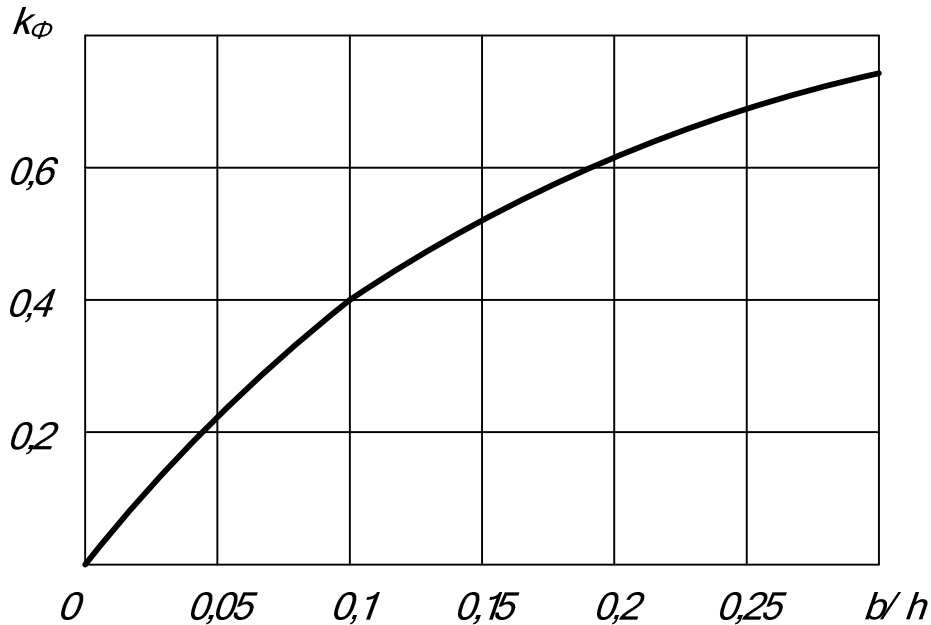


Рис. 6.5. Кривые для определения коэффициента формы для двухполосных шин при $a = 2b$

Силу взаимодействия между полосами в пакете из двух полос можно определить по (6.11), с учетом того, что $i_1=i_2=i_y/2$; $a=a_n=2b$

$$f_n = 2 \cdot 10^{-7} k_\phi \left(\frac{i_y}{2}\right)^2 \frac{1}{2b} = \frac{k_\phi i_y^2}{4b} 10^{-7}. \quad (6.11)$$

Напряжение в материале шин от взаимодействия полос (шины рассматриваются как балки с равномерно распределенной нагрузкой и заземленными концами), МПа

$$\sigma_n = \frac{f_n l_n^2}{12W_n}, \quad (6.12)$$

где W_n - момент сопротивления одной полосы, см³;
 l_n - расстояние между прокладками, м.

Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз определяется по выражению

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{l^2}{aW_\phi} i_y^2, \quad (6.13)$$

где l - длина пролета между изоляторами, м;
 W_ϕ - момент сопротивления пакета шин (табл. 4.1), см³.

Механический расчет шин коробчатого сечения

Шины коробчатого сечения имеют значительно больший момент инерции, чем шины прямоугольного сечения.

Например, шина сечением 100x10 мм² при расположении на ребро имеет момент инерции, равный $J = \frac{hb^3}{12} = \frac{10 \cdot 1^3}{12} = 0,83 \text{ см}^4$, а одна шина швеллерного профиля сечением 1010 мм² имеет $J_{y-y} = 18,5 \text{ см}^4$.

Соответственно при расположении прямоугольной шины плашмя

$$J = \frac{hb^3}{12} = \frac{10^3 \cdot 1}{12} = 83 \text{ см}^4, \text{ а для швеллерной шины } J_{x-x} = 135 \text{ см}^4.$$

Следовательно, в шинах коробчатого сечения частота собственных колебаний f_0 значительно больше, чем для шин прямоугольного сечения. Это позволяет производить расчет без учета механических колебаний.

Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз определяется с учетом расположения шин: если шины расположены в горизонтальной плоскости (рис.6.6, а) и швеллеры соединены жестко между собой, то $W = W_{y0-y0}$; при отсутствии жесткого соединения $W = 2W_{y-y}$; если шины расположены в вертикальной плоскости (рис.6.6, б), то $W = 2W_{x-x}$.

Сила взаимодействия между швеллерами (рис.6.6,в), составляющими шину коробчатого профиля, определяется при условии $k_\phi = 1$, $a = h$, $i_1 = i_2 = i_y/2$:

$$f_n = 0,5 \frac{i_y^2}{h} 10^{-7}. \quad (6.14)$$

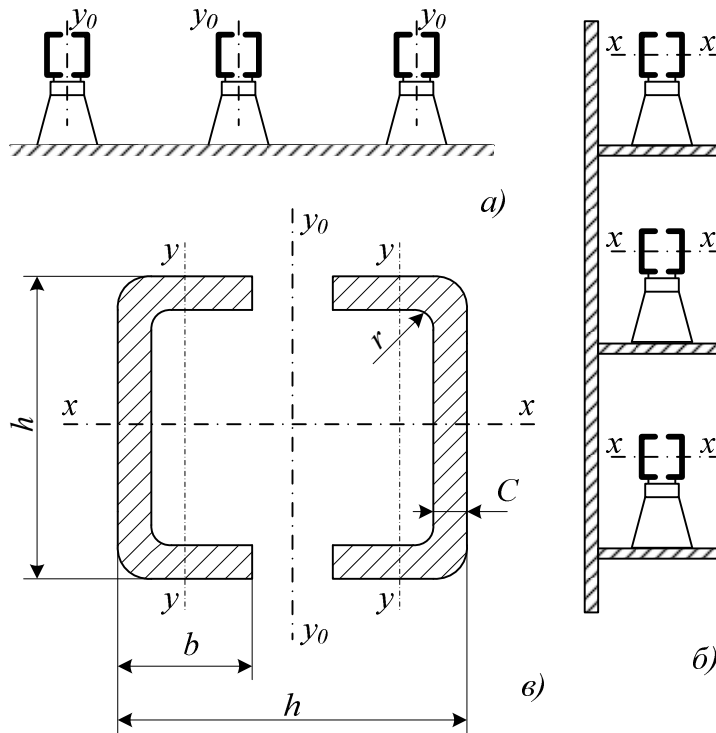


Рис. 6.6. К расчету шин коробчатого сечения

Напряжение в материале шин от действия силы f_n определяется по выражению

$$\sigma_n = \frac{f_n l_n^2}{12W_n},$$

где $W_n = W_{y-y}$.

Если шины соединены жестко по всей длине, то $\sigma_n = 0$.
 Шины механически прочны, если соблюдается условие

$$\sigma_{расч} = \sigma_{ф} + \sigma_n \leq \sigma_{дон}.$$

Механический расчет шин, расположенных по вершинам равностороннего треугольника

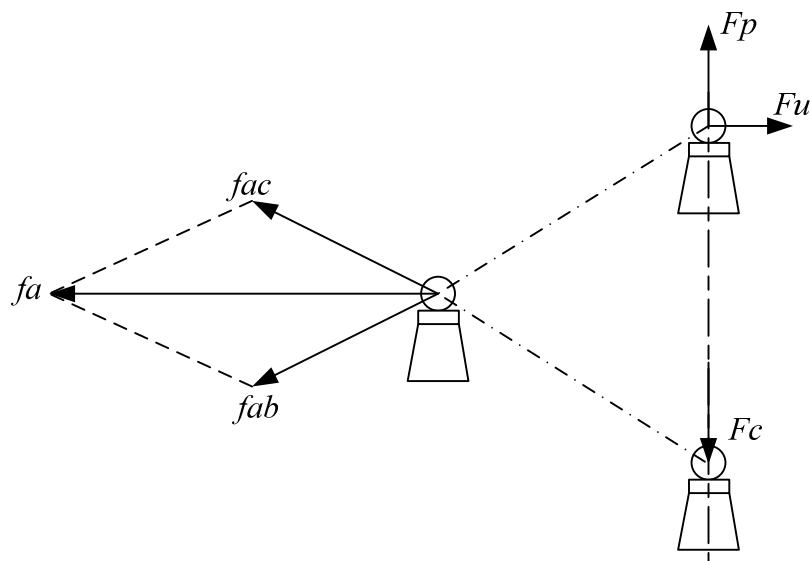


Рис. 6.7. К расчету шин, расположенных в вершинах треугольника

Шины всех фаз находятся в одинаковых условиях. На шину фазы A действуют силы f_{ac} и f_{ab} , которые определяются по (6.7), но, в отличие от горизонтального расположения, векторы сил сдвинуты в пространстве на угол 60° . Результирующая сила f_a меняется не только по значению с частотой $2\omega t$, но и по направлению, создавая растягивающие F_p , изгибающие F_u и сжимающие F_c усилия на изоляторы (конец вектора f_a скользит по окружности).

