

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Владимирский государственный университет
имени Александра Григорьевича и Николая Григорьевича Столетовых»

Н. П. БАДАЛЯН Г. П. КОЛЕСНИК

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Учебное пособие



Владимир 2020

УДК.621.31
ББК 31.27
Б15

Рецензенты:

Кандидат технических наук, доцент
зав. кафедрой электротехники
Ковровской государственной технологической академии
имени В. А. Дегтярева
Е. А. Чащин

Кандидат технических наук, доцент
доцент кафедры биотехнических систем и технологий
Владимирского государственного университета
имени Александра Григорьевича и Николая Григорьевича Столетовых
В. С. Грибакин

Издается по решению редакционно-издательского совета ВлГУ

Бадалян, Н. П. Технологическое оборудование электро-
Б15 энергетических систем : учеб. пособие / Н. П. Бадалян, Г. П. Колесник ; Владим. гос. ун-т им. А. Г. и Н. Г. Столетовых. – Владимир : Изд-во ВлГУ, 2020. – 232 с. – ISBN 978-5-9984-1149-6.

Приведены общие требования к организации самостоятельной работы студентов. Рассмотрены вопросы производства, распределения и транспортировки электроэнергии, режима экрана силового кабеля с СПЭ-изоляцией. Даны краткие характеристики технологического оборудования распределительных устройств высокого напряжения. Изложены сведения об измерительных, электромагнитных и оптических трансформаторах тока и напряжения, мультикамерных разрядниках для воздушных линий напряжением 6 – 35 кВ. Рассмотрены вопросы компенсации реактивности сильноточной нагрузки. Приведены расчетные соотношения для вычисления потерь электроэнергии в системах электроснабжения с учетом нелинейности нагрузки.

Предназначено для студентов направления 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника (магистратура) всех форм обучения.

Рекомендовано для формирования профессиональных компетенций в соответствии с ФГОС ВО.

Ил. 82. Табл. 26. Библиогр.: 35 назв.

УДК.621.31
ББК 31.27

ISBN 978-5-9984-1149-6

© ВлГУ, 2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1. ИСТОЧНИКИ ИНФОРМАЦИИ И САМОСТОЯТЕЛЬНАЯ РАБОТА СТУДЕНТОВ.....	7
1.1. Работа магистранта с книжным фондом и электронными библиотеками ВлГУ и кафедры электротехники и электроэнергетики.....	7
1.2. Оформление ссылок на литературу и интернет-ресурсы	10
1.3. Требования к организации самостоятельной работы студентов при подготовке к занятиям по дисциплине «Современные технические средства передачи электроэнергии».....	12
2. ТЕМЫ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТОВ	14
2.1. Производство и распределение электрической энергии.....	14
2.2. Оборудование распределительных устройств высокого напряжения.....	32
2.3. Силовые кабели	54
2.3.1. Режим экрана силового кабеля с СПЭ-изоляцией.....	69
2.3.2. Кабельная арматура, прокладка и маркировка кабелей	87
2.4. Силовые трансформаторы: современное состояние, тенденции развития трансформаторостроения.....	100
2.5. Электромагнитные измерительные трансформаторы тока и их назначение	113
2.5.1. Волоконно-оптические электронные трансформаторы тока... ..	127
2.5.2. Измерительные электромагнитные трансформаторы напряжения	133
2.5.3. Оптические трансформаторы напряжения.....	137
2.6. Мультикамерные разрядники для воздушной линии напряжением 6 – 35 кВ	140

2.7. Режимы работы электроэнергетических систем и устройства компенсации реактивной мощности	149
2.7.1. Продольная компенсация реактивности сильноточной нагрузки	170
2.7.2. Энергоэффективность трансформаторного агрегата с устройством продольной компенсации сильноточной нагрузки.....	181
2.8. Современные технические средства автоматизации энергосистем.....	186
2.9. Коммерческие потери электроэнергии	199
2.10. Моделирование потерь электроэнергии в системах электропитания с учетом нелинейности нагрузки.....	215
КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ.....	220
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	226
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	228

ВВЕДЕНИЕ

Самостоятельная работа является одним из видов учебных занятий студентов всех форм обучения, которому отводится более половины учебного времени, определяемого образовательным стандартом. Это не просто самостоятельная деятельность по усвоению учебного материала, регламентированного учебными планами направлений подготовки, а особая система условий обучения, организуемая преподавателем, который лишь определенным образом выстраивает познавательную деятельность студентов, само же познание осуществляет сам студент. Независимо от полученной профессии и характера работы любой начинающий специалист должен обладать фундаментальными знаниями, профессиональными умениями и навыками деятельности своего профиля, опытом творческой, исследовательской, а также социально-оценочной деятельности по решению новых проблем. Все эти составляющие образования формируются в процессе самостоятельной работы студентов (СРС), так как предполагают максимальную индивидуализацию деятельности каждого студента и рассматривают одновременно как средство совершенствования творческой индивидуальности личности.

Основные задачи самостоятельной работы:

- развитие и привитие навыков самостоятельной учебной работы и формирование потребностей в самообразовании;
- освоение содержания дисциплины в рамках тем, выносимых на самостоятельное изучение студента;
- осознание, углубление содержания и основных положений курса в ходе конспектирования материала на лекциях и его изучения при подготовке к семинарским и практическим занятиям;
- использование материала, собранного и полученного в ходе самостоятельных занятий, при написании курсовых и дипломной работ, для эффективной подготовки к итоговым зачетам и экзаменам.

Самостоятельная работа студентов предназначена:

- для качественного освоения знаний и умений по конкретной учебной дисциплине, составляющих в соответствии с требованиями ГОС ВПО базовый уровень профессиональной подготовки специалиста;

– расширенного и углубленного изучения учебной дисциплины с целью освоения фундаментальных предметных и методологических знаний и способов деятельности;

– формирования умений выполнять самостоятельную работу (уметь учиться) в познавательной, практической, учебно-исследовательской, научно-исследовательской, рефлексивной, проектной деятельности;

– развитие у студентов лично и профессионально значимых качеств, индивидуального стиля учебной и профессиональной деятельности, общих и профессиональных способностей (способность принимать на себя ответственность, самостоятельно формулировать и решать проблемы, находить конструктивные решения в различных, в том числе конфликтных, ситуациях, толерантность и др.).

В результате самостоятельной работы студенты направления 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника программы подготовки «Оптимизация электроэнергетических сетей» приобретают дополнительные для изучения вопросов перспективного развития средств передачи электроэнергии, их проектирования и эксплуатации **знания** основных нормативных документов проектно-конструкторской, производственно-технологической и других видов профессиональной деятельности. Приобретают **умения** применять современные методы и средства исследования, проектирования, технологической подготовки производства и эксплуатации электроэнергетических и электротехнических объектов. **Овладевают** программными средствами для решения профессиональных задач в области электроэнергетики.

Для учебного процесса характерно два вида самостоятельной работы: аудиторная и внеаудиторная.

Аудиторная самостоятельная работа по дисциплине «Современные технические средства передачи электроэнергии» выполняется на учебных занятиях под непосредственным руководством преподавателя и по его заданиям и контролируется опросом студентов на аудиторных занятиях и мероприятиями по рейтинг-контролю знаний обучаемых.

Внеаудиторная самостоятельная работа выполняется студентами по заданию преподавателя, но без его непосредственного участия по рекомендованным учебным пособиям и методическим разработкам. Разумеется, это не исключает поиск самим студентом дополнительных литературных источников по конкретной тематике, включая информацию фирм-производителей электротехнических изделий.

В рамках изучения дисциплины используются следующие виды заданий для самостоятельной работы:

- самостоятельное изучение темы теоретического курса;
- подготовка устных ответов на контрольные вопросы, приведенные после каждой темы;
- написание рефератов и подготовка докладов;
- подготовка к тестовым заданиям по усвоению материала.

1. ИСТОЧНИКИ ИНФОРМАЦИИ И САМОСТОЯТЕЛЬНАЯ РАБОТА СТУДЕНТОВ

1.1. Работа магистранта с книжным фондом и электронными библиотеками ВлГУ и кафедры электротехники и электроэнергетики

Содержание аудиторной и внеаудиторной самостоятельной работы студентов определяется в соответствии с рекомендуемыми видами учебных заданий, представленными в рабочей программе учебной дисциплины.

Самостоятельная работа с книгой как первоисточником помогает студентам овладеть, закреплять и систематизировать знания при помощи:

- чтения текста (учебника, первоисточника, дополнительной литературы и т. д.);
- составления плана текста, графического изображения структуры текста, конспектирования и выписки из текста и т. д.;
- работы со справочниками и другой справочной литературой;
- ознакомления с нормативными и правовыми документами;
- учебно-методической и научно-исследовательской работы;
- использования компьютерной техники и Интернета и др.;
- обработки текста и повторной работы над учебным материалом учебника, первоисточника, дополнительной литературы, аудио- и видеозаписей;
- подготовки ответов на контрольные вопросы и аналитической обработки текста;

- подготовки мультимедиа презентации и докладов к выступлению на семинаре (конференции, круглом столе и т. п.);
- подготовки реферата и составления библиографии использованных литературных источников.

В результате чтения книги у магистрантов формируются навыки:

- решения ситуационных задач и упражнений по образцу;
- выполнения расчетов (графические и расчетные работы);
- подготовки к контрольным работам;
- подготовки к тестированию;
- проектирования и моделирования разных видов и компонентов профессиональной деятельности;
- проведения опытно-экспериментальных работ;
- анализа профессиональных умений с использованием аудио- и видеотехники и др.

Предположительно студенты вуза уже обладают навыками внимательного, тщательного и сосредоточенного чтения. Не пропускают непонятные места и абзацы, обдумывают прочитанное, дочитывают текст до логического конца.

Фонды библиотек непрерывно пополняются, но умелая работа с предметными каталогами и поисковой системой сократит до минимума время поиска книги (электронного ресурса). Отметим, что электронные ресурсы учебных материалов по всем специальным дисциплинам кафедры ЭтЭн доступны каждому студенту направления «Электроэнергетика и электротехника» и могут быть скопированы в ауд. 519-3.

При работе с книгой и другими руководящими документами необходимо обращать внимание на различного рода термины, определения и сокращения (табл. 1):

– **энергетическая система (энергосистема)** – это совокупность электрических станций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электрической энергии и тепла при общем управлении этой системой (ГОСТ 21027–75);

– **электроэнергетическая система** – это находящееся в данный момент в работе электрооборудование энергосистемы и приемников электрической энергии, объединенное общим режимом и рассматриваемое как единое целое в отношении протекающих в них физических процессов (ГОСТ 21027–75).

Термины и определения (по ГОСТ Р 51237-98)

Ветер	Движение воздуха относительно земной поверхности, вызванное неравномерным распределением атмосферного давления и характеризующееся скоростью и направлением.
Ветроэнергетика	Отрасль энергетики, связанная с разработкой методов и средств преобразования энергии ветра в механическую, тепловую или электрическую энергию
Ветроагрегат (ВА)	Система, состоящая из ветродвигателя, системы передачи мощности и приводимой ими в движение машины (электромашинного генератора, насоса, компрессора и т. п.)
Сетевой ветро-электрический агрегат	ВА с электромашинным генератором, предназначенный для работы параллельно с электрическими сетями, мощность которых является бесконечно большой или большей, но соизмеримой по сравнению с мощностью ВА
Автономный ветроэлектрический агрегат	ВА с электромашинным генератором, предназначенный для электроснабжения потребителей, не имеющих связи с электрической сетью
Ветроэнергетическая установка (ВЭУ)	Комплекс взаимосвязанного оборудования и сооружений, предназначенный для преобразования энергии ветра в другие виды энергии (механическую, тепловую, электрическую и др.)
Ветроэлектрическая установка	ВЭУ, предназначенная для преобразования ветровой энергии в электрическую с помощью системы генерирования электроэнергии
Ветроэлектрическая станция (ВЭС)	Электростанция, состоящая из двух и более ветроэлектрических установок, предназначенная для преобразования энергии ветра в электрическую энергию и передачу ее потребителю
Система передачи мощности (СПМ)	Комплекс устройств для передачи мощности от вала ветроколеса к валу соответствующей машины ветроагрегата с повышением или без повышения частоты вращения вала этой машины
Система генерирования электроэнергии (СГЭЭ)	Электромашинный генератор и комплекс устройств (преобразователь, аккумулятор и т. д.) для подключения к потребителю со стандартными параметрами электроэнергии

Необходимо подчеркнуть особенность работы с интернет-ресурсами. В общем случае информация, полученная из Интернета, может быть не совсем точной или вообще не соответствовать действительности. Поэтому прежде всего необходимо уточнить научную репутацию автора, издательства, ссылки других авторов на этот источник, является ли эта информация научной или плодом чьих-то предположений. Правильно будет работать с книгами, рекомендованными преподавателем, а все прочие использовать как вспомогательные материалы для размышления.