Не приводя здесь вывода, следует сказать, что максимальная сила взаимодействия оказывается равной силе, действующей на фазу B при горизонтальном расположении шин, Н/м

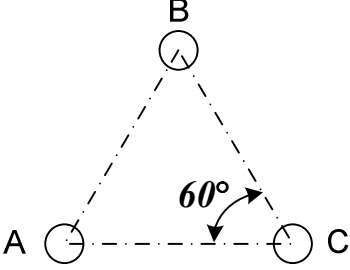
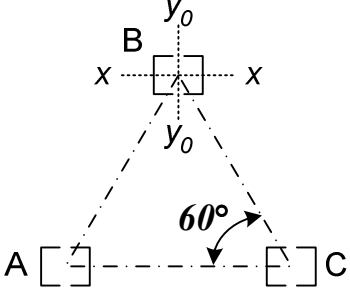
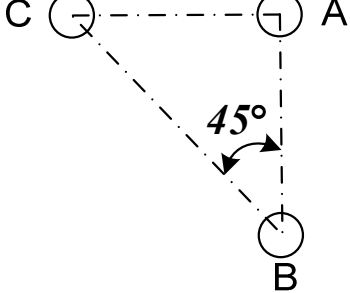
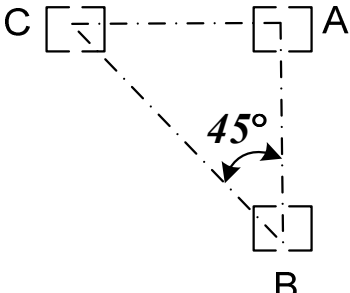
$$f_\phi = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{i_y^2}{a}.$$

Если шины расположены по вершинам прямоугольного треугольника, то определение возникающих усилий усложняется, так как фазы находятся в различных условиях.

В табл.6.3 приведены расчетные формулы для определения $\sigma_{\phi, \max}$ и сил, действующих на изоляторы трубчатых и коробчатых шин, расположенных в вершинах треугольника.

Определение σ_Π или $l_{\Pi, \max}$ в коробчатых шинах производится так же, как при горизонтальном или вертикальном расположении шин.

Таблица 6.3. Расчетные формулы для определения $\sigma_{\phi, \max}$ и сил, действующих на изоляторы

Расположение шин	Напряжение в материале шин от взаимодействия между фазами, МПа	Силы, действующие на изолятор, Н
	$\sigma_{\phi \max} = \sqrt{3} \frac{i_y^2 l^2}{aW} 10^{-8}$	$F_p = \sqrt{3} \frac{i_y^2 l}{a} 10^{-7}$ $F_u = 1,62 \frac{i_y^2 l}{a} 10^{-7}$ $F_c = 1,3 \frac{i_y^2 l}{a} 10^{-7}$
	$\sigma_{\phi \max} = 2,5 \frac{i_y^2 l^2}{aW_{y0-y0}} 10^{-8}$	$F_p = 1,5 \frac{i_y^2 l}{a} 10^{-7}$ $F_u = 1,62 \frac{i_y^2 l}{a} 10^{-7}$ $F_c = 1,62 \frac{i_y^2 l}{a} 10^{-7}$
	$\sigma_{\phi \max} = 1,64 \frac{i_y^2 l^2}{aW} 10^{-8}$	$F_p = 1,5 \frac{i_y^2 l}{a} 10^{-7}$ $F_u = 1,62 \frac{i_y^2 l}{a} 10^{-7}$ $F_c = 1,62 \frac{i_y^2 l}{a} 10^{-7}$
	$\sigma_{\phi \max} = 2,2 \frac{i_y^2 l^2}{aW_{y0-y0}} 10^{-8}$	$F_p = 1,5 \frac{i_y^2 l}{a} 10^{-7}$ $F_u = 1,62 \frac{i_y^2 l}{a} 10^{-7}$ $F_c = 1,62 \frac{i_y^2 l}{a} 10^{-7}$

Примечание. В расчетных формулах i - в амперах; l и a - в метрах; W - в кубических сантиметрах.

Выбор изоляторов.

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах.

Опорные изоляторы

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

по допустимой нагрузке

$$F_{расч} \leq F_{доп},$$

где $F_{расч}$ - сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$ - допустимая нагрузка на головку изолятора: $F_{доп} = 0,6F_{разр}$;

$F_{разр}$ - разрушающая нагрузка на изгиб.

При горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила N определяется по выражению:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_y^2}{a} l k_h \cdot 10^{-7} = f_\phi l k_h, \quad (6.15)$$

где k_h - поправочный коэффициент на высоту шины, если она расположена на

$$\text{ребро (рис.6.8): } k_h = \frac{H}{H_{из}}; H = H_{из} + b + \frac{h}{2}.$$

Здесь $H_{из}$ - высота изолятора.

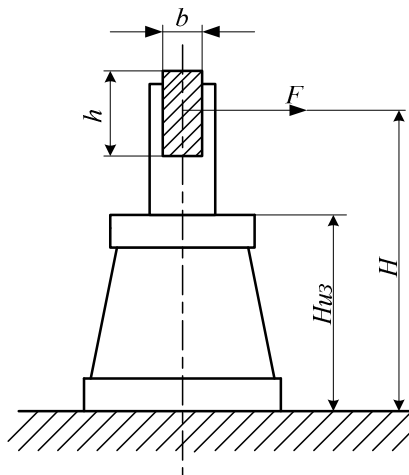


Рис. 6.8. К определению расчетной нагрузки на изолятор

При расположении шин в вершинах треугольника расчетная сила равна $F_{расч} = k_h F_u$ (см.табл.6.3).

Проходные изоляторы

Проходные изоляторы выбираются по следующим условиям:

по напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$;
 по номинальному току $I_{max} \leq I_{ном}$;
 по допустимой нагрузке $F_{расч} \leq F_{доп}$.

Для проходных изоляторов расчетная сила Н:

$$F_{расч} = 0.5 f_{\phi} l.$$

Выбор гибких шин и токопроводов

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС. Гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с РУ 6-10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода из пучка - сталеалюминевые - несут в основном механическую нагрузку от собственного веса, гололеда и ветра. Остальные провода - алюминиевые - являются только токоведущими. Сечения отдельных проводов в пучке рекомендуется выбирать возможно большими (500, 600 мм²), т.к. это уменьшает число проводов и стоимость токопровода.

Гибкие провода применяются для соединения блочных трансформаторов с ОРУ.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току) производится по (6.1)

$$I_{max} \leq I_{доп}$$

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока к.з.

$$g_k \leq g_{k,доп}; q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \leq q.$$

При проверке на термическую стойкость проводников линий, оборудованных устройствами быстродействующего АПВ, должно учитываться повышение нагрева из-за увеличения продолжительности прохождения тока к.з. Расщепленные провода ВЛ при проверке на нагрев в условиях к.з. рассматриваются как один провод суммарного сечения.

На электродинамическое действие тока КЗ проверяются гибкие шины РУ при $I_k^{(3)} \geq 20 \text{ кА}$ и провода ВЛ при $i_y \geq 50 \text{ кА}$.

При больших токах к.з. провода в фазах в результате динамического взаимодействия могут настолько сблизиться, что произойдет схлестывание или пробой между фазами.

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном к.з. между соседними фазами, когда провода сначала отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока к.з. движутся навстречу друг другу. Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса и чем больше длительность протекания и значение тока к.з.

Определяется усилие от длительного протекания тока двухфазного КЗ,
Н/м

$$f = 2 \cdot 10^{-7} \frac{I^{(2)2}}{a}, \quad (6.16)$$

где a - расстояние между фазами, м. (Для ОРУ расстояние между фазами принято обозначать буквой D);

$I^{(2)}$ - среднеквадратичное значение (за время прохождения) тока двухфазного КЗ.

С достаточной точностью для расчетов можно принять

$$I^{(2)} = I_{n,0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{n,0}^3.$$

Подставляя эти величины, получаем усилие Н/м:

$$f = \frac{1,5 I_{n,0}^{(3)2}}{D} \cdot 10^{-7}. \quad (6.17)$$

Определяем силу тяжести 1 м токопровода с учетом внутрифазных распорок, Н/м: $g = 1,19,8m$, где m - масса 1 м токопровода, кг.

Определяем отношение

$$\sqrt{h}/t_{\text{ЭК}}, \quad (6.18)$$

где h - максимальная расчетная стрела провеса провода в каждом пролете при максимальной расчетной температуре, м;

$t_{\text{ЭК}}$ - эквивалентное по импульсу время действия быстродействующей защиты, с.

Для цепей генераторов и трансформаторов в среднем

$$t_{\text{ЭК}} = t_3 + 0,05,$$

где t_3 - действительная выдержка времени защиты от токов к.з.;

$0,05$ - учитывает влияние апериодической составляющей.

По диаграмме (рис.6.9) в зависимости f/g и $\sqrt{h}/t_{\text{ЭК}}$ определяем отклонение провода b , м, и угол α .

Найденное значение сравниваем с максимально допустимым:

$$b_{\text{дон}} = \frac{D-d-a_{\text{дон}}}{2}, \quad (6.19)$$

где d - диаметр токопровода;

$a_{\text{доп}}$ - наименьшее допустимое расстояние в свету между соседними фазами в момент их наибольшего сближения.

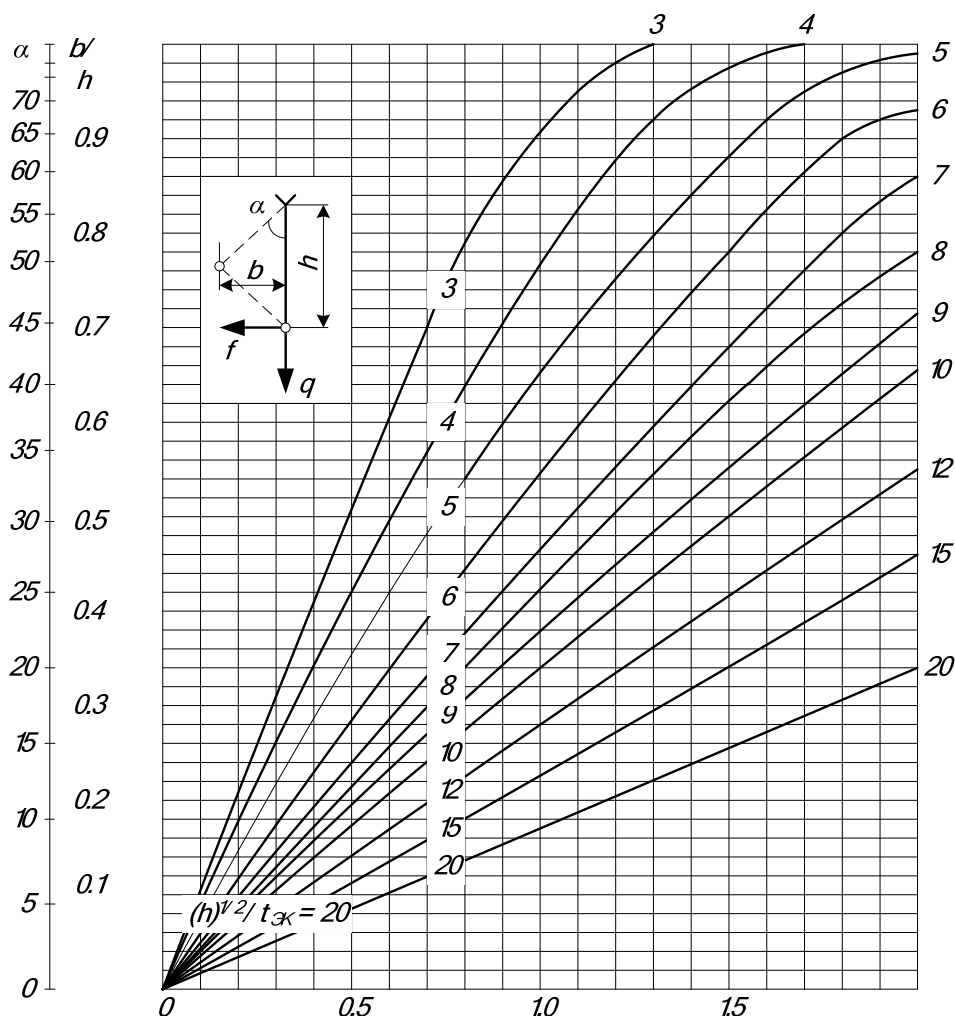


Рис. 6.9. Диаграмма определения отклонения гибкого токопровода с горизонтальным расположением фаз под действием токов к.з.

Для токопроводов генераторного напряжения $a_{\text{доп}}=0,2\text{м}$, для ОРУ, согласно ПУЭ: при напряжении 110 кВ - 0,45 м; 150 кВ - 0,6 м; 220 кВ - 0,95м, 330 кВ - 1,4 м; 500 кВ - 2 м.

Если окажется, что $b > b_{\text{доп}}$, то необходимо уменьшить стрелу провеса или увеличить расстояние между фазами. В гибких подвесных токопроводах уменьшение стрелы провеса может привести к значительному увеличению механических напряжений в проводе, а увеличение расстояния между фазами ведет к увеличению размеров ОРУ. Поэтому в некоторых случаях устанавливают поперечные распорки, присоединяемые к фазам через изоляторы, что позволяет не увеличивать расстояние между фазами и не уменьшать стрелу провеса. Когда все же необходимо уменьшить стрелу провеса, устанавливают дополнительные опоры, т. е. фактически уменьшают пролет, чтобы сохранить механическое напряжение в проводах в допустимых

пределах.

Гибкие токопроводы с расщепленными фазами проверяются также по электродинамическому взаимодействию проводников одной фазы. Расчет производится в следующем порядке.

Усилие на каждый провод от взаимодействия со всеми остальными $n-1$ проводами составляет Н/м:

$$f_u = \frac{n-1}{n^2} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \frac{I_{n,0}^{(3)2}}{d}, \quad (6.20)$$

где n - число проводов в фазе;

d - диаметр фазы, м;

$I_{n,0}^{(3)}$ - действующее значение тока трехфазного к.з., А.

Под действием импульсных усилий f_u проводники фазы стремятся приблизиться к центру. Для фиксации проводов и уменьшения импульсных усилий в них устанавливают внутрифазовые (дистанционные) распорки. Расстояние между распорками должно быть, м

$$l_p = k \sigma_{max} 10^3 \times \sqrt{\frac{(k-1) \sigma_{max} 24 \beta}{(\gamma_k + k \gamma_l)(\gamma_k - k \gamma_l)}}, \quad (6.21)$$

где $k=1,8$ - коэффициент допустимого увеличения механического напряжения в проводе при КЗ;

σ_{max} - максимальное напряжение в проводе при нормальном режиме, МПа (при температуре 40°C или при гололеде и температуре -5°C)

равняется $\sigma_{max} = \frac{T_{\phi,max}}{nq}$; здесь $T_{\phi,max}$ - максимальное тяжение на

фазу в нормальном режиме, Н;

β - коэффициент упругого удлинения материала провода (для алюминия $\beta = 159 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2/\text{Н}$);

γ_l - удельная нагрузка от собственной массы провода, МПа/м;

γ_k - удельная нагрузка от сил взаимодействия при КЗ, МПа/м равная

$\gamma_k = \frac{f_u}{q}$; здесь q - сечение провода, мм^2 .

Максимальное тяжение на фазу определяется при механическом расчете проводов гибкой связи одновременно с определением максимальной стрелы провеса.

На участках токопровода вблизи источников питания расстояние между дистанционными распорками может составлять всего 3-5 м, а на удаленных пролетах по мере уменьшения токов к.з. это расстояние возрастает. Если по условию электродинамической стойкости дистанционных распорок не

требуется, их устанавливают через 15 м для фиксации проводов расщепленной фазы.