1.2. Оформление ссылок на литературу и интернет-ресурсы

При подготовке магистрантом докладов, рефератов, научных публикаций в обязательном порядке необходимо ссылаться на первоисточники. Правила оформления библиографических записей и ссылок на первоисточники регламентированы стандартами:

ГОСТ 7.1-2003. Библиографическая запись. Библиографическое описание. Общие требования и правила составления.

ГОСТ Р 7.0.5-2008. Библиографическая ссылка. Общие требования и правила составления.

ГОСТ Р 7.0.12-2011. Библиографическая запись. Сокращение слов и словосочетаний на русском языке. Общие требования и правила.

Указанные стандарты находятся на абонеентах читального зала корпуса № 1, читального зала нормативно-технической документации корпуса № 2, ауд. 129, а также на сайте научной библиотеки ВлГУ (НБ ВлГУ), БД – Стандарты.

Примеры оформления библиографических записей приведены ниже.

1. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 352 с.

2. Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии : учеб. пособие / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – 3-е изд., перераб. – М. : КНОРУС, 2012. – 648 с.

3. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования : учеб. пособие для студентов высш. учеб. заведений / И. П. Крючков

[и др.] ; под ред. И. П. Крючкова и В. А. Старшинова. – М. : Академия, 2005. – 416 с.

При ссылке на интернет-ресурс необходимо руководствоваться следующим алгоритмом:

1. Начинать описание электронных ресурсов с заглавия. Его необходимо дать точно в том виде, как оно представлено на сайте, т. е. слово в слово.

2. Обозначить интернет-источник. После заглавия ставится пробел и в квадратных скобках название материала – [Электронный ресурс].

3. Напечатать заглавие на иностранном языке, если оно имеется в интернет-источнике. После квадратной скобки поставьте пробел, знак «=» и с прописной буквы название статьи на другом языке.

4. Перечислить дополнительные сведения к заглавию. После названия интернет-источника поставьте двоеточие и напечатайте информацию. Например, «:проблемы, перспективы, пути решения».

5. Оформить имя автора статьи, редактора или наименование учреждения, которое поместило в Интернет определенный источник. После предыдущего шага или после квадратной скобки с надписью «Электронный ресурс» поставить косую черту и написать ответственное лицо, затем точку и тире. Например, «/ И. Иванов.–», «/ под ред. И. И. Иванова.–», «/ Центр информ. технологий.–».

6. Указать имеющуюся информацию об издании, если были внесены исправления или дополнения к исходному материалу. Например, «Изд. 2-е, испр. и доп.». После этого также надо ставить точку и тире. Далее определить вид ресурса. Например, «Электронные данные», «Электрон. журн.–» и пр.

7. Добавить объем интернет-источника в круглых скобках, если он состоит из нескольких файлов. Например, «(3 файла)».

8. Установить издательские данные: город, название издательства (необязательно), дату издания источника. Например, «М. : Справочно-информационный интернет-портал «Грамота. Ру», 2009.–». Если же нет сведений о городе и годе издания, пишется примерная информация с вопросительным знаком в квадратных скобках («[Минск?]:», «[200–?].–»).

9. Сделать ссылку на электронные ресурсы и условия доступа (платный или свободный). Например, «Режим доступа: <http://>

www.vedomosti.ru/lifestyle/news/1512663/что_proishodit_s_yazykom_segodnya, свободный.–».

10. Написать примечание к заглавию. Например, «Загл. с экрана».

11. Ссылка на сайт в целом.

Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова [Электронный ресурс]. М., 1997 – 2012. URL: <http://www.msu.ru> (дата обращения: 18.02.2012).

12. Ссылка на on-line-журнал.

Секретарь-референт. 2011. № 7 [Электронный ресурс]. – URL: http://www.profiz.ru/sr/7_2011 (дата обращения: 18.02.2012).

13. Ссылка на on-line-книгу.

Степанов, В. Интернет в профессиональной информационной деятельности [Электронный ресурс]. 2002 – 2006. – URL: <http://textbook.vadimstepanov.ru> (дата обращения: 18.02.2012).

1.3. Требования к организации самостоятельной работы студентов при подготовке к занятиям по дисциплине «Современные технические средства передачи электроэнергии»

В период подготовки к занятиям по дисциплине «Современные технические средства передачи электроэнергии» студенту необходимо научиться методам самостоятельного умственного труда, сознательно развивать свои творческие способности и овладевать навыками творческой работы. Для этого требуется строго соблюдать дисциплину учебы и поведения. Четкое планирование своего рабочего времени и отдыха – необходимое условие для успешной самостоятельной работы. В основу его нужно положить рабочие программы изучаемых в семестре дисциплин. Ежедневной учебной работе следует уделять 9 – 10 часов своего времени, т. е. при 6 часах аудиторных занятий самостоятельной работе необходимо отводить 3 – 4 часа.

Планирование самостоятельной работы должно быть связано со структурой и содержанием дисциплины, а также с распределением часов аудиторных и внеаудиторных занятий по изучаемой дисциплине, численные значения которых приведены в табл. 2 и 3.

Таблица 2

Распределение видов занятий по дисциплине
«Современные технические средства передачи электроэнергии»

Семестр	Трудоем- кость зач. ед./ ч	Лекции, ч	Практи- ческие занятия, ч	Лабора- торные работы, ч	СРС, ч	Форма промежуточной аттестации (экзамен/ зачет/зачет с оценкой)
1-й	3/108	–	24	12	72	Зачет
Итого	3/108	–	24	12	72	Зачет

Таблица 3

Тематика дисциплин по разделам

№ п/п	Раздел (тема) дисциплины	Семестр	Неделя семестра	Виды учебной работы, включая самостоятельную работу студентов, и трудоемкость, ч				Объем учебной работы с примене- нием интер- активных методов, ч / %	Формы текущего контроля успевае- мости, форма промежу- точной аттеста- ции
				Лекции	Практиче- ские занятия	Лаборатор- ные работы	СРС		
1	Распределитель- ные устройства среднего напря- жения	1-й	1 – 2-я	–	4	–	12	3 / 75	
2	Силовые кабели	1-й	3 – 4-я	–	4	–	12	3 / 75	
3	Устройства компенсации	1-й	5 – 6-я	–	4	4	12	4/50,0	Рейтинг- контроль № 1
4	Современные силовые транс- форматоры: теория и прак- тика	1-й	7– 8-я	–	4	4	12	4 / 50,0	–

Окончание табл. 3

№ п/п	Раздел (тема) дисциплины	Семестр	Неделя семестра	Виды учебной работы, включая самостоятельную работу студентов, и трудоемкость, ч				Объем учебной работы с примене- нием интер- активных методов, ч / %	Формы текущего контроля успевае- мости, форма промежу- точной аттеста- ции
				Лекции	Практиче- ские занятия	Лаборатор- ные работы	СРС		
5	Заземление и защита от перенапряжений	1-й	9 – 10-я	–	4	4	12	4 / 50,0	Рейтинг-контроль № 2
6	Современные технические средства автоматизации энергосистем	1-й	11 – 13-я	–	4	–	1 2	3 / 75	Рейтинг-контроль № 3
Всего за 1-й семестр			13	–	24	12	72	21,0 / 58,3	Зачет
Наличие в дисциплине КП/КР				–	–	–	–	–	–
Итого по дисциплине			13	–	24	12	72	21,0 / 58,3	Зачет

2. ТЕМЫ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТОВ

2.1. Производство и распределение электрической энергии

Цель СРС – закрепление знаний, полученных на практических занятиях, и углубленная проработка учебного материала для подготовки восприятия учебного материала последующих тем. В этом разделе рекомендуется особое внимание обратить на средства передачи электрической энергии к потребителю от генерирующих ветвей, руководствуясь материалом, изложенным ниже.

Электрическая сеть как часть электроэнергетической системы обеспечивает возможность выдачи мощности электростанций, ее передачу на расстояние, преобразование параметров электроэнергии

(напряжения, тока) на подстанциях и ее распределение по некоторой территории вплоть до непосредственных *электроприемников*.

В узловых точках разграничения электросетей с электроприемными устройствами устанавливается граница балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности продавца и потребителя электрической энергии. В непрерывной цепи производства, транспортирования, преобразования, распределения и сбыта электроэнергии можно выделить:

- компании по производству электроэнергии;
- межрегиональные сетевые компании (МРСК);
- компании по сбыту электроэнергии.

Электрические сети современных энергосистем характеризуются *многоступенчатостью, сложностью конфигурации и многорежимностью*, т. е. большим числом трансформаций на пути от источников электроэнергии к ее потребителям. Топологическая структура отдельных звеньев этой многоступенчатой сети достаточно сложна, она насчитывает десятки, а подчас и сотни узлов, ветвей и замкнутых контуров с большим разнообразием загрузки элементов сети в суточном и годовом разрезе при нормальном функционировании системы, вызываемое рабочими изменениями во времени нагрузки потребителей, но и обилием режимов, возникающих при выводе различных элементов сети в плановый ремонт и при их аварийных отключениях. Классификация электрических сетей по признакам, связанным с номинальным напряжением, приведена в табл. 4.

Все электроприемники, генераторы, трансформаторы и прочие элементы электроэнергетических систем проектируются для работы в длительном нормальном режиме при определенном напряжении, при котором эти элементы обладают наиболее целесообразными технико-экономическими показателями. Эти напряжения называются номинальными, и их значения всегда устанавливаются Государственным стандартом. В настоящее время для электрических сетей стандартизованы 4 напряжения менее 1 кВ (40, 220, 380 и 660 В) и 12 напряжений выше 1 кВ (3, 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220, 330, 500, 750, 1150 кВ). Все перечисленные цифры соответствуют линейным (междуфазным) значениям напряжений трехфазной системы переменного тока.

Классификация электрических сетей

Признак	Номинальное напряжение, кВ				
	< 1	3 – 35	110 – 220	330 – 750	1150
Номинальное напряжение	НН	СН	ВН	СВН	УВН
Охват территории	Местные		Районные	Региональные	
Назначение	Распределительные			Системообразующие	
Характер потребителей	Городские, промышленные, сельскохозяйственные			–	

Примечание: НН – низкое напряжение; СН – среднее напряжение; ВН – высокое напряжение; СВН – сверхвысокое напряжение; УВН – ультравысокое напряжение

По размерам территории, охватываемой электрической сетью, могут быть выделены так называемые местные ($U_{\text{ном}} = 35$ кВ), районные (110 – 220 кВ) и региональные сети ($U_{\text{ном}} = 330$ кВ). Линии электропередачи сверхвысокого напряжения (СВН), являющиеся основой региональных сетей, служат как для связи отдельных районов и относительно небольших энергосистем в региональных объединенных энергосистемах (ОЭС), так и для связи между собой крупных объединений.

По назначению различают системообразующие и распределительные сети. Первые осуществляют функции формирования районных энергосистем (РЭС) путем объединения их электростанций на параллельную работу, а также объединение РЭС и ОЭС между собой. Кроме того, они осуществляют передачу электроэнергии к системным подстанциям, выполняющим роль источников питания распределительных сетей.

По данным Положения ОАО «РОССЕТИ» «О единой технической политике в электросетевом комплексе», общая протяженность воздушных и кабельных линий электропередачи магистрального электросетевого комплекса напряжением до 1150 кВ составляет **131583,063 км**, в том числе:

- линий напряжением 1150 кВ – 948,8 км;
- линий напряжением 750 кВ – 3708,468 км (в том числе воздушных линий (ВЛ) – 800 кВ);

- линий напряжением 500 кВ – 36722,39 км (в том числе ВЛ – 400 кВ);
- линий напряжением 330 кВ – 10984,735 км;
- линий напряжением 220 кВ – 77540,93 км;
- линий напряжением 110 кВ – 1206,76 км (в том числе ВЛ – 150 кВ);
- линий напряжением 0,4 – 35 кВ – 470,98 км.

Общее количество трансформаторных подстанций (ТП) и распределительных пунктов (РП) напряжением 35 кВ и выше, находящихся в эксплуатации магистрального электросетевого комплекса составляет **885 ед.**, в том числе:

- напряжением 1150 кВ – 3 ед.;
- напряжением 750 кВ – 12 ед. (в том числе 3 ед. ПС 800 кВ);
- напряжением 500 кВ – 104 ед. (в том числе 1 ед. ПС 400 кВ);
- напряжением 330 кВ – 68 ед.;
- напряжением 220 кВ – 612 ед.;
- напряжением 35 – 110 кВ – 42 ед.;
- напряжением 10 кВ – 44 ед.

Состояние производственных активов *магистрального* электросетевого комплекса единой национальной электрической сети (ЕНЭС) характеризуется следующим объемом оборудования со сверхнормативным (более 25 лет) сроком службы: 56 % для ПС и 77 % для ЛЭП, при этом доля оборудования, находящегося в эксплуатации более 35 лет для ПС и более 40 лет для ЛЭП, составляет 20 % и 35 % соответственно.