Проверка по условиям короны необходима для гибких проводников при напряжении 35 кВ и выше. Разряд в виде короны возникает около провода при высоких напряженностях электрического поля и сопровождается потрескиванием и свечением. Процессы ионизации воздуха вокруг провода приводят к дополнительным потерям энергии, к возникновению электромагнитных колебаний, создающих радиопомехи, и к образованию озона, вредно влияющего на поверхности контактных соединений. Правильный выбор проводников должен обеспечить уменьшение действия короны до допустимых значений.

Рассмотрим порядок расчета для выбора сечения проводов по условиям короны.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см:

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (6.22)$$

где m - коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m = 0,82$);

r_0 - радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению

$$E = \frac{0,354U}{r_0 \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (6.23)$$

где U - линейное напряжение, кВ;

D_{cp} - среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз

$$D_{cp} = 1,26D,$$

здесь D - расстояние между соседними фазами, см.

В распределительных устройствах 330 кВ и выше каждая фаза для уменьшения коронирования выполняется двумя, тремя или четырьмя проводами, т. е. применяются расщепленные провода (рис. 6.10).

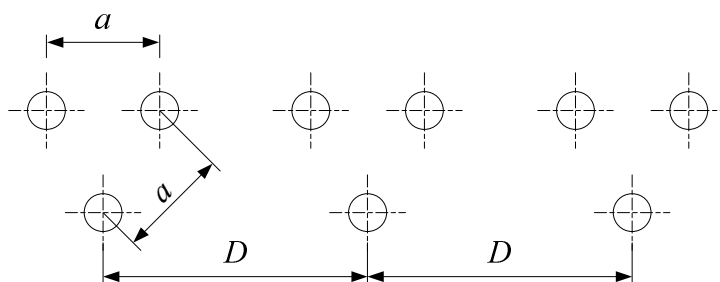


Рис. 6.10. Расположение расщепленных проводов

В отдельных случаях расщепленные провода применяются также на линиях 220 кВ. Напряженность электрического поля (максимальное значение) вокруг расщепленных проводов, кВ/см:

$$E = k \frac{0,354U}{nr_0 \lg \frac{D_{cp}}{r_{эк}}}, \quad (6.24)$$

где k - коэффициент, учитывающий число проводов n в фазе;
 $r_{эк}$ - эквивалентный радиус расщепленных проводов (табл. 6.5).

Таблица 6.5. Значения k и r

Данные	Число проводов в фазе		
	2	3	4
Коэффициент k	$1 + 2 \frac{r_0}{a}$	$1 + 2\sqrt{3} \frac{r_0}{a}$	$1 + 3\sqrt{2} \frac{r_0}{a}$
Эквивалентный радиус $r_{эк}$, см	$\sqrt{r_0 a}$	$\sqrt[3]{r_0 a^2}$	$\sqrt[4]{\sqrt{2} r_0 a^3}$

Расстояние между проводами в расщепленной фазе a принимается в установках 220 кВ – 20-30 см, в установках 330-750 кВ – 40 см, При горизонтальном расположении проводов напряженность на среднем проводе примерно на 7% больше величин, определенных по (6.22, 6.23).

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не более $0,9E_0$. Таким образом, условие образования короны можно записать в виде:

$$1.07E \leq 0,9E_0 \quad (6.25)$$

Проверка шин на термическую устойчивость токам короткого замыкания

При проверке шин на термическую устойчивость должно выполняться условие

$$B_k \leq I_t^2 t.$$

Минимально допускаемое сечение шин по условию термической устойчивости определяется выражением

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}. \quad (6.26)$$

При отсутствии точных данных допускается принимать C равным: для медных шин и кабелей – 165; для алюминиевых шин и кабелей – 88; для стальных шин – 70.

При сопоставлении значений q_{min} и $q_{табл}$ должно быть выполнено соотношение

$$q_{min} \leq q_{табл}. \quad (6.27)$$

Если имеются точные данные о проводниках, то величина C определяется по выражению

$$C = \sqrt{A_k - A_n} = const,$$

где A_k и A_n - соответственно абсциссы зависимости, определяемые по кривым, для начальной температуры проводника до к.з. и для допустимой предельной температуры, характеризующей допустимое состояние проводников в конце короткого замыкания.

В справочной литературе имеются зависимости $A=f(\theta)$ для проводников из различных материалов.

Зная температуру в доаварийном режиме θ_n , определяют A_n (величина A_n обычно определяется при $\theta_n=70^0$ C).

Значение A_k определяют также по этим кривым по значению $\theta_{к.доп}$ ($\theta_{к.доп}=200^0$ С для алюминиевых шин, 300^0 С для медных, 400^0 С для стальных).

Затем по выражению (6.26) определяется величина q_{min} и сравнивается с табличной по выражению (6.27).

Если ток нагрузки выбранного сечения жилы проводника $I_{доп}$ значительно меньше $I_{расч}$, то целесообразно будет определить действительную рабочую температуру проводника Θ_n с целью уточнения величины q_{min} :

$$\Theta_n = \Theta_o + (\Theta_{доп} - \Theta_o) \frac{I_{раб.маx}^2}{I_{доп.}^2},$$

где θ_o - расчетная температура окружающей среды;
 $\theta_{табл}$ - длительно допускаемая рабочая температура.

Далее действия выполняются по вышеприведенному алгоритму.

4. Методические указания к практическим (семинарским) занятиям.

Практическое задание №1

Определение расчетных мощностей нагрузок. Выбор числа и мощности трансформаторов

Пример. Выбрать мощность трансформаторов на узловой подстанции 220/110/35/10 кВ. Расчетные нагрузки: $P_{110}=114$ МВт, $\cos\varphi=0,9$; $P_{35}= 43$ МВт, $\cos\varphi= 0,8$; $P_{10}=27$ МВт, $\cos\varphi= 0,85$.

Решение. На подстанции два средних напряжения – 110 и 35 кВ – поэтому выбираем следующую структурную схему: два автотрансформатора связывают РУ 220 кВ с шинами 110 и 35 кВ и два трансформатора 110/10 кВ установлены для питания нагрузки 10 кВ.

При подсчете нагрузок надо учесть, что $\cos\varphi$ различны.

Определяем реактивные нагрузки:

$$Q_{10} = P_{10} \operatorname{tg}(\varphi) = 27 \cdot 0.62 = 16.74 \text{ Мвар}$$

$$Q_{35} = P_{35} \operatorname{tg}(\varphi) = 43 \cdot 0.75 = 32.25 \text{ Мвар}$$

$$Q_{110} = P_{110} \operatorname{tg}(\varphi) = 114 \cdot 0.484 = 55.18 \text{ Мвар}$$

Выбираем мощность трансформаторов 110/10 кВ:

$$S_{10} = \sqrt{P_{10}^2 + Q_{10}^2} = \sqrt{27^2 + 16.74^2} = 31.76 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{ном}} \geq 0.7 \cdot S_{\text{max}} = 0.7 \cdot 31.76 = 22.23 \text{ МВА}$$

Принимаем два трансформатора ТРДН-25000/110. Определяем нагрузку автотрансформаторов со стороны 220 кВ:

$$S_{220} = \sqrt{(P_{10} + P_{110} + P_{35})^2 + (Q_{10} + Q_{110} + Q_{35})^2} = \\ = \sqrt{(27 + 114 + 43)^2 + (16.74 + 55.18 + 32.25)^2} = 211.44 \text{ МВ}$$

Мощность автотрансформатора составляет

$$S_{\text{ном}} \geq 0.7 \cdot S_{\text{max}} = 0.7 \cdot 211.44 = 148 \text{ МВА}$$

Выбираем два автотрансформатора АТДЦТН-160000-230/121/38,5.

Проверим загрузку обмотки низкого напряжения:

$$S_{\text{н}} = \sqrt{P_{35}^2 + Q_{35}^2} = \sqrt{43^2 + 32.25^2} = 53.75 \text{ МВА},$$

что меньше $S_{\text{тип}} = S_{\text{ном}} \cdot K_{\text{выг}} = 160 \cdot 0.474 = 75.84 \text{ МВА}$.

Следовательно, обмотка НН перегружаться не будет даже при отключении одного автотрансформатора.

Практическое задание №2

Трансформаторы связи на ТЭЦ

Пример. Выбрать мощность трансформаторов связи, если на ТЭЦ установлены три генератора ТВФ-63, $U_{ном}=10,5$ кВ, $\cos\varphi=0,8$. Нагрузка на генераторном напряжении $P_{н,маx}=65$ МВт, $P_{н,мин}=50$ МВт, $\cos\varphi=0,9$, остальная мощность выдается в энергосистему по ВЛ 110 кВ. Расход на собственные нужды - 10%.

Решение. Нагрузка 10 кВ обеспечивается двумя генераторами, поэтому намечаем структурную схему: два генератора присоединены к ГРУ и один – в блок с повышающим трансформатором.

Расход мощности на с. н. одного турбогенератора:

$$P_{с,н} = \frac{P_{с,н\%}}{100} \cdot P_{уст} = \frac{10}{100} \cdot 63 = 6.3 \text{ МВт};$$

$$Q_{с,н} = P_{с,н} \cdot \operatorname{tg}(\varphi) = 6.3 \cdot 0.75 = 4.725 \text{ Мвар}.$$

Реактивная мощность генератора ТВФ-63:

$$Q_G = P_G \cdot \operatorname{tg}(\varphi) = 63 \cdot 0.75 = 47.25 \text{ Мвар}$$

Реактивные нагрузки: $Q_{н,маx} = 65 \cdot 0.62 = 40.3 \text{ Мвар}$

$$Q_{н,мин} = 50 \cdot 0.62 = 31 \text{ Мвар}$$

Определяется расчетная нагрузка трансформаторов связи в режиме минимальных нагрузок по (2.7):

$$S_{1расч} = \sqrt{(2 \cdot 63 - 50 - 2 \cdot 6.3)^2 + (2 \cdot 47.25 - 31 - 2 \cdot 4.725)^2} = 104.7 \text{ МВА}$$

Определяется расчетная нагрузка в режиме максимальных нагрузок:

$$S_{2расч} = \sqrt{(2 \cdot 63 - 65 - 2 \cdot 6.3)^2 + (2 \cdot 47.25 - 40.3 - 2 \cdot 4.725)^2} = 65.9 \text{ МВА}$$

Определяется расчетная нагрузка в аварийном режиме – при отключении одного генератора:

$$S_{3расч} = \sqrt{(63 - 65 - 6.3)^2 + (47.25 - 40.3 - 4.725)^2} = 8.59 \text{ МВА}.$$

Знак «минус» в первом слагаемом подкоренного выражения указывает на изменение направления мощности в аварийном режиме. При отключении одного генератора активная недостающая мощность передается с шин 110 кВ через трансформатор связи.

Мощность трансформаторов связи выбирается по (2.8) с учетом того, что

$$S_{расч,маx} = S_{1расч} = 104.7 \text{ МВА} \text{ и, принимая } K_{II} = 1.4,$$

$$S_T \geq \frac{S_{расч,маx}}{K_{II}} = \frac{104.7}{1.4} = 74.75 \text{ МВА}$$

Принимаются два трансформатора связи по 80 МВА. Мощность блочного трансформатора для G3 принимается - 80 МВ - А.

Практическое задание №3

Выбор числа и мощности трансформаторов связи на КЭС, ГЭС и АЭС

Пример. Для проектируемой ГЭС с предполагаемой мощностью агрегата – 100 МВт при количестве 4, выбрать мощность блочных трансформаторов и автотрансформатор связи. Максимум нагрузки – 70%, минимум нагрузки – 40%. Уровни напряжений РУ ВН – 330 кВ; РУ СН – 110 кВ.

Решение.

Выбор типа и параметров генераторов.

Число и мощность генераторов выбираем на основании задания, с учетом того, чтобы при остановке одного генератора оставшиеся полностью обеспечивали выдачу требуемой мощности.

Выбираем 4 синхронных гидрогенератора вертикального исполнения марки СВ - 835/180 -36 со следующими параметрами:

$S_{ном.}=111$ МВА; $P_{ном.}=100$ МВт; $U_{ном.}=13,8$ кВ; $\cos\varphi=0,9$; $X_d''=0,22$; $N_{ном.}=166,7$ об/мин; $\eta=98,2\%$.

Суммарная мощность генераторов равна

$$S_{\Sigma} = 4 \cdot S_{ном.} = 4 \cdot 111 = 444 \text{ МВА.}$$

Минимальная мощность, поставляемая на шины 110, кВ составляет

$$P_{min} = P_{\Sigma} \cdot 0,4 = 400 \cdot 0,4 = 160 \text{ МВт.}$$

Максимальная мощность, поставляемая на шины 110 кВ, составляет

$$P_{max} = P_{\Sigma} \cdot 0,7 = 400 \cdot 0,7 = 280 \text{ МВт.}$$

Выбор числа и мощности трансформаторов.

Трансформатор связи должен обеспечить выдачу в энергосистему всей активной мощности, а также реактивной мощности генераторов за вычетом нагрузки на собственные нужды.

Подсчитаем реактивные составляющие мощностей: $Q_{max} = P_{c \max} \cdot \operatorname{tg}\varphi = 280 \cdot 0,484 = 135,52$ Мвар; $Q_{min} = P_{c \min} \cdot \operatorname{tg}\varphi = 160 \cdot 0,484 = 77,44$ Мвар; $Q_{Г} = P_{Г} \cdot \operatorname{tg}\varphi = 400 \cdot 0,484 = 193,6$ Мвар.

Расход на собственные нужды принимаем равным 2% от установленной мощности, тогда: $P_{сн.} = \frac{2}{100} \cdot 100 = 2$ МВт; $Q_{сн} = P_{сн.} \cdot \operatorname{tg}\varphi = 2 \cdot 0,75 = 1,5$ Мвар.

Мощность блочного трансформатора:

$$S_{расч} = \sqrt{(P_{\Sigma} - P_{сн})^2 + (Q_{\Sigma} - Q_{сн})^2} = \sqrt{(100 - 2)^2 + (48,4 - 1,5)^2} = 108,6 \text{ МВА.}$$

Выбираем один блочный трансформатор ТДЦ-125000/330 с параметрами: $U_{ВН}=347$ кВ; $U_{СН}=13,8$ кВ; $P_{ХХ}=125$ кВт; 380 кВт; 11% и три блочных трансформатора ТДЦ - 125000/110 с параметрами: $U_{ВН}=121$ кВ; $U_{НН}=13,8$ кВ; $P_{ХХ}=120$ кВт; $P_{КЗ}=400$ кВт; $U_{К}=10,5\%$;

Определим расчетную нагрузку на трансформатор связи:

$$S_{расч} = \sqrt{(\sum P_{\Sigma} - P_{сн} - P_{c})^2 + (\sum Q_{\Sigma} - Q_{сн} - Q_{c})^2};$$

$$S_{расч1} = \sqrt{(300 - 6 - 280)^2 + (145,2 - 4,5 - 135,5)^2} = 14,9 \text{ МВА};$$

$$S_{расч2} = \sqrt{(300 - 6 - 160)^2 + (145,2 - 4,5 - 77,4)^2} = 149,5 \text{ МВА}.$$

При отключении одного энергоблока на шинах 110 кВ:

$$S_{расч3} = \sqrt{(200 - 4 - 160)^2 + (96,8 - 3 - 135,5)^2} = 93,8 \text{ МВА}.$$

По наиболее тяжелому режиму выбираем мощность автотрансформатора:

$$S_{ном.} \geq \frac{S_{расч. max}}{K_n} = \frac{149,5}{1,4} = 106,79 \text{ МВА}, \text{ где } K_n = 1,4.$$

Выбираем автотрансформатор АТДЦТН-125000/330/110 со следующими параметрами: $S_{ном} = 125 \text{ МВА}$; $U_{вн} = 330 \text{ кВ}$; $U_{сн} = 115 \text{ кВ}$; $U_{нн} = 11 \text{ кВ}$; $U_{к.в-с} = 10 \%$; $U_{к.в-н} = 35 \%$; $U_{к.с-н} = 24 \%$; $P_{хх} = 100 \text{ кВт}$.