По итогам формирования балансов электрической энергии в сетях ЕНЭС значение потерь электроэнергии в сети ЕНЭС, отнесенная к сальдированному отпуску электроэнергии из сети ЕНЭС в сети распределительных сетевых компаний, потребителей и независимых АО-энерго, составила 4,24 %, из них:

- условно-постоянные потери электроэнергии в сети ЕНЭС составили 41,1 % от общего объема потерь электроэнергии в сети ЕНЭС;
- нагрузочные (переменные) потери электроэнергии в сети ЕНЭС составили 58,9 % от общего объема потерь электроэнергии в сети ЕНЭС.

Установленное на объектах ЕНЭС основное электротехническое оборудование, функционирующее в непрерывном производственном

цикле, определяющее надежность и экономичность работы, изготовлено в основном в пятидесятые – семидесятые годы прошедшего столетия и уступает современным разработкам по техническим характеристикам, массогабаритным показателям и показателям надежности, требует периодического, возрастающего по объемам с ростом срока службы ремонтного обслуживания.

В последние годы было отмечено снижение средней удельной аварийности по ОАО «ФСК ЕЭС», что в первую очередь обусловлено значительным уменьшением количества технологических нарушений из-за недостатков эксплуатации и ремонта высоковольтных выключателей, устройств релейной защиты и автоматики повреждений опорно-стержневой изоляции (ОСИ).

Наиболее часто встречающимися причинами повреждений оборудования подстанций являются износ оборудования, недостатки эксплуатации и ремонтов, а также дефекты изготовления оборудования.

Основные причины повреждения линий электропередачи – грозовые отключения, загрязнение изоляции, воздействие сторонних лиц и организаций, пожары. Также остается стабильно высоким количество технологических нарушений из-за падения боковых деревьев. В 2013 году значение данного показателя обусловлено ростом числа технологических нарушений, связанных с валкой деревьев на провода воздушных линий (ВЛ) при организации и выполнении целевых программ по расширению просек ВЛ.

Распределительной линией (РЛ) электропередачи считается линия, питающая ряд трансформаторных подстанций или вводы к электроустановкам потребителей. Такие линии служат основой распределительной сети. Распределительные линии можно выделить в сетях различных номинальных напряжений, поэтому не следует отождествлять понятия местных и распределительных сетей, как это делалось ранее. В настоящее время по мере развития сетей СВН верхняя граница этого диапазона в ряде ОЭС сдвинулась в сторону более высоких напряжений, и современные сети напряжением 110 – 220 кВ и даже 330 кВ постепенно приобретают характер распределительных. Так, по мере наложения вновь создаваемой сети напряжением 750 кВ на сеть напряжением 330 кВ в тех районах, где ранее последняя выполняла функции системообразующей, сети напряжением 330 кВ постепенно переходят в разряд распределительных.

В будущем аналогичный процесс будет наблюдаться в тех частях ЕЭС России, где линии напряжением 1150 кВ возьмут на себя роль основных связей между ОЭС, в которых сейчас основными являются сети напряжением 500 кВ.

В распределительных электрических сетях, находящихся на балансе операционных компаний, используются сети напряжением 0,4 – 220 кВ. Общая протяженность воздушных и кабельных линий электропередачи напряжением 0,4 – 110 (220) кВ составляет **2109693,7 км**, в том числе:

- линий напряжением 220 кВ – 2895,4 км;
- линий напряжением 110 кВ – 254345,5 км (в том числе ЛЭП 60 и 150 кВ);
- линий напряжением 35 кВ – 162722 км;
- линий напряжением 6 – 20 кВ – 947143,2 км;
- линий напряжением 0,4 кВ – 742587,6 км.

Общее количество трансформаторных подстанций распределительных электрических сетей, находящихся в эксплуатации, составляет **461864 ед.**, в том числе:

- напряжением 110 – 220 кВ – 6884 ед.;
- напряжением 35 кВ – 7304 ед.;
- напряжением 6 – 20 кВ – 447676 ед.

Средняя степень износа электросетевых объектов распределительных электрических сетей, включая здания и сооружения, составляет свыше 70 %.

Воздушные линии напряжением 0,4 – 20 кВ построены по радиальному принципу с использованием в основном алюминиевых, неизолированных проводов малых сечений, а также деревянных и железобетонных опор с механической прочностью не более 27 – 35 кН·м.

Линии электропередачи напряжением 0,4 – 110 (220) кВ проектировались по критерию минимума затрат, а расчетные климатические условия принимались с повторяемостью один раз в 5 – 10 лет.

Кабельные сети построены по петлевой схеме или в виде двухлучевой схемы с одно- или двухтрансформаторными подстанциями. В качестве силового кабеля использовался в основном кабель с бумажной пропитанной маслом изоляцией с алюминиевыми жилами.

Трансформаторные подстанции (ПС) напряжением 35 – 110 (220) кВ в основном укомплектованы двумя силовыми трансформаторами и построены с двухсторонним питанием на стороне высшего напряжения.

Количество указанных подстанций составляет примерно 70 % от общего числа подстанций данного класса напряжения. На вышеуказанных подстанциях установлены трансформаторы с устройствами РПН в количестве 16694 ед., что составляет 68 % от общего количества трансформаторов – 24522 ед.

В сетях, подключенных к трансформаторам, не оборудованным устройствами РПН, как правило, происходят отклонения напряжения на шинах потребительских подстанций выше предельно допустимых значений. Более половины парка силовых трансформаторов требует замены.

Трансформаторные подстанции напряжением 6 – 20/0,4 кВ подключены к сетям, как правило, по тупиковой схеме в однотрансформаторном исполнении. Из общего числа трансформаторных подстанций напряжением 6 – 20/0,4 кВ в закрытом исполнении выполнены 62055 ед., или 14 %. В эксплуатации свыше 30 лет находится более 55 % подстанций.

Уровень автоматизации сетей напряжением 35 – 110 (220) кВ и особенно 6 – 20 кВ значительно отстает от аналогичного показателя в развитых странах. Только 38 % от общего количества центров питания оснащены телесигнализацией и менее 16 % имеют телеуправление.

Предприятия электрических сетей и около 78 % районов электрических сетей имеют диспетчерские пункты, из которых только 60 % оснащены диспетчерскими щитами.

Показатели надежности электроснабжения в связи с высоким износом распределительных электрических сетей за последние годы снижаются. В сетях напряжением 6 – 20 кВ происходит в среднем до 30 отключений в год в расчете на 100 км воздушных и кабельных линий. В сетях напряжением 0,4 кВ – до 100 отключений в год на 100 км.

Причинами повреждений на ВЛ напряжением 6 – 20 кВ являются:

- изношенность конструкций и материалов при эксплуатации – 18 %;
- климатические воздействия (ветер, гололед и их сочетание) выше расчетных значений – 19 %;

- грозовые перенапряжения – 13 %;
- несоблюдение требований эксплуатации, ошибки персонала – 6 %;
- посторонние несанкционированные воздействия – 16 %;
- невыясненные причины повреждений – 28 %.

Кабельные линии в классах напряжения 0,4 – 110 (220) кВ в основном повреждаются по следующим причинам:

- дефекты прокладки – 20 %;
- естественное старение силовых кабелей – 31 %;
- механические повреждения – 30 %;
- заводские дефекты – 10 %;
- коррозия – 9 %.

Наиболее часто встречающимися повреждениями силовых трансформаторов напряжением 35 – 110 (220) кВ считаются отказы, вызванные снижением диэлектрических свойств изоляции, повреждениями комплектующих устройств, таких как переключатели ответвлений, устройства регулирования напряжения и вводы. Причинами повреждений трансформаторов, устройств регулирования напряжения и вводов признаны дефекты конструкций при их изготовлении, монтаже и ремонте, а также несоблюдение правил и норм эксплуатации, перенапряжения при однофазных замыканиях на землю в сетях напряжением 6 – 35 кВ, ударные токи и перегрузки.

Среднее значение потерь электрической энергии в сетях напряжением 0,4 – 110 (220) кВ составляет 8,4%.

На долю потерь электрической энергии при её передаче по сетям, находящимся на балансе МРСК, приходится примерно 78 % от общей величины потерь в электрических сетях России, включая сети ЭСК, в том числе:

- в сетях ВН – 25,4 %;
- в сетях СН1 – 5,5 %;
- в сетях СН2 – 24,6 %;
- в сетях НН – 22,6 %.

В распределительных электрических сетях потери электроэнергии, не зависящие от нагрузки, или «условно-постоянные» потери, составляют 23 %. При этом в структуре потерь, не зависящих от нагрузки, на потери холостого хода в трансформаторах приходится 67 %, на соб-

ственные нужды подстанций – 11 %, а прочие потери суммарно составляют 22 %. «Нагрузочные» потери составляют 74 % от общего значения потерь. В составе «нагрузочных» потерь 86 % – это потери в линиях электропередачи, а 14 % – в трансформаторах.

Отметим, что местные и распределительные сети могут различаться *по характеру подключаемых к ним потребителей*. При этом определенную специфику имеют сети, осуществляющие электроснабжение промышленных предприятий, городов и сельскохозяйственных районов и называемые соответственно промышленными, городскими и сельскими.

Так, *сельские электрические сети* характеризуются значительной протяженностью и разветвленностью. Они охватывают территории со сравнительно невысокой плотностью нагрузки, годовое число часов использования максимума потребления электроэнергии которой также относительно невелико. Напротив, чисто *промышленные сети*, будучи относительно короткими, снабжают территории с большой плотностью нагрузки с плотно заполненным графиком нагрузки промышленных предприятий. Условно промежуточное положение занимают в этом плане *городские электрические сети*. Сочетание коммунально-бытовых и промышленных потребителей на городских территориях обуславливает значительную неравномерность графиков нагрузок узлов городской сети. Эта неравномерность в ряде случаев (когда основными источниками питания города являются ТЭЦ, работающие по тепловому графику) вызывает необходимость привлечения дополнительных маневренных мощностей, позволяющих системе своевременно и быстро реагировать на резкие спады и подъемы нагрузки.

В соответствии с родом тока различают сети переменного и постоянного тока. Отметим, что в России сети трехфазного переменного тока напряжением 110 кВ и выше выполняются с глухим заземлением нейтрали, а сети более низких напряжений – с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью.

Сети постоянного тока используются для обеспечения некоторых электротехнологических процессов в промышленности, например, в электролизных цехах алюминиевых заводов. На постоянном токе осуществляется электропривод ряда механизмов и частично электрификация транспорта. Протяженные электропередачи постоянного тока используются чаще всего в качестве межсистемных связей.

По **конфигурации** различают *разомкнутые* и *замкнутые сети*. К разомкнутым относятся сети, образованные *радиальными* или *радиально-магистральными* линиями, осуществляющие электроснабжение потребителей от одного источника питания, причем каждый потребитель получает питание с одного направления. К числу замкнутых относятся электрические сети, которые обеспечивают питание потребителей не менее чем с двух сторон. Наиболее простой формой замкнутой электрической сети является одноконтурная (кольцевая) сеть. Питающие электрические сети, как правило, сложно-замкнутые, т. е. имеют большое число контуров.

По **отношению к помещению** иногда различают *внутренние* и *наружные сети*. И, наконец, по **конструктивному выполнению** сети делятся на *внутренние проводки* (до 1 кВ), *кабельные* (до 500 кВ) и *воздушные* (до 750 – 1150 кВ) электрические сети. Сети внутри промышленных предприятий иногда частично выполняются закрытыми комплектными токопроводами, прокладываемыми вдоль колонн и стен цехов на высоте, допустимой по условиям производства. Кабельные сети напряжением 6 – 20 кВ в настоящее время представляют собой основу городских и промышленных распределительных сетей. Воздушные сети характерны для электроснабжения сельских потребителей, а также для районных и системообразующих сетей.

Для **производства электроэнергии** в настоящее время на тепловых электрических станциях России эксплуатируется около 1200 турбогенераторов суммарной мощностью около 150 ГВт (150 тыс. МВт). Все турбогенераторы отечественного производства. Большая часть общей мощности (около 60 %) – это турбогенераторы мощностью 100 – 320 МВт. Распределение турбогенераторов по группам мощностей приведено в табл. 5. По сравнению с США структура мощностей турбогенераторов России несколько сдвинута в область меньших единичных мощностей (100 – 200 МВт). В США доля установленной мощности блоков 300 – 500 МВт составляет 40 %, что несколько больше, чем в России (30 %).