Практическое задание № 4

Выбор шинных конструкций

Пример 1. Выбрать ошиновку в цепи генератора ТВФ-63 и сборные шины 10,5 кВ, к которым присоединен данный генератор. ТЭЦ выполнена с двумя генераторами по 63 МВт и связью с системой по линиям 110 кВ. Принять $T_{max} = 6000 \text{ ч}$, среднемесячную температуру наиболее жаркого месяца $+30^\circ\text{C}$. Значения токов КЗ приведены в табл. 6.4.

Таблица 6.4. Исходные данные.

Источник	$I_{n,0}$ кА	$I_{n,\tau}$ кА	i_y кА	$i_{a,\tau}$ кА
G1	28,3	20,4	78,4	27,93
G2 + система	30,2	26,7	83	14,8
Итого на сборных шинах 10,5 кВ	58,5	42,1	161,4	42,73

Решение. Согласно § 1.3.28 ПУЭ сборные шины и ошиновка в пределах распределительных устройств по экономической плотности тока не выбираются, поэтому выбор производится по допустимому току.

Наибольший ток в цепи генераторов и сборных шин:

$$I_{max} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3}U \cdot 0,95 \cdot \cos \varphi} = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,95 \cdot 10,5 \cdot 0,8} = 4558 \text{ А}.$$

Принимаем шины коробчатого сечения алюминиевые 2(125x55x6,5)мм, $I_{доп,ном} = 4640 \text{ А}$. С учетом поправочного коэффициента на температуру 0,94 определим $I_{доп} = 4640 \cdot 0,94 = 4361 \text{ А}$, что меньше наибольшего тока, поэтому выбираем шины 2(150x65x7)мм сечением 2x1785 мм², для этих шин допустимый ток $I_{доп} = 5650 \cdot 0,94 = 5311 \text{ А} > I_{max} = 4558 \text{ А}$.

Проверка сборных шин на термическую стойкость

По табл. 6.4 $I_{п,0} = 58,5 \text{ кА}$, тогда тепловой импульс тока к.з.:

$$W_k = I_{n,0}^2 (t_{откл} + T_a) = 58,5^2 (4 + 0,185) = 14322 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{14322 \cdot 10^3}}{91} = 1315 \text{ мм}^2,$$

что меньше выбранного сечения $2 \times 1785 \text{ мм}^2$; следовательно, шины термически стойки; коэффициент C принимаем по таблицам [3].

Проверка сборных шин на механическую прочность

По табл.6.4 $i_y=161,4 \text{ кА}$. Шины коробчатого сечения обладают большим моментом инерции, поэтому расчет производится без учета колебательного процесса в механической конструкции. Принимаем, что швеллеры шин соединены жестко по всей длине сварным швом, тогда момент сопротивления $W_{y0-y0}=167 \text{ см}^3$. При расположении шин в вершинах прямоугольного треугольника расчетную формулу принимаем по табл. 6.3:

$$\sigma_{\phi, max} = 2,2 \frac{i_y^2 l^2}{a W_{y0-y0}} 10^{-8} = 2,2 \frac{161400^2 \cdot 2^2 \cdot 10^{-8}}{0,8 \cdot 167} = 17,16 \text{ МПа},$$

где принято $l = 2 \text{ м}$;

$\sigma_{расч} = \sigma_{\phi, max} < \sigma_{доп} = 75 \text{ МПа}$, поэтому шины механически прочны.

Проверка изоляторов на механическую прочность

Выбираем опорные изоляторы ОФ-10-2000УЗ, $F_{разр} = 20000 \text{ Н}$, высота изолятора $H_{из} = 134 \text{ мм}$.

Максимальная сила, действующая на изгиб, по табл. 6.3

$$F_u = 1,62 \frac{i_y^2 l}{a} 10^{-7} = \frac{1,62 \cdot 161400^2 \cdot 2}{0,8} 10^{-7} = 10550 \text{ Н},$$

где принято расстояние между фазами $a = 0,8 \text{ м}$.

Поправка на высоту коробчатых шин

$$k_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + c + h / 2}{H_{из}} = \frac{134 + 7 + 150 / 2}{134} = 1,61;$$

$F_{расч} = k_h F_u = 1,61 \cdot 10550 = 16985 \text{ Н} > 0,6 F_{разр} = 12000 \text{ Н}$; таким образом, изолятор ОФ-10-2000УЗ не проходит по механической прочности. Выбираем изолятор ОФ-10-3000УЗ, $F_{разр} = 30000 \text{ Н}$, тогда $F_{расч} = 16985 \text{ Н} < 0,6 \cdot 30000 \text{ Н}$.

Выбираем проходной изолятор П-10-5000-4250, $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$; $I_{ном} = 5000 \text{ А}$, что больше $I_{max} = 4558 \text{ А}$; $F_{разр} = 42500 \text{ Н}$.

Проверяем изолятор на механическую прочность:

$$F_{расч} = 0,5 F_u = 0,5 \cdot 10550 = 5275 < 0,6 F_{разр} = 0,6 \cdot 42500 \text{ Н}.$$

Проверка ошиновки в цепи генератора на термическую стойкость.

Выше выбраны сборные шины и ошиновка в цепи генератора одинакового сечения - $2 \times 1785 \text{ мм}^2$. Расчетный ток в цепи генератора по табл.6.4 $I_{п,о} = 30,2 \text{ кА}$ (ветвь G2+система) меньше, чем на сборных шинах, поэтому ошиновка в цепи генератора термически стойка.

Проверка шин на механическую прочность

Ошиновка от сборных шин до выключателя в ГРУ расположена по рис. 6.6,а. Примем $l=2 \text{ м}$, $a=0,6 \text{ м}$; швеллеры шин соединены жестко только в местах крепления шин на изоляторах ($l_n = l$). По табл.6.4 расчетный ток $i_y=83 \text{ кА}$, тогда

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{i_y^2 l^2}{W_{\phi} a} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot 2^2 \cdot 83000^2}{0,6 \cdot 167} = 4,76 \text{ МПа},$$

$$\sigma_n = \frac{f_n l_n^2}{12W_n} = \frac{0,5 i_y^2 \cdot 10^{-7} l_n^2}{h \cdot 12W_n} = \frac{0,5 \cdot 83000^2 \cdot 10^{-7} \cdot 2^2}{0,134 \cdot 12 \cdot 14,7} = 58 \text{ МПа},$$

где $h = 134 \text{ мм} = 0,134 \text{ м}$; $W_{\Pi} = W_{y-y} = 14,7 \text{ см}^3$ по табл. ПЗ.5;

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\phi} + \sigma_n = 4,76 + 58 = 62,76 \text{ МПа} < \sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа},$$

поэтому шины механически прочны.

Выбор изоляторов. Выбираем опорные изоляторы ОФ-10-2000УЗ,

$$F_{\text{расч}} = k_h \sqrt{3} \frac{i_y^2 l}{a} 10^{-7} = 1,61 \sqrt{3} \frac{83000^2 \cdot 2 \cdot 10^{-7}}{0,6} = 6403 \text{ Н} < 0,6 F_{\text{разр}} = 0,6 \cdot 20000 \text{ Н}.$$

Проходной изолятор выбираем такого же типа, как на сборных шинах П-10-5000-4250.

Выбор комплектного токопровода. От выводов генератора до фасадной стены главного корпуса токоведущие части выполнены комплектным пофазно-экранированным токопроводом. По [3] выбираем ТЭКН-20/7800 на номинальное напряжение 20 кВ, номинальный ток 6800 А, электродинамическая стойкость главной цепи 250 кА.

Проверяем токопровод: $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$; $4558 \text{ А} < 6800 \text{ А}$; $i_y \leq i_{\text{дин}}$; $83 \text{ кА} < 250 \text{ кА}$.

Пример 2. Выбрать шины в цепи трансформатора ТРДН-32000 со стороны 6,3 кВ. Трансформатор установлен на подстанции 110/6,3 кВ. Расчетные токи КЗ: $I_{\text{п.о}} = 11,5 \text{ кА}$; $i_y = 30 \text{ кА}$; $B_k = 26 \cdot 10^6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$. Допустимая перегрузка трансформатора 35 %; $\vartheta_0 = 25 \text{ }^\circ\text{C}$.

Решение. Определяем расчетные токи продолжительных режимов:

$$I_{\text{ном}} = I_{\text{ном,т}} = \frac{S_{\text{ном,т}}}{2\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{3200}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 1466 \text{ А};$$

$$I_{\text{max}} = 1,35 \cdot I_{\text{ном,т}} = 1,35 \cdot 1466 = 1979 \text{ А}.$$

Выбираем сечение алюминиевых шин по допустимому току, т.к. шинный мост, соединяющий трансформатор с КРУ, имеет небольшую длину и находится в пределах подстанции. Принимаем двухполосные шины $2(60 \times 10) \text{ мм}^2$; $I_{\text{доп}} = 2010 \text{ А}$.

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят: $I_{\text{max}} = 1979 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 2010 \text{ А}$.

$$\text{Проверяем шины на термическую стойкость: } q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{26 \cdot 10^6}}{91} = 56 \text{ мм}^2,$$

что меньше принятого сечения.

Проверяем шины на механическую прочность. Определяем пролет l при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$200 \geq \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}}, \text{ откуда } l^2 \geq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{J}{q}}.$$

Если шины расположены на ребро, а полосы в пакете жестко связаны между собой, то по табл. 6.1 $J = 0,72b^3h = 0,72 \cdot 1^3 \cdot 6 = 4,32 \text{ см}^4$.

$$\text{Тогда } l^2 < \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{4,32}{6 \cdot 2}} = 0,52 \text{ м}^2; l \leq \sqrt{0,52} = 0,72 \text{ м.}$$

Если шины на изоляторах расположены плашмя, то

$$J = \frac{bh^3}{6} = \frac{1 \cdot 6^3}{6} = 36 \text{ см}^4; l^2 < \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{36}{6 \cdot 2}} = 1,49 \text{ м}^2; l \leq \sqrt{1,49} = 1,22 \text{ м.}$$

Этот вариант расположения шин на изоляторах позволяет увеличить длину пролета до 1,22 м, т. е. дает значительную экономию изоляторов. Принимаем расположение пакета шин плашмя; пролет 1,2 м; расстояние между фазами $a = 0,8 \text{ м}$.

Определяем расстояние между прокладками:

$$l_n < 0,216 \sqrt{\frac{a_n}{i_y^{(3)}}} \sqrt[4]{\frac{EJ_n}{k_\phi}} = 0,216 \sqrt{\frac{2}{30000}} \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0,5}{0,55}} = 0,88 \text{ м;}$$

$$l_n < 0,133 \times 10^{-2} \sqrt[4]{\frac{EJ_n}{m_n}} = 0,133 \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0,5}{1,62}} \cdot 10^{-2} = 0,51 \text{ м,}$$

где $E = 7 \cdot 10^{10} \text{ Па}$ по табл.6.2; $J_n = \frac{hb^3}{12} = \frac{6 \cdot 1^3}{12} = 0,5 \text{ см}^4$; $k_\phi = 0,55$ по рис.6.5; $a_n = 2b = 2 \text{ см}$.

Масса полосы m_n на 1 м определяется по справочникам или по сечению q , плотности материала шин (для алюминия $2,7 \cdot 10^3 \text{ кг/см}^3$) и длине 100 см:
 $m_n = 2,7 \cdot 10^{-3} \cdot 6 \cdot 1 \cdot 100 = 1,62 \text{ кг/м}$.

Принимаем меньшее значение $l_n = 0,51 \text{ м}$, тогда число прокладок в пролете $n = \frac{l}{l_n} - 1 = \frac{1,2}{0,51} - 1 = 1,35$. Принимаем $n = 2$.

При двух прокладках в пролете расчетный пролет: $l_n = \frac{l}{n+1} = \frac{1,2}{3} = 0,4 \text{ м}$.

Определяем силу взаимодействия между полосами:

$$f_n = \frac{k_\phi i_y^2}{4b} \cdot 10^{-7} = \frac{0,55 \cdot 30000}{4 \cdot 0,01} \cdot 10^{-7} = 1235 \text{ Н/м,}$$

где $b = 10 \text{ мм} = 0,01 \text{ м}$.

Напряжение в материале полос: $\sigma_n = \frac{f_n l_n^2}{12W_n} = \frac{1235 \cdot 0,4^2}{12 \cdot 1} = 16,47 \text{ МПа,}$

где $W_n = \frac{b^2 h}{6} = \frac{1^2 \cdot 6}{6} = 1 \text{ см}^3$.

Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз:

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \times 10^{-8} \frac{i_y^{(3)2} l^2}{aW_\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{1,2^2 \cdot 30000^2}{0,8 \cdot 12} = 2,34 \text{ МПа,}$$

где $W_{\phi} = \frac{bh^2}{3} = \frac{1 \cdot 6^2}{3} = 12 \text{ см}^3$; $\sigma_{расч} = \sigma_{\phi} + \sigma_n = 2,34 + 16,47 = 18,81 \text{ МПа}$, что меньше $\sigma_{доп} = 75 \text{ МПа}$. Таким образом, шины механически прочны.

Практическое задание №5

Выбор гибких шин и токопроводов

Пример. Выбрать сборные шины 110 кВ и токоведущие части в блоке от сборных шин до выводов блочного трансформатора по условиям примера 6.1. Генератор G3 типа ТВФ-100-2, трансформатор ТДЦ-125000/110, $T_{max} = 6000 \text{ ч}$. Токи к.з. на шинах 110 кВ: $I_{н0}^{(3)} = 14,18 \text{ кА}$; $i_y = 34,56 \text{ кА}$.

Решение. Выбор сборных шин 110 кВ. Т.к. сборные шины по экономической плотности тока не выбираются, принимаем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах, равной току наиболее мощного присоединения, в данном случае – блока генератор - трансформатор:

$$I_{норм} = \frac{S_{ном,з}}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{118000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 620 \text{ А.}$$

Блочный трансформатор не может быть нагружен большей мощностью, чем мощность генератора 118 МВА, поэтому $I_{max} = I_{норм} = 620 \text{ А}$.

Принимаем провод АС-300/48, $q = 300 \text{ мм}^2$, $d = 24,4 \text{ мм}$, $I_{доп} = 690 \text{ А}$. Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами 300 см.

Проверка шин на схлестывание не производится, так как $I_{н0}^{(3)} < 20 \text{ кА}$.

Проверка на термическое действие тока к.з. не производится, т.к. шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования в данном случае могла бы не производиться, так как согласно ПУЭ минимальное сечение для воздушных линий 110 кВ – 70 мм^2 . Учитывая, что на ОРУ 110 кВ расстояние между проводами меньше, чем на воздушных линиях, а также для пояснения методики расчета проведем проверочный расчет.

По (6.22) начальная критическая напряженность:

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,22}} \right) = 31,6 \text{ кВ/см.}$$

$$\text{По (6.23) напряженность вокруг провода: } E = \frac{0,354U}{r_0 \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 121}{1,22 \lg \frac{1,26 \cdot 300}{1,22}} = 14,1$$

кВ/см.

Здесь принято $U=121 \text{ кВ}$, т.к. на шинах электростанции поддерживается напряжение $1,1U_{ном}$.

Условие проверки по (6.25): $1,07E \leq 0,9E_0$. $1,07 \cdot 14,1 = 15,1 < 0,9 \cdot 31,6 = 28,4$.

Таким образом, провод АС-300/48 по условиям короны проходит. Токоведущие части от выводов 110 кВ блочного трансформатора до сборных

шин выполняем гибкими проводами. Сечение выбираем по экономической плотности тока $J_э = 1 \text{ А/мм}^2$:

$$q_э = \frac{I_{норм}}{J_э} = \frac{620}{1} = 620 \text{ мм}^2.$$

Принимаем два провода в фазе АС-300/48; наружный диаметр – 24,4 мм, допустимый ток $2 \cdot 690 = 1380 \text{ А}$.

Проверяем провода по допустимому току: $I_{max} = 620 \text{ А} < I_{дон} = 1380 \text{ А}$.

Проверку на термическое действие тока не производим. Проверку на коронирование также не производим, т.к. выше было показано, что провод АС-300/48 не коронирует.