Увеличение единичной мощности турбогенераторов приводит к снижению удельных затрат материалов генераторов на единицу мощности, удельных капиталовложений при сооружении станции и

стоимости электроэнергии. Например, удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности для турбогенератора мощностью 200 МВт почти в 2,5 раза меньше, чем для турбогенератора мощностью 32 МВт. Коэффициент полезного действия (КПД) турбогенераторов мощностью 1200 МВт примерно равен 99 %, однако отводимые в виде теплоты потери в нем достигают 12 000 кВт, что требует обеспечения интенсивного охлаждения. Рост единичных мощностей турбогенераторов замедлился по причинам чисто технического характера, которые связаны с необходимостью внедрения сложных методов охлаждения, ограничениями по механическим напряжениям ротора и вибрациям. Принципиально электромашиностроение способно создать генераторы мощностью 2000 – 2500 МВт, однако социально-экономические последствия аварийного выхода из строя такого агрегата довольно тяжелые.

Таблица 5

Распределение турбогенераторов по группам мощностей

Группа	Диапазон мощностей турбогенераторов, МВт	Суммарная мощность турбогенераторов, ГВт
1-я	25 – 63	33,5
2-я	100 – 200	54,5
3-я	300 – 500	46,1
4-я	800	12,8
5-я	Более 1000	1,2
		Итого: 148,1 ГВт

В качестве охлаждающих агентов в турбогенераторах применяются воздух, водород, дистиллированная вода и трансформаторное масло. По принципу охлаждения все турбогенераторы можно подразделить на машины с *косвенным (поверхностным) охлаждением* и *непосредственным охлаждением* проводников обмоток статора и ротора различными агентами, а также *смешанным* охлаждением. Типы турбогенераторов с различными видами охлаждения представлены в табл. 6.

Типы турбогенераторов с различными видами охлаждения

Наименование серии	Расшифровка	Система охлаждения		
		Обмотка статора	Сердечник статора	Обмотка ротора
Т2-2,5-2; Т2-4-2; Т2-6-2; Т2-12-2 (завод «Электросила»); Т-2,5-2УЗ; Т-4-2УЗ; Т6-2УЗ; Т-12-2УЗ (Лысьвинский завод)	Т – турбогенератор 2 – вторая серия 2,5 – мощность 2 – двухполюсный УЗ – климатическое исполнение	Косвен- ное воз- душное	Непо- сред- ственное воздуш- ное	Косвен- ное воз- душное
ТВ2-30-2; ТВ2-100-2; ТВ2-150-2 (завод «Электросила»)	В – водородное охлаждение	Косвен- ное водо- родом	Непо- сред- ственное водоро- дом	Косвен- ное водо- родом
ТВФ-63-2ЕУЗ; ТВФ-110-2ЕУЗ (ЛПЭО «Электросила»)	Ф – форсированное охлаждение ротора	Косвен- ное водо- родом	Непо- сред- ственное водоро- дом	Непо- сред- ственное водоро- дом
ТВВ-160-2ЕУЗ; ТВВ-220-2ЕУЗ; ТВВ- 320-2ЕУЗ; ТВВ-500- 2ЕУЗ, ТВВ-800-2ЕУЗ ТВВ-1000-2УЗ; (ЛПЭО «Электросила»)	ВВ – водородно-во- дяное охлаждение Е – единая серия	Непо- сред- ственное водой	Непо- сред- ственное водоро- дом	Непо- сред- ственное водоро- дом
ТЗВ-800-2УЗ (ЛПЭО «Электросила»)	ЗВ – трижды водя- ное охлаждение	Непо- сред- ственное водой	Непо- сред- ственное водой	Непо- сред- ственное водой
ТГВ-200-2; ТГВ-200-2Д; ТГВ-200-МТ; ТГВ-200- 2М; ТГВ-300-2; ТГВ-500-2 (Харьковский завод «Электротяжмаш»)	ТГ – турбогенера- тор, водородно-во- дяное охлаждение обмоток М – модификация	Непо- сред- ственное водоро- дом, для ТГВ-500, 800, ТГВ- 200-2М – водой	Непо- сред- ственное водоро- дом	Непо- сред- ственное водоро- дом, для ТГВ-500, 800 – во- дой

Наименование серии	Расшифровка	Система охлаждения		
		Обмотка статора	Сердечник статора	Обмотка ротора
ТВМ-300, ТВМ-500 (ПО «Сибэлектротяж-маш»)	М – масляное охлаждение статора погружного исполнения В – водяное охлаждение обмотки ротора	Непосредственное маслом	Непосредственное маслом	Непосредственное водой

Водородное охлаждение, в том числе и водородно-водяное, применяется для 64,5 % турбогенераторов (по мощности), водяное, в том числе водно-масляное, – для 5,5 % турбогенераторов (по мощности). Отечественные турбогенераторы с водо-водородным охлаждением находятся на уровне лучших зарубежных машин, а по ряду показателей их превосходят. Турбогенераторы с полным водяным охлаждением мощностью 50 – 800 МВт за рубежом не изготавливаются. Там освоено производство турбогенераторов с воздушным охлаждением до 300 (450) МВт, а в России – до 160 МВт.

Турбогенераторы серии ТВМ мощностью 300 и 500 МВт и напряжением до 36,75 кВ охлаждаются трансформаторным маслом, воздухом и водой. Для обмоток статора масло является и хорошей изолирующей средой, что позволяет увеличить их напряжение до 36,75 кВ по сравнению с 20 – 24 кВ для генераторов с другими типами охлаждения. С целью отделения объема статора, заполняемого маслом, от вращающегося ротора внутри сердечника статора устанавливается цилиндр, изготовленный из изоляционного материала.

Обмотка ротора турбогенераторов серии ТВМ охлаждается водой, поверхность ротора – воздухом, зубцы ротора – водой. В настоящее время в турбогенераторах ТВМ масло заменяют негорючим жидким диэлектриком (совтол, клофен, пиранол и т. п.).

Следует отметить, что более 50 % общего числа турбогенераторов России отработали установленные нормами минимальные сроки службы. Например, парк турбогенераторов мощностью 60 МВт и более, отслуживших более 25 лет, составляет 55 % против 41 % в США, и в то же время турбогенераторы, прослужившие в России менее 20

лет, составляют 26 %, а в США – 43 %. Поэтому необходимо осуществлять замену наиболее изношенных генераторов на новые наряду с мероприятиями по продлению срока службы остальных машин путем совершенствования профилактического обслуживания на базе непрерывного контроля и текущего ремонта.

На 64 гидроэлектростанциях России мощностью 30 МВт и более работают 395 агрегатов общей мощностью около 44 ГВт (табл. 7). Основная доля вырабатываемой гидроэлектростанциями России электроэнергии (54,2 %) приходится на *гидрогенераторы* большой мощности (200 – 640 МВт). Из 120 ГЭС в мире мощностью 1000 МВт и более российских – 10, т. е. одна двенадцатая часть.

Однако использование гидропотенциала по нашей стране неравномерное: в европейской части страны оно составляет 46,4 %, в Сибири 19,7 %, в восточных регионах только 3,3 % и в среднем по стране около 20 %. Экономически целесообразный к использованию гидропотенциал страны составляет 850 млрд кВт · ч в год, что примерно в 5 раз больше возможностей сегодняшних ГЭС. Во Франции и Германии степень использования экономически целесообразного гидропотенциала более 90 %, в Японии – 84 %, в США – 73 %, Испании – 63 % и т. д.

Таблица 7

Распределение гидрогенераторов по группам мощностей

Группа	Диапазон мощностей генераторов, МВт	Суммарная мощность генераторов, ГВт
1-я	До 49	6,60
2-я	50 – 99	6,64
3-я	100 – 199	6,94
4-я	200 – 300	11,42
5-я	500 и более	12,40
		Итого 44,00

Мощности единичных гидроагрегатов определяются параметрами источников гидроэнергии. Рекордными по полной или кажущейся (измеряемой в мегавольт-амперах – МВ·А) мощности гидрогенераторами могут быть названы машины ГЭС Итайпу (Бразилия) – 823,6 МВ·А, Саяно-Шушенской ГЭС (Россия) – 820 МВ·А, 142,8 об/мин, Гранд-Кули

(США) – 600 МВ·А, 73,2 об/мин. КПД гидрогенераторов весьма высок. При больших мощностях он достигает 97 – 98,7 %.

Обычно в гидрогенераторах используется воздушное и водяное охлаждение (косвенное, форсированное или непосредственное). При *непосредственном охлаждении* охлаждающий агент (воздух или жидкость) непосредственно соприкасается с проводниками, отводя от них теплоту. Эффективность охлаждения резко возрастает, если в качестве охлаждающего агента применяется вода.

Большая доля отечественных гидрогенераторов отработала уже 30 и более лет. Ввод новых мощностей в последние годы существенно отстает от среднего мирового уровня. Доля гидрогенераторов со сроком службы менее 30 лет в мире составляет около 65 %, в России только 40 %. Для 77 % отечественных гидрогенераторов по ГОСТ уже истек нормативный срок службы.

Отметим, что в России недостаточно полно развита ветро- и солнечная энергетика. По данным системного оператора единой электроэнергетической системы России, суммарная установленная электрическая мощность ветряных электростанций ЕЭС России на 1 января 2019 года составляет 183,9 МВт, или всего 0,08 % от установленной мощности электростанций энергосистемы.

По оценкам экспертов, потенциал для развития отрасли в виде готовой электроэнергии может достигать 40 млрд кВт · ч. Но это возможно только при условии, что среднегодовая скорость ветра будет не менее 6 м/с, что выполнимо для объектов, расположенных в прибрежных и островных зонах, к примеру, на Камчатке, в районах Балтийского, Каспийского, Баренцева и Охотского морей, а также на Байкале. Однако объекты наиболее требовательные к электрической и тепловой энергии находятся в центральной и европейской частях страны.

По разным оценкам во всем мире действуют ветрогенераторные установки суммарной мощностью 150 – 170 ГВт, а это составляет порядка 1,5 – 2 % от общего потребления энергии в мире. Причем в отдельных странах и этот показатель наращивается весьма успешно. Например, ветропарки в Дании обеспечивают уже более 20 % нужд потребителей электричества, в Испании и Германии – на уровне 10 %.

Единая энергосистема России к началу 2019 года насчитывала 320 МВт мощности, получаемой от построенных в этот период гелиостанций. В 2019 году планируется ввести несколько гелиостанций

на Алтае. Это алтайские солнечные электростанции СЭС-3 и СЭС-8 мощностью по 10 МВт. К этому же времени должны быть достроены еще несколько крупнейших солнечных электростанций:

- оренбургские СЭС (3, 4, 5, 6, 7, 8) мощностью 70 МВт;
- Омская СЭС первой и второй очереди мощностью 30 МВт;
- Старомарьевская СЭС (Ставропольский край), выдающая 25 МВт;
- Калмыкская СЭС на 25 МВт.

В 2020 году в Башкортостане также будут введены станция «Сигма Дракона» (15 МВт) и Бурибаевская СЭС (25 МВт), а в 2021 – еще и Акъярская гелиостанция (20 МВт).

Из этого следует, что гелиостанции постепенно наращивают свои объемы в общей системе энергетического комплекса страны. Только к 2021 году планируется ввести еще 13 подобных объектов, каждый из которых будет выдавать не менее 15 МВт. Развитию подобной отрасли электроэнергетики в России в настоящее время уделяют большое внимание и в планах Минэнерго к 2024 году уже должно быть построено 1,5 ГВт солнечной генерации.

Технико-экономические показатели синхронных генераторов в значительной степени определяются типом и качеством изоляционных материалов, используемых для обмоток электрических машин. Без совершенствования изоляции статорных обмоток генераторов было бы невозможным создание генераторов мощностью 500 – 1200 МВт, приемлемых для габаритных размеров современной техники. С ростом мощностей единичных агрегатов почти пропорционально возрастает ток обмотки статора, в то время как уровень напряжения не может быть увеличен из-за опасностей пробоя изоляции, возникновения короны, высокого нагрева изолирующих сред. Следует отметить, что обмотки статора работают в тяжелых условиях высоких температур, механических воздействий, существенной виброактивности, переменных нагрузок.

До начала 1960-х годов большинство генераторов изготавливалось с применением *термопластичной* изоляции, требующей пропитки битумными компаундами. Ее положительные свойства – эластичность и хорошая сопротивляемость влаге. Однако в процессе эксплуатации этот тип изоляции может подвергаться размягчению и даже частичному вытеканию из зоны пазов. Поэтому в настоящее время термопластичная изоляция имеет очень ограниченное применение.

Стержни статорных обмоток современных генераторов имеют другой тип изоляции – *терморективную*, которая полимеризуется и затвердевает при температуре 150 – 160 °С и при повторных нагреваниях не размягчается. Терморективная изоляция по сравнению с термопластичной имеет более высокую электрическую и механическую прочности, допустимую рабочую температуру 130 °С. Диэлектрические потери в терморективной изоляции при воздействии переменного напряжения меньше в 3 – 4 раза, чем в термопластичной. Электрическая прочность созданных типов терморективной изоляции «Слюдотерм», «Монолит», «Монолит-2», ВЭС-2 примерно в 2 раза выше, чем у термопластичной, и достигает 30 – 34 кВ/мм. Особенностью терморективной изоляции является ее меньшая пластичность, что ограничивает деформацию стержней обмотки.