Пример 4. Выбрать число и марки проводов в гибком токопроводе для присоединения генератора ТВФ-63 с распределительным устройством 10 кВ, если $T_{max} = 6000 \text{ ч}$, $I_{н0}^{(3)} = 50 \text{ кА}$, допустимая стрела провеса по габаритно-монтажным условиям $h = 2,5 \text{ м}$. Проверить токопровод по условиям схлестывания при к.з.

Решение. Выбираем сечение по экономической плотности тока $J_э = 1 \text{ А/мм}^2$:

$$q_э = \frac{I_{норм}}{J_э} = \frac{4330}{1} = 4330 \text{ мм}^2.$$

Принимаем два несущих провода АС-500/64, тогда сечение алюминиевых проводов должно быть $q_a = q_э - q_{АС} = 4330 - 2 \cdot 500 = 3330 \text{ мм}^2$.

$$\text{Число проводов АС-500: } n = \frac{3330}{500} = 6,66.$$

Принимаем токопровод $2 \times \text{АС-500/64} + 6 \times \text{А-500}$ диаметром $d = 160 \text{ мм}$, расстояние между фазами $D = 3 \text{ м}$.

Проверяем по допустимому току: $I_{дон} = 2 \cdot 945 + 6 \cdot 980 = 7770 \text{ А} > I_{max} = 4558 \text{ А}$.

Пучок гибких неизолированных проводов имеет большую поверхность охлаждения, поэтому проверка на термическую стойкость не производится.

Проверяем токопровод по условиям схлестывания. Сила взаимодействия между

$$\text{фазами (по 6.17): } f = \frac{1,5 I_{н,0}^{(3)2}}{D} \cdot 10^{-7} = \frac{1,5 \cdot 50000^2}{3} \cdot 10^{-7} = 125 \text{ Н/м}.$$

Сила тяжести 1 м токопровода (с учетом массы колец 1,6 кг, массы 1 м провода АС-500/64 1,85 кг, провода А-500 1,38 кг) определяется так:

$$g = 9,8 (2 \cdot 1,85 + 6 \cdot 1,38 + 1,6) = 133 \text{ Н/м}.$$

Принимая время действия релейной защиты (дифференциальной) $t_з = 0,1 \text{ с}$,

$$\text{находим } t_{эк} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с; } \frac{\sqrt{h}}{t_{эк}} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,15} = 10,5.$$

По диаграмме (рис.6.9) для значения $f/g = 125/133 = 0,94$ находим $b/h = 0,24$, откуда $b = 0,24 \cdot 2,5 = 0,6 \text{ м}$.

$$\text{Допустимое отклонение фазы } b_{дон} = \frac{D - d - a_{дон}}{2} = \frac{3 - 0,16 - 0,2}{2} = 1,32 \text{ м}.$$

Схлестывания не произойдет, т.к. $b < b_{\text{доп}}$. Проверяем гибкий токопровод по электродинамическому взаимодействию проводников одной фазы.

Усилие на каждый провод по (6.20)

$$f_u = \frac{n-1}{n^2} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \frac{I_{n,0}^{(3)^2}}{d} = \frac{8-1}{8^2} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \frac{50^2 \cdot 10^6}{0,16} = 341,8 \text{ Н/м.}$$

Удельная нагрузка на каждый провод от взаимодействия при к.з.:

$$\gamma_k = \frac{f_u}{q} = \frac{341,8}{500} = 0,683 \text{ МПа/м.}$$

Удельная нагрузка на провод АС-500 от собственного веса:

$$\gamma_1 = \frac{9,8m}{q} = \frac{9,8 \cdot 1,38}{500} = 0,027 \text{ МПа/м.}$$

Принимая максимальное тяжение на фазу в нормальном режиме $T_{\phi, \text{max}} = 100 \cdot$

$$10^3 \text{ Н, определяем } \sigma_{\text{max}} = \frac{T_{\phi, \text{max}}}{nq} = \frac{100 \cdot 10^3}{8 \cdot 500} = 25 \text{ МПа.}$$

Определяем допустимое расстояние между распорками внутри фазы:

$$l_p = k \sigma_{\text{max}} 10^3 \times \sqrt{\frac{(k-1) \sigma_{\text{max}} 24 \beta}{(\gamma_k + k \gamma_1)(\gamma_k - k \gamma_1)}} =$$

$$= 1,8 \cdot 25 \cdot 10^3 \times \sqrt{\frac{(1,8-1) 25 \cdot 24 \cdot 10^{-13}}{(0,683 + 1,8 \cdot 0,027)(0,683 - 1,8 \cdot 0,027)}} = 5,77 \text{ м.}$$

Таким образом, в токопроводе необходима установка внутрифазных распорок на расстоянии не более 5,77 м одна от другой.

5. Перечень программных продуктов, используемых при изучении курса

1. MathCAD
2. Excel

6. Методические указания по применению современных информационных технологий для преподавания учебной дисциплины.

1. Презентации, слайды;
2. Схемы, таблицы, рисунки под медиапроектор;
3. Лазерные пленки к проектоскопу.

7. Методические указания профессорско-преподавательскому составу по организации межсессионного и экзаменационного контроля знаний студентов (материалы по контролю качества образования)

В процессе изучения дисциплины предусмотрены следующие виды промежуточного контроля знаний студентов:

- пятиминутный опрос студентов на каждой лекции;
- студенты, не посещающие лекционные и практические занятия, представляют рефераты по пропущенным темам.

К промежуточным формам контроля знаний относятся:

- блиц-опрос на лекциях по пройденному материалу;
- контрольные работы;
- выполнение рефератов с последующей их защитой;
- выступление с докладом.

8. Комплекты экзаменационных билетов для каждого из предусмотренных экзаменов по дисциплине и контрольные вопросы к зачету.

1. Энергосистема и ее составные части.
2. Электрическая станция как источник активной и реактивной мощности. Особенности электрической части ТЭС.
3. Требование к качеству электроэнергии. Влияние качества электроэнергии на работу электроприемников.
4. Потери мощности, энергии в элементах электрической сети, потеря и падение напряжения.
5. Типы и основные характеристики синхронных генераторов.
6. Допустимые температуры нагрева активных материалов и способы охлаждения турбогенераторов.
7. Системы возбуждения синхронных генераторов.
8. Автоматическое регулирование возбуждения.
9. Включение генераторов на параллельную работу в сеть методами точной синхронизации и самосинхронизации.
10. Несинхронное включение машин.
11. Режимы работы генераторов. Работа генераторов в режимах синхронного двигателя, компенсатора.
12. Диаграмма мощности генераторов. Понятие об аномальных режимах.
13. Статическая, динамическая синхронная и результирующая устойчивость параллельной работы синхронных генераторов в электрической системе.
14. Типы и основные характеристики трансформаторов.
15. Регулирование коэффициента трансформации.
16. Автотрансформаторы, особенности их использования, режим работы.
17. Нагрузочная способность трансформаторов, выбор трансформаторов на тепловых станциях.
18. Виды и причины коротких замыканий. Допущения при расчетах токов короткого замыкания.
19. Характеристика процесса при трехфазном коротком замыкании.
20. Расчет токов для начального момента короткого замыкания
21. Установившийся режим КЗ.
22. Влияние автоматического регулирования возбуждения генераторов на переходные процессы при коротких замыканиях.
23. Воздействие токов КЗ на проводники и аппараты.
24. Условия выбора и проверки аппаратов и проводников.
25. Способы ограничения токов КЗ на электростанциях.
26. Требования, предъявляемые к схемам электрических соединений.
27. Классификация схем электрических соединений.

28. Схемы с коммутацией присоединений через один и два выключателя.
29. Принципы построения схем электрических соединений ТЭЦ, КЭС, АЭС.
30. Выбор мощности трансформаторов собственных нужд.
31. Механизмы собственных нужд и их привод.
32. Основные характеристики асинхронного и синхронного привода.
33. Регулирование производительности механизмов собственных нужд.
34. Влияние изменений напряжения и частоты на работу электродвигателей.
35. Самозапуск электродвигателей.
36. Автоматический ввод резерва для потребителей собственных нужд.
37. Назначение релейной защиты, требования, используемая аппаратура.
38. Максимальная токовая защита,
39. Токовая осечка,
40. Направленные токовые защиты,
41. Дифференциальная токовая защита.
42. Газовая защита.
43. Защита генераторов, трансформаторов, электродвигателей.

На основе вопросов, представленных в данном пункте составляются экзаменационные билеты.