Применение нового типа изоляции позволило повысить напряжение турбогенераторов до 24 – 28 кВ, а при использовании масляного типа изоляции (например, для турбогенераторов ТВМ) – до 36,75 кВ. Напряжения статорных обмоток гидрогенераторов обычно не превышают 13,8 – 15,75 кВ.

Асинхронизированный генератор-двигатель (АСГД) сочетает свойства синхронных и асинхронных машин. Устойчивость режима работы такой машины лимитируется скольжением как у асинхронной машины. На роторе асинхронизированного генератора размещается три (или две) обмотки возбуждения, питание которых осуществляется переменным током с частотой скольжения, что позволяет генератору работать с несинхронной частотой вращения, оставаясь в синхронизме с сетью. Три обмотки возбуждения создают вращающееся магнитное поле относительно ротора, частота вращения которого является результатом соотношения направлений вращения ротора и магнитного поля обмотки возбуждения.

Для АСГД должно выполняться следующее соотношение:

$$\omega_1 = \omega_p \pm \omega_2,$$

где ω_1 – частота напряжения статора;

ω_p – частота вращения ротора;

ω_2 – частота тока возбуждения (частота вращения магнитного поля ротора относительно ротора).

Отметим, АСГД останется синхронным при возбуждении от источника заданной частоты с известными ограничениями по устойчивости, накладываемые угловой характеристикой. Синхронный генератор асинхронизируется только при векторном управлении возбуждением для независимого управления активной и реактивной мощностью.

В этом случае АРВ АСГД имеет две степени свободы для управления двумя ортогональными проекциями вектора тока возбуждения на оси декартовой системы координат. Структура АРВ АСГД показана на рис. 1.

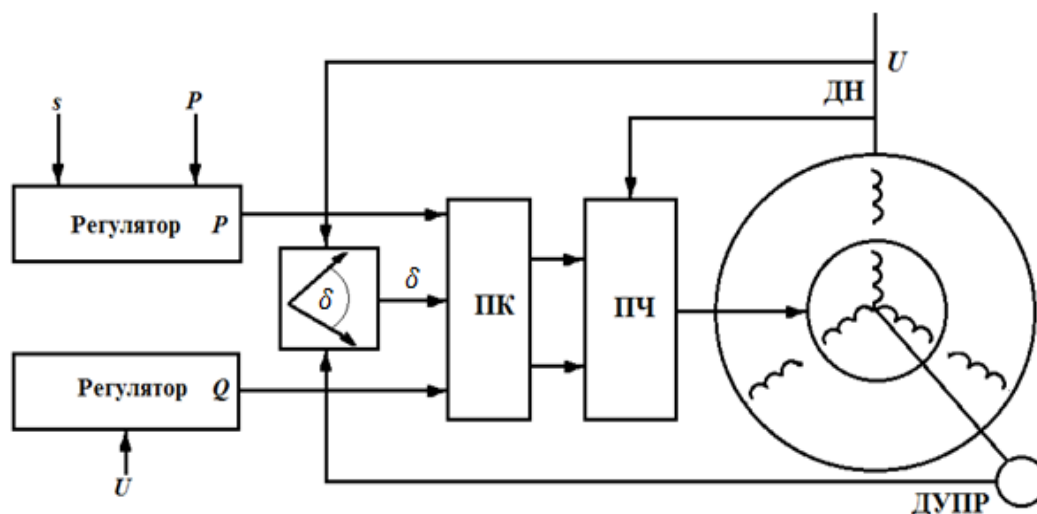


Рис. 1. Структура АРВ асинхронизированного генератора

На рис. 1 регулятор P – регулятор активной мощности, обеспечивает механическую устойчивость вращения ротора и регулирование частоты вращения (скольжения) в соответствии с установкой s .

Регулятор Q – регулятор реактивной мощности, содержит пропорционально-интегральный регулятор напряжения с обратной связью по напряжению U .

Сигналы этих двух каналов выступают двумя ортогональными составляющими одного векторного сигнала, сформированного в системе координат статора, вращающейся синхронно с напряжением статора с частотой ω_1 .

ПЧ – преобразователь частоты управляется этими сигналами и работает в системе координат ротора (d, q) , поэтому в регуляторе предусмотрен преобразователь координат ПК, который непрерывно

поворачивает управляющий вектор на угол «дельта» δ текущего положения ротора относительно вектора сети. Значение этого угла вычисляется по сигналам датчика напряжения (ДН) фазы напряжения сети и датчика углового положения ротора (ДУПР).

Угол «дельта» δ и сигналы на выходе преобразователя координат изменяются с частотой $\omega_2 = \omega_1 - \omega_p$.

Асинхронизированные генераторы актуальны в гидроэнергетике и ветроэнергетике при неравномерной скорости движения водных масс и воздушных потоков. Преимущество АСГД над синхронным генератором в сохранении максимального КПД при изменении напора в широких пределах и расширенном диапазоне регулирования генерируемой мощности при лучшей динамической устойчивости.

2.2. Оборудование распределительных устройств высокого напряжения

Задача СРС при подготовке к практическим занятиям по данной теме – ознакомление с функциональными признаками, классификацией, назначением и техническими возможностями основного оборудования распределительных устройств, краткие сведения о которых рассматриваются ниже.

Распределительное устройство (РУ) – электроустановка для приема и распределения электроэнергии на одном напряжении, содержащая коммутационные аппараты и соединяющая их сборные шины (секции шин), устройства управления и защиты.

На подстанциях применяются открытые (ОРУ), закрытые (ЗРУ) или комплектные (КРУ) распределительные устройства (ГОСТ 24291-90).

Во всех электрических цепях РУ должна быть предусмотрена установка разъединяющих устройств с видимым разрывом, обеспечивающая возможность отсоединения всех аппаратов (выключателей, предохранителей, трансформаторов тока и напряжения) каждой цепи со всех ее сторон, откуда может быть подано напряжение.

По функциональному признаку электрические *аппараты высокого напряжения* (АВН) подразделяются на следующие виды:

– коммутационные аппараты (выключатели, разъединители, короткозамыкатели, отделители);

– защитные и ограничивающие аппараты (предохранители, токоограничивающие реакторы, разрядники, нелинейные ограничители перенапряжений);

– комплектные распределительные устройства.

Коммутационные аппараты используются для формирования необходимых схем передачи энергии от ее источника (электростанции) к потребителю.

Выключатели – контактные аппараты, способные включать, проводить и отключать токи как при нормальных, так и при ненормальных условиях в цепи. Выключатели по принципу устройства разделяются на масляные, воздушные, вакуумные, электромагнитные, газовые и предназначены для оперативной и аварийной коммутации в *энергосистемах*, т. е. выполнения операций включения и отключения отдельных *цепей* при ручном или автоматическом управлении. Во включенном состоянии выключатели должны беспрепятственно пропускать токи нагрузки. Характер режима работы этих аппаратов несколько необычен: нормальным для них считается как включенное состояние, когда они обтекаются током нагрузки, так и отключенное, при котором они обеспечивают необходимую электрическую изоляцию между разомкнутыми участками цепи. Выключатели должны надежно выполнять свои функции в течение срока службы (25 лет), находясь в любом из указанных состояний.

Кроме того, выключатели одновременно должны быть всегда готовы к мгновенному эффективному выполнению любых коммутационных операций, часто после длительного пребывания в неподвижном состоянии, т. е. они должны иметь очень высокий коэффициент готовности к осуществлению коммутаций.

Секционные выключатели применяются в сборных шинах и выполняются, как правило, в виде ячеек типа КСО. В распределительных устройствах электростанций секционные выключатели при нормальной работе обычно замкнуты. Они должны автоматически отключаться только при повреждении в зоне сборных шин. Вместе с ними должны отключаться и другие выключатели поврежденной секции. Таким образом, поврежденная секция РУ будет отключена, а остальная часть останется в работе.

Разъединитель – это контактный коммутационный аппарат, который применяется для коммутации обесточенных при помощи выключателей участков токоведущих систем, для переключения РУ с

одной ветви на другую, а также для отделения на время ревизии или ремонта силового электротехнического оборудования и создания безопасных условий от смежных частей линии, находящихся под напряжением. Разъединители способны размыкать электрическую цепь только при отсутствии в ней тока или при весьма малом токе. *В отличие от выключателей разъединители в отключенном состоянии образуют видимый разрыв цепи.* После отключения разъединителей с обеих сторон объекта, например выключателя или трансформатора, они должны заземляться с обеих сторон либо при помощи переносных заземлителей, либо специальных заземляющих ножей, встраиваемых в конструкцию разъединителя.

Отделитель – это коммутационный электрический аппарат, предназначенный для быстрого отключения поврежденного участка электросети в бестоковую паузу за малое время (не более 0,1 с). Он подобен разъединителю, но снабжен быстродействующим приводом. Отделители применяются в основном на подстанциях без выключателей со стороны высокого напряжения, а также для отключения и включения намагничивающих и зарядных токов.

Для определения длины воздушной линии электропередачи напряжением 35 и 110 кВ по условиям отключения и включения зарядных токов необходимо ориентироваться на следующие данные:

- напряжение 35 кВ – среднее значение зарядного тока 0,06 А/км;
- напряжение 110 кВ – среднее значение зарядного тока 0,18 А/км.

Зарядный ток кабельной ЛЭП рассчитывается по формуле

$$I_{\text{зар}} = U_{\text{ф}} \cdot \omega C_{\text{раб}} \cdot 10^{-6}, \text{ А/км,}$$

где $U_{\text{ф}}$ – фазное напряжение, кВ;

$\omega C_{\text{раб}} \cdot 10^{-6}$ – емкостная проводимость, См/км.

Короткозамыкатель – это коммутационный электрический аппарат, предназначенный для создания искусственного короткого замыкания (КЗ) в цепи высокого напряжения. Конструкция его подобна конструкции заземляющего устройства разъединителя, но снабженного быстродействующим приводом (рис. 2).

Короткозамыкатели и отделители устанавливаются на стороне высшего напряжения РУ малоответственных потребителей, когда в целях экономии площади и стоимости РУ выключатели предусмотрены только на стороне низшего напряжения.

В настоящее время в соответствии с технической политикой ПАО «Россети» при реконструкции и техническом перевооружении подстанций и распределительных устройств предусматривается замена отделителей и короткозамыкателей на выключатели.

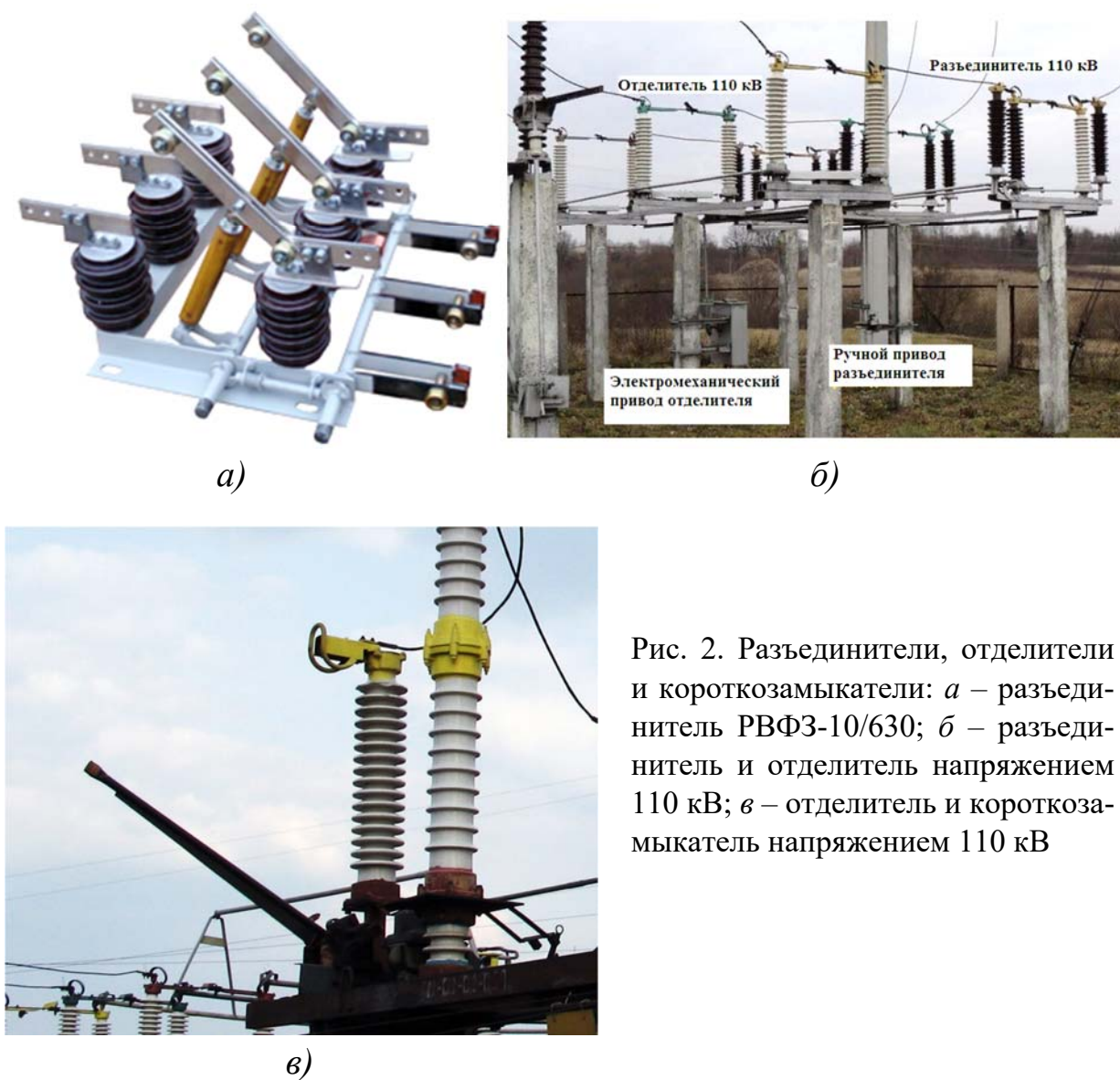


Рис. 2. Разъединители, отделители и короткозамыкатели: *а* – разъединитель РВФЗ-10/630; *б* – разъединитель и отделитель напряжением 110 кВ; *в* – отделитель и короткозамыкатель напряжением 110 кВ

Ограничивающие аппараты подразделяются на аппараты ограничения тока и напряжения. К токоограничивающим аппаратам относятся предохранители и реакторы высокого напряжения. Плавкие предохранители предназначены для защиты силовых трансформаторов и измерительных трансформаторов напряжения, воздушных и кабельных линий, конденсаторов.

Токоограничивающие реакторы представляют собой катушку индуктивности без стали, включенную в цепь последовательно, предназначенную для ограничения *ударного тока короткого замыкания* (КЗ) и поддержания напряжения на сборных шинах РУ при повреждениях за реактором. В нормальном режиме падение напряжения на реакторе составляет 3 – 4 %, а в случае КЗ большая часть падения напряжения приходится на реактор. Значение максимального $i_{т.уд}$ ударного тока КЗ определяется по формуле

$$i_{т.уд} = 2,54 \cdot I_n \left(\frac{100}{X_p \%} \right),$$

где I_n – номинальный ток сети;

$X_p \%$ – реактивность реактора, %.

Применение токоограничивающих реакторов позволяет существенно снизить требования к выключателям по электродинамической, термической стойкости и отключающей способности в сетях с реакторами по сравнению с аналогичными сетями, не защищенными реакторами.

Применение токоограничивающих реакторов позволяет существенно снизить требования к выключателям по электродинамической, термической стойкости и отключающей способности в сетях с реакторами по сравнению с аналогичными сетями, не защищенными реакторами.

В качестве ограничителей грозовых и внутренних перенапряжений на электрооборудовании электрических сетей переменного тока с изолированной или компенсированной нейтралью используются **ограничители перенапряжения** (ОПН), которые представляют собой варистор в высокопрочном корпусе, сопротивление которого изменяется на несколько порядков (от десятков ом до мегаом).

ОПН должны быть установлены вблизи силовых повышающих трансформаторов и вводов *воздушных линий* в РУ. Они позволяют снизить требования к прочности электрической изоляции аппаратов и оборудования РУ, уменьшить габаритные размеры электрической установки и значительно снизить ее стоимость.

Комплектные распределительные устройства (КРУ), общий вид которых показан на рис. 3, состояются из полностью или частично закрытых шкафов или блоков со встроенными в них АВН, устройствами защиты, автоматики, контрольно-измерительной аппаратуры и поставляемых в собранном на заводе или полностью подготовленном для сборки виде. Различают распределительные устройства внутренней и наружной установки. В последнее время начали широко применяться герметизированные РУ (ГРУ), в которых все токоведущие элементы и весь комплекс аппаратуры (выключатели, разъединители) расположены внутри герметичной оболочки, заполненной сжатым газом (элегазом). Наиболее эффективно ГРУ будут применяться в крупных городах, что даст значительную экономию городских площадей и повысит надежность энергосистем.



Рис. 3. Ячейки КРУ. Общий вид

Аппараты высокого напряжения могут устанавливаться как внутри помещения, так и на открытых распределительных устройствах (ОРУ). Условия работы при этом значительно различаются, и это находит отражение в их конструктивных особенностях. Во время эксплуатации аппараты ОРУ подвергаются воздействию окружающей среды.

Воздействия окружающей среды особенно вредно сказываются на состоянии изоляции аппаратов. Поэтому все аппараты ОРУ рассчитываются на воздействие гололеда, ветра и загрязнений. Для изоляторов наружной установки предусмотрены три исполнения в зависимости от длины пути тока утечки: категория I – 1,67 см/кВ, категория II – 2,5 см/кВ, категория III – 3,5 см/кВ. Согласно этим нормам допустимая длина утечки соответствует удельной длине утечки –

длине, отнесенной к 1 кВ наибольшего рабочего линейного напряжения. Для аппаратов внутренней установки длина пути утечки не нормируется.

Аппараты внешней установки оказываются под воздействием коммутационных перенапряжений, зависящих от вида коммутации, типа выключателя, параметров электрической сети и грозовых импульсов, возникающих при воздействии грозовых разрядов на электрическую сеть. Грозовой импульс имеет обозначение 1,2/50 мкс, что означает крутизну фронта импульса $1,2 \pm 0,3$ мкс при общей длительности 50 ± 10 мкс. Коммутационные перенапряжения имитируются аperiодическим импульсом с длительностью фронта $t_{\text{ф}} = 250 \pm 50$ мкс и длительностью полуспада $t_{\text{псп}} = 2500 \pm 1500$ мкс.

В процессе эксплуатации при возникновении короткого замыкания все токоведущие элементы сети испытывают значительное термическое и электродинамическое воздействие токов КЗ, превосходящих номинальные токи в десятки раз. При протекании токов короткого замыкания температура токоведущих элементов, повышаясь, не должна превышать нормированных предельных допустимых значений для неизолированных шинопроводов, например, для медных 300 °С, для алюминиевых 200 °С. Токи КЗ вызывают появление значительных электродинамических усилий, воздействующих на шинопроводы и их несущие механические конструкции (в частности, опорные изоляторы). Кроме того, контактные системы всех коммутирующих аппаратов должны выдерживать эти нагрузки без сваривания или самопроизвольного размыкания контактов. Электродинамические усилия рассчитываются по наибольшему мгновенному значению (ударного) тока $i_{\text{уд}}$ трехфазного КЗ с учетом фазового сдвига между токами.

К основным номинальным параметрам выключателей в соответствии с рекомендациями Международной электротехнической комиссии (МЭК) относятся:

- номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$;
- наибольшее рабочее напряжение $U_{\text{н.р}}$;
- номинальный уровень изоляции в киловольтах;
- номинальная частота $f_{\text{ном}}$;
- номинальный ток $I_{\text{ном}}$;

- номинальный ток отключения $I_{о.ном}$;
- номинальный ток включения $I_{в.ном}$;
- номинальное переходное восстанавливающееся напряжение при КЗ на выводах выключателя;
- номинальные параметры при неударенных КЗ;
- номинальная длительность КЗ;
- номинальная последовательность операций (номинальные циклы);
- нормированные показатели надежности и др.

К параметрам, характерным для воздушных выключателей, следует отнести номинальное давление и расход воздуха, необходимые для проведения операций включения и отключения, нижний предел давления для производства отдельных операций.

Номинальное напряжение $U_{ном}$ (линейное) – это базисное напряжение из стандартизованного ряда напряжений, определяющее уровень изоляции сети и электрического оборудования. Действительные напряжения в различных точках системы могут отличаться от номинального, однако они не должны превышать *наибольшие рабочие напряжения* (номинальное напряжение по МЭК), установленные для продолжительной работы. Номинальные напряжения выключателей соответствуют классам напряжения (табл. 8).

Номинальный уровень изоляции выключателя характеризуется значениями испытательных напряжений, воздействующих на основную изоляцию выключателя.

Номинальный ток – действующее значение наибольшего тока, допустимого по условиям нагрева токоведущих частей выключателя в продолжительном режиме, принимающее следующие значения:

200; 400; 600; 800; 1000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150; 4000; 5000; 6300; 8000; 10000; 12500; 16000; 20000; 25000; 31500 А.

Коммутационная отключающая способность выключателя характеризуется *номинальным током отключения* $I_{о.ном}$, который может отключить выключатель при наибольшем рабочем напряжении и нормированных условиях восстановления напряжения.

Ток отключения характеризуется действующим значением его периодической составляющей $I_{о.п}$, отнесенной к моменту возникновения дуги (момент размыкания дугогасительных контактов) и называемой номинальным током отключения $I_{о.ном}$ (2,5; 3,2; 4; 5; 6,3; 8; 10; 12,5;

16; 20; 25; 31,5; 35,5; 40; 45; 50; 56; 63; 71; 80; 90; 100; 112; 125; 140; 160; 180; 200; 224; 250 кА), а также нормированным процентным содержанием апериодической составляющей, равным отношению апериодической составляющей i_a тока отключения к амплитуде периодической составляющей того же тока в момент размыкания дугогасительных контактов.

Номинальный ток включения $I_{в.ном}$ – наибольший ток, который выключатель может включить при наибольшем рабочем напряжении. При возникновении КЗ в цепи за время около 10 мс ток достигает своего максимального значения, называемого ударным током КЗ. Поэтому номинальный ток включения должен быть не менее ударного тока короткого замыкания из условия возможности включения на существующее КЗ в цепи (в режиме *автоматического повторного включения* (АПВ)).

Таблица 8

Номинальные напряжения выключателей

Номинальное междуфазное (линейное) напряжение, действующее значение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение (номинальное напряжение по МЭК), действующее значение, кВ
3	3,6
6	7,2
10	12
15	17,5
20	24
35	40,5
110	126
150	172
220	252
330	363
500	525
750	787
1150	1200

Номинальная длительность тока КЗ характеризуется способностью выключателя выдерживать во включенном положении без повреждений ток электродинамической стойкости (ударный ток) $i_{уд} = 2,55 I_{о.ном}$ и ток термической стойкости $I_T = I_{о.ном}$. Время протекания тока I_T

составляет 1 или 2 с для выключателей при $U_{\text{ном}} > 330$ кВ и 1 или 3 с для выключателей при $U_{\text{ном}} < 220$ кВ. При отключении тока короткого замыкания на выводах выключателя возникает переходный процесс, который при гашении дуги характеризуется *переходным восстанавливающимся напряжением* (ПВН), зависящим от собственных параметров отключаемой сети. Отключающая способность дугогасительных устройств по-разному зависит от характера изменения ПВН. Воздушные и элегазовые выключатели очень чувствительны к скорости нарастания ПВН (du/dt), а масляные – к максимальному ПВН. Поэтому значения номинального тока отключения $I_{\text{о.ном}}$ нормируются.

Отключающая способность выключателя может быть охарактеризована зависимостью допустимой скорости восстановления напряжения du/dt от тока отключения. При успешном преодолении первого пика напряжения (тепловой пробой не произошел) возможен пробой на максимальном напряжении. Для каждого типа выключателя может быть определено предельно допустимое, максимальное ПВН, зависящее от отключаемого тока. Выключатель не должен отказывать как при максимальных значениях ПВН при КЗ на контактах выключателя, так и при воздействии ПВН с высокой начальной скоростью роста при удаленных КЗ.

Высоковольтные выключатели по способу гашения дуги подразделяются на воздушные, элегазовые, дугогасительные, масляные, электромагнитные и вакуумные.

Воздушные выключатели. Широкое применение воздушных выключателей в энергосистемах обуславливается их высокими для своего времени техническими характеристиками. Конструктивно воздушные выключатели оказались хорошо приспособленными для различных условий работы современных *распределительных устройств* высокого напряжения при внутренней и наружной установке. Недостаточно высокая электрическая прочность воздуха ($E = 20$ кВ/см) не позволяет получать модули с напряжением 350 – 500 кВ, что и приводит в последнее время к интенсивному развитию выключателей с использованием другой дугогасящей среды – элегаза.

По назначению воздушные выключатели разделяются на следующие группы:

– сетевые выключатели на напряжение 6 кВ и выше, применяемые в электрических сетях и предназначенные для пропуска и коммутации тока в нормальных условиях работы цепи и в условиях КЗ (рис. 4, з);

- генераторные выключатели на напряжение 6 – 24 кВ, применяемые для подключения генераторов и предназначенные для пропуска и коммутации токов в нормальных условиях, а также в пусковых режимах и при КЗ;

- выключатели для электротермических установок с напряжениями от 6 до 220 кВ, предназначенные для работы как в нормальных, так и аварийных режимах;

- выключатели специального назначения.

По виду установки воздушные выключатели можно разделить на следующие группы:

- опорные;

- подвесные (подвешиваются к порталным конструкциям на ОРУ);

- выкатные (имеют приспособления для выкатки из РУ);

- встраиваемые в комплектные распределительные устройства.

К достоинствам воздушных выключателей можно отнести следующие показатели: высокую отключающую способность; пожаробезопасность; высокое быстродействие; способность коммутации токов КЗ с большим процентом апериодической составляющей (вплоть до коммутации цепей постоянного тока).

Недостатками воздушных выключателей являются наличие дорогостоящего постоянно действующего компрессорного оборудования; высокая чувствительность к скорости восстанавливающегося напряжения при неудаленном КЗ; возможность «среза» тока при отключении малых индуктивных токов (отключение ненагруженных силовых трансформаторов).

Отличительной особенностью конструкции современных выключателей высокого напряжения следует назвать модульный принцип построения. Это обеспечивает возможность применения однотипных элементов (модулей) для создания выключателей на напряжения 110 – 1150 кВ. Широко распространены воздушные выключатели с металлическими дугогасительными камерами, заполненными сжатым воздухом, в которых в целях увеличения отключающей способности повышают давление сжатого воздуха. В настоящее время это давление достигает 6 – 8,5 МПа. Поэтому все воздушные выключатели должны иметь соответствующее компрессорное хозяйство, обеспечивающее непрерывный расход воздуха (до 1500 л/ч) на вентиляцию.

Элегазовые выключатели. В таких выключателях (рис. 4, б) используется шестифтористая сера SF_6 – элегаз, относящийся к «электроотрицательным» газам, получившим такое название из-за способности их молекул захватывать свободные электроны, превращаясь в тяжелые и малоподвижные отрицательно заряженные ионы. Элегаз при нормальной температуре ($20\text{ }^\circ\text{C}$) и давлении $0,1\text{ МПа}$ представляет собой газ без цвета и запаха. Плотность его почти в 5 раз выше плотности воздуха, скорость звука в нем при температуре $30\text{ }^\circ\text{C}$ – $138,5\text{ м/с}$ (330 м/с в воздухе). Элегаз обладает низкой теплоемкостью в канале столба дуги и повышенной теплопроводностью горячих газов, окружающих столб дуги (2000 К). Это характеризует элегаз как среду, обладающую высокими теплопроводящими свойствами.

К недостаткам элегаза следует отнести его низкую температуру сжижения ($-64\text{ }^\circ\text{C}$) при давлении $0,1\text{ МПа}$, которая с повышением давления повышается. Чистый элегаз негорюч, инертен, нагревостоек до $800\text{ }^\circ\text{C}$. Под влиянием электрической дуги или коронного разряда происходит разложение элегаза с образованием химически активных соединений, которые могут вызвать разрушение изоляционных и конструкционных материалов. Однако степень разложения элегаза под воздействием электрической дуги в дугогасительной камере низка из-за того, что большое количество разложившегося газа немедленно восстанавливается в элегазе. Газообразными продуктами разложения являются низшие фториды сред SF_2 , SF_4 . Хотя эти газы сами по себе не токсичны, но легко гидролизуются при взаимодействии с влагой, образуя фтористо-водородную кислоту и двуокись серы. Для их поглощения в элегазовые выключатели включаются фильтры, сорберы из активированного алюминия Al_2O_3 , которые поглощают как газообразные продукты разложения, так и влагу. Кроме активных газов во время горения дуги в результате реакции с парами материалов контактов дугогасителя образуются металлические фториды в виде тонкого слоя порошка. Обладая низкой электропроводностью, они не снижают электрическую прочность изоляции аппарата.

Дугогасительные устройства. В элегазовых выключателях гашение дуги происходит так же, как и в воздушных выключателях при интенсивном охлаждении дуги потоком газа.

Дугогасительная способность элегаза в 4 – 4,5 раза выше, чем воздуха при сопоставимых условиях. Это преимущество объясняется различиями теплофизических свойств элегаза и воздуха.



а)



б)



в)



г)

Рис. 4. Выключатели высокого напряжения: *а* – масляный баковый выключатель напряжением 110 кВ; *б* – элегазовый выключатель напряжением 110 кВ; *в* – вакуумные выключатели ВВ/Тел-10; *г* – воздушный выключатель напряжением 110 кВ

Как показали исследования, в элегазе практически до естественного перехода тока через нуль не происходит разрушения канала столба дуги, обладающего высокой проводимостью. Это исключает

возможность появления перенапряжений при отключении ненагруженных трансформаторов и линий электропередач.

В противоположность этому в воздушных выключателях интенсивными турбулентными процессами столб дуги может разрушаться раньше естественного перехода тока через нуль, что приводит к появлению перенапряжений, для ограничения которых воздушные выключатели снабжаются шунтирующими сопротивлениями.

Масляные выключатели. В дугогасительных устройствах традиционных масляных выключателей гашение дуги осуществляется путем эффективного ее охлаждения в потоке газопаровой смеси, вырабатываемой дугой в результате разложения и испарения масла. В зависимости от назначения масла можно выделить две основные группы масляных выключателей:

– баковые (многообъемные) масляные выключатели, в которых масло используется для гашения и изоляции токоведущих частей от заземленного бака (рис. 4, а);

– маломасляные (малообъемные) масляные выключатели, в которых масло используется только для гашения дуги и изоляции между разомкнутыми контактами одного полюса.

В состав газопаровой смеси, возникающей в результате разложения масла под действием дуги, входит до 70 % водорода H_2 , обладающего по сравнению с воздухом в 8 раз более высокой теплопроводностью, но меньшей предельной электрической прочностью. Поток газопаровой смеси в зоне горения дуги обладает высокой температурой 800 – 2500 К.

Механизм охлаждения столба дуги при больших (обычно выше 100 А) и малых значениях тока дуги различен. При больших токах охлаждение дуги происходит главным образом за счет принудительной конвекции в потоке газопаровой смеси при большом давлении. С увеличением тока интенсивность конвективного охлаждения и давление в зоне гашения дуги увеличиваются.

При небольших токах конвекция и давление газа в зоне гашения дуги снижаются, условия охлаждения дуги ухудшаются и время гашения дуги затягивается. Повышение давления в зоне гашения дуги в результате принудительной подачи масла может существенно улучшить условия гашения дуги при отключении небольших токов.

Эффективность дугогасительных устройств (ДУ) и ресурс масляных выключателей в значительной мере обуславливаются физико-химическими процессами, происходящими в зоне горения дуги.

Образующиеся под влиянием дуги продукты разложения масла (H_2 , С и др.), ионизированный газ, пары материала контактов понижают отключающую способность ДУ и ограничивают коммутационный ресурс. Свободные частички углерода, образуя коллоидную взвесь, снижают электрическую прочность изоляционного промежутка и утяжеляют процесс включения КЗ в режиме АПВ из-за преждевременного пробоя межконтактного промежутка. Продукты разложения масла и изоляционных материалов камеры ДУ влияют на состояние контактов, их структуру и переходное сопротивление. Время горения дуги возрастает по мере накопления продуктов разложения в масле. Все это, естественно, требует постоянного контроля состояния качества масла, его уровня в дугогасительных устройствах.

Коммутационный ресурс в большой степени зависит от тока $I_{о.ном}$ выключателя и реальных токов отключения. Так, при $I_{о.ном} = 20$ кА для маломасляного выключателя на напряжение 35 кВ количество отключений $N < 10$, а при токе $I_{о.ном} = 10$ кА допустимое число отключений возрастает до $N < 30$. Вышеизложенные особенности требуют постоянного контроля технического состояния масляных выключателей.

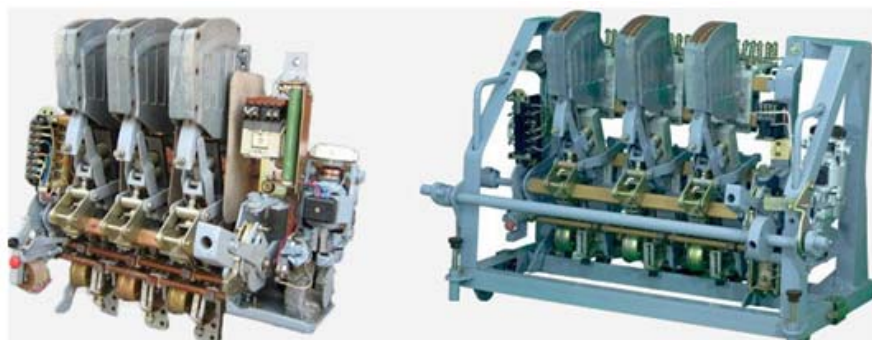
Масляные выключатели благодаря простоте конструкции явились первыми выключателями высокого напряжения. Но отмеченные выше технические сложности по их эксплуатации, а также повышенная взрыво- и пожароопасность привели к значительному вытеснению этих типов выключателей. В настоящее время можно встретить в эксплуатации баковые выключатели на напряжение 220 и 110 кВ.

Электромагнитные выключатели и выключатели нагрузки. Несмотря на ограниченную область использования по напряжению (6 – 20 кВ), выключатели этого типа нашли широкое применение в КРУ, особенно в системах внутренних нужд на ТЭЦ и АЭС. Номинальные токи выключателей достигают 3150 А, а номинальные токи отключения – 40 кА. При этом в отличие от масляных или воздушных выключателей эксплуатационные расходы на них относительно невелики.

Принцип действия электромагнитного выключателя (рис. 5) заключается в том, что при воздействии *магнитного поля* на дугу она удлиняется и направляется в дугогасительную камеру узкощелевого

типа, где, тесно взаимодействуя со стенками камеры (диаметр дуги значительно превосходит ширину щели), она охлаждается.

Условия гашения дуги в узкощелевом дугогасителе оказываются значительно более легкими, чем в других типах выключателей.



АВМ-15Н
неселективный, стационарный
электромагнитный привод

АВМ-15СВ
селективный, выдвижной
электромагнитный привод

Рис. 5. Автоматический выключатель АВМ-15СВ
с электромагнитным приводом

Выключатели нагрузки (ВНР) предназначены для отключения оборудования под нагрузкой для последующего проведения ремонтных или профилактических работ (рис. 6).

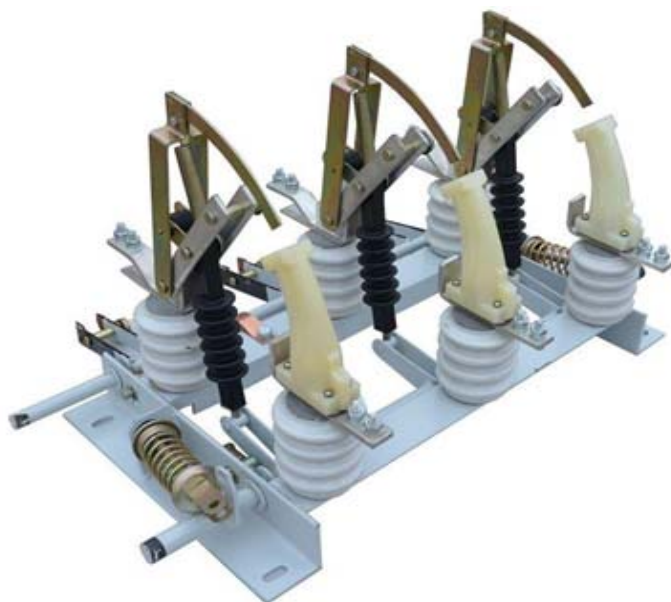


Рис. 6. Выключатель нагрузки ВНР-10/630-20з УЗ
(номинальное напряжение выключателя 10 кВ,
рабочий ток до 630 А)

Благодаря дугогасительной камере устройство позволяет разрывать электрическую цепь, не нанося повреждений от возникающей дуги.

Вакуумные выключатели. Вакуумные коммутаторы используются в области напряжений 6 – 35 кВ для создания вакуумных контакторов, выключателей нагрузки, вакуумных выключателей для КРУ. Это объясняется рядом бесспорных достоинств: высокое быстродействие, полная взрыво- и пожаробезопасность, экологическая чистота, широкий диапазон температуры (от +200 до – 70 °С), надежность, минимальные эксплуатационные затраты, минимальные габаритные размеры, повышенная стойкость к ударным и вибрационным нагрузкам, высокая износостойкость при коммутации номинальных токов и токов нагрузки, произвольное рабочее положение вакуумного дугогасительного устройства.

Принцип использования вакуума для гашения дуги при высоких напряжениях известен достаточно давно. Но практическая реализация стала возможна лишь после появления технических возможностей – создания вакуумно-чистых сборок материалов и получения высокого вакуума до $1,3 (10^{-2} - 10^{-5})$ Па. Условия существования и гашения дуги в вакууме имеют свои особенности. При расхождении контактов в *вакуумной дугогасительной камере (ВДК)* в последний момент между ними образуется жидкометаллический мостик, который затем разрушается. Происходит ионизация паров металла контактного мостика под воздействием приложенного напряжения сети, приводящая к образованию дуги. Таким образом, дуга в вакууме существует из-за ионизации паров контактного материала вначале за счет материала контактного мостика, а затем в результате испарения материала электродов под воздействием энергии дуги. Поэтому, если поступление паров контактного материала будет недостаточно, вакуумная дуга должна погаснуть. При подходе тока к нулю тепловая энергия, выделяющаяся в дуге, тоже уменьшается, количество паров металла соответственно снижается, и дуга должна погаснуть на первом переходе тока через нуль. Время горения дуги в ВДК не превышает 10 мс (половина периода питающей сети). Кроме того, для вакуумной дуги характерна очень высокая скорость деионизации столба дуги (диффузная деионизация носителей тока электронов и ионов), обеспечивающая быстрое восстановление электрической прочности после погасания дуги.

Конструкции вакуумных выключателей близки к маломасляным и часто отличаются только тем, что имеют вакуумную дугогасительную камеру (см. рис. 4, в). Вакуумные выключатели находят все более широкое применение, часто заменяя и вытесняя менее надежные и более металло- и материалоемкие масляные и электромагнитные выключатели.

Реклоузер (пункт секционирования воздушных линий). Из-за низкой надежности воздушных линий электропередачи вероятность короткого замыкания на одном из участков достаточно велика, что грозит выходом из строя всей линии, тогда для обеспечения надежного электроснабжения предприятий и населенных пунктов применили так называемое «секционирование» – разделение воздушной линии на секции с возможностью вывода из эксплуатации только аварийного участка на время ликвидации аварии.

Появление компактных и быстродействующих вакуумных выключателей позволило также в значительной мере автоматизировать работу пунктов секционирования (комплектных распределительных устройств секционирования воздушных линий электропередачи КРУН-СВЛ) и их стали именовать автоматическими пунктами секционирования (АПС). Необслуживаемость АПС позволила назвать их реклоузерами.

Само понятие «реклоузер» возникло в США. Стандарт IEEE 37.100-1992 дает следующее определение: «Реклоузер – это автономное устройство, использующееся для автоматического отключения и повторного включения цепи переменного тока по предварительно заданной последовательности циклов отключения и повторного включения с последующим возвратом в исходное состояние, сохранением включенного положения или блокировкой в отключенном положении. Реклоузер включает в себя комплекс элементов управления, необходимых для обнаружения токов короткого замыкания и управления реклоузером».

Автономность устройства с возможностью отключения и повторного включения цепи обусловлена тем, что около 80 % повреждений в сетях неустойчивы и самоустраиваются в течение нескольких секунд (причины: схлестывание проводов, касание проводов ветвями деревьев, перекрытие изоляторов в результате грозových воздействий,

птицы и животные и др.). Было определено, что отключение и последующее автоматическое включение линии при неустойчивом повреждении приводят к устранению причины и, следовательно, исключают длительные перебои электроснабжения.



Рис. 7. Реклоузер РВА/TEL «Таврида Электрик» на опоре ЛЭП

В последние годы в связи с децентрализацией электроснабжения сетевые компании стали требовать от потребителей электрической энергии установки реклоузеров на отпайках (на границах балансовой принадлежности сетей), что обусловило появление компактных недорогих реклоузеров, устанавливаемых на одной или двух опорах ЛЭП (рис. 7).

Существенное удорожание реклоузеров происходит при включении в них функции коммерческого учета электроэнергии, который также требуется на границе балансовой принадлежности сетей. Однако такие решения приводят к существенному удорожанию реклоузера, а главное – делает его тяжеловесным и громоздким. Поэтому чаще всего после реклоузера устанавливают столбовой пункт коммерческого учета электроэнергии (ПКУ) или учет на ближайшей подстанции.

По принципу действия реклоузер является автоматическим выключателем, который размыкает линию электропередачи при отклонении параметров режима от заданных, например при превышении током порогового значения. В этом смысле реклоузер аналогичен автоматическим выключателям, установленным в подъездах жилых домов, с той только разницей, что его рабочее напряжение не 0,4 кВ, а 10 или даже 35 кВ, поэтому для управления реклоузером требуются специальные устройства, поскольку он не может управляться непосредственно от линии высокого напряжения.

По общепринятой классификации реклоузер является комплектным распределительным устройством наружной установки (КРУН). Однако некоторые особенности реклоузеров позволили выделить их в отдельный класс, так как:

- они достаточно компактны и могут размещаться на опорах ЛЭП, не требуют фундаментов и ограждений;

– относятся к классу необслуживаемых устройств, т. е. могут годами работать без присутствия человека, что особенно важно для труднодоступных и удаленных районов;

– не только выполняют функции защиты, но и обладают «зачатками интеллекта»: после аварии на линии реклоузер несколько раз пытается восстановить электроснабжение в цикле АПВ и при неудаче посылает сообщение оператору.

Разъединители, отделители, короткозамыкатели. Как отмечалось выше, *разъединители* служат лишь для коммутации обесточенных цепей в целях проведения ремонта или ревизии АВН, а также для выполнения переключений РУ на резервное питание. При проведении ревизии или ремонта того или иного электротехнического оборудования на высоком напряжении необходимо после отключения тока в данной цепи отключить данный объект с обеих сторон с созданием видимого разрыва цепи.

Кроме того, объект с обеих сторон заземляется либо переносными заземлителями, либо заземлитель предусмотрен в конструкции разъединителя и заблокирован с механизмом привода ножа разъединителя. Исходя из задачи обеспечения безопасности обслуживающего персонала при проведении работ на линии, а также осуществления бесперебойного электроснабжения потребителей, разъединитель должен отвечать следующим требованиям:

– обеспечивать видимый разрыв тока в цепи при отключении;

– быть термически и электродинамически устойчивым;

– иметь требуемый уровень изоляции при любых атмосферных условиях;

– иметь простую и надежную конструкцию с учетом самых тяжелых условий работы (обледенение, ветровые нагрузки).

Поэтому изоляция разъединителя выполнена так, что при появлении недопустимо большого напряжения на полюсе отключенного разъединителя пробой должен произойти между полюсом и землей по его опорной изоляции, а не между разведенными ножами. Разъединители наружной установки, как правило, имеют заземлители и могут снабжаться дугогасительными рогами для гашения емкостных токов и приспособлениями, разрушающими корку льда.

Отделители и *короткозамыкатели* устанавливаются на стороне высшего напряжения в менее ответственных распределительных

устройствах в целях экономии капитальных затрат и места. Выключатели при этом предусматриваются только на стороне низшего напряжения. При перегрузках силового трансформатора, повреждении его внутренней изоляции, повышенном газовыделении внутри бака происходит срабатывание реле газоанализатора среды либо реле дифференциальной защиты.

Срабатывание этих реле дает команду на автоматическое срабатывание короткозамыкателя, провоцирующего действительное КЗ на стороне высшего напряжения. В цепи протекания тока КЗ короткозамыкателя установлены трансформаторы тока, которые дают команду о чрезмерном токе в систему *релейной защиты*, в свою очередь включающей систему управления выключателем на отключение выключателя.

После отключения искусственно созданного короткого замыкания линейным выключателем, часто находящимся на значительном удалении от данного распределительного устройства, исчезновение тока КЗ дает команду на отключение отделителя данного РУ. После чего в соответствии с режимом АПВ питание линии вновь возобновляется, т. е. обеспечивается отключение трансформатора в аварийном состоянии без использования выключателя на стороне высшего напряжения.

Отключение короткозамыкателя осуществляется приводом, включение – с помощью взведенных пружин. Отделитель отключается автоматически, включается вручную для исключения возможности ошибочного автоматического включения при неотключенном короткозамыкателе.

Для защиты изоляционных конструкций РУ от грозových и коммутационных перенапряжений применяются *разрядники* и *нелинейные ограничители перенапряжения*.

Основными элементами вентильных разрядников являются искровые промежутки, последовательно соединенные с *резистором*, имеющим нелинейную вольт-амперную характеристику (ВАХ).

Одним из основных недостатков вентильных разрядников следует назвать высокое значение коэффициента нелинейности материалов (0,2 – 0,4) (тервита и вилита), а также нестабильность напряжений пробоя. Значительный прогресс был достигнут после разработки новых оксидно-цинковых варисторов с коэффициентом нелинейности, равным 0,02, что позволило разработать аппараты защиты без

искровых промежутков. При рабочем напряжении токи через варисторы составляют миллиамперы, а при перенапряжениях сотни и тысячи ампер.

Ограничитель подсоединен к сети в течение всего срока службы. Поэтому через варисторы непрерывно протекает ток. Ограничитель сохраняет работоспособность до тех пор, пока воздействием рабочего напряжения и импульсов перенапряжений активная составляющая тока не превысит некоторого критического значения, при котором нарушается тепловое равновесие аппарата.

Поглощение ограничителем энергии из сети предшествует повышению перенапряжения. Кратность ограничения перенапряжений ОПН имеет порядок 1,75 (для коммутационных) и соответственно 2,42 – 1,8 (для грозовых), что значительно ниже, чем для вентильных разрядников, и, самое главное, обеспечивается стабильность этого коэффициента.

Токоограничивающим реактором называется электрический аппарат, выполненный в виде катушки неизменной индуктивности, предназначенный для ограничения токов короткого замыкания и поддержания напряжения на шинах РУ в аварийном режиме. Откуда следует, что при возникновении короткого замыкания на одной из отходящих линий низкого напряжения ток КЗ будет ограничиваться реактивными сопротивлениями генератора X_G и реактора X_T . Обычно реактивное сопротивление реактора выражают в процентах. Ток генератора много больше номинального тока отходящих линий, при этом $X_p \gg X_G$, поэтому реактивное сопротивление реактора ограничивает уровень ожидаемого тока КЗ. Использование реактора позволяет выбрать коммутационную аппаратуру на более легкие режимы по номинальному току отключения и токам термической и динамической стойкости. Как известно, в номинальном режиме на реакторе будут наблюдаться постоянные потери напряжения. Поэтому увеличение индуктивного сопротивления реактора $X_p\%$ (реактивности реактора) приводит к росту дополнительных потерь напряжения на нем. Увеличение индуктивности позволит более глубоко ограничить ток КЗ и использовать в сети более простые и дешевые аппараты. Используя критерий минимума затрат для РУ в целом, можно выбрать реактор с оптимальными электрическими параметрами.

Для обеспечения линейности вольт-амперных характеристик реактора применяются конструкции без ферромагнитного магнитопровода. Наиболее просты и дешевы конструкции сухих бетонных реакторов. Для повышения электрической прочности после отверждения бетон пропитывается специальным лаком. Между витками катушки реактора имеются значительные расстояния, которые необходимы для снижения электродинамического усилия при КЗ и охлаждения реактора в номинальном режиме. Отдельные модули (фазные) реакторов могут располагаться вертикально и горизонтально, но обязательно в закрытых помещениях. К недостаткам реакторов, кроме больших массы и габаритных размеров, следует отнести и создание значительных магнитных полей рассеяния.

2.3. Силовые кабели

Успешное решение вопросов энергоэффективности и энергосбережения связано с внедрением новых технологий в промышленности и современных технических средств генерирования и передачи электроэнергии до потребителя. Эти мероприятия позволяют увеличить КПД при преобразовании энергии органических энергоносителей, запас которых ограничен, в электромагнитную и другие виды энергии. Кроме того, это позволит уменьшить потери электроэнергии до уровня потерь промышленно развитых европейских стран (6 – 7 %).

Важнейшей составляющей электроэнергетической системы являются линии электропередач, к которым относятся воздушные и кабельные линии электропередач.

Воздушная линия электропередачи (ВЛ) – устройство, предназначенное для передачи или распределения электрической энергии по проводам, находящимся на открытом воздухе и прикрепленным с помощью траверс (кронштейнов), изоляторов и арматуры к опорам или другим сооружениям (мостам, путепроводам). Обычно ВЛ состоит из трех фаз, поэтому опоры одноцепных ВЛ напряжением выше 1 кВ рассчитаны на подвеску трех фазных проводов (одной цепи), на опорах двухцепных ВЛ подвешивают шесть проводов (две параллельно идущие цепи). При необходимости над фазными проводами подвешивают один или два грозозащитных троса. На опорах ВЛ распределительной сети до 1 кВ подвешивают от 5 до 12 проводов для электроснабжения

различных потребителей по одной ВЛ (наружное и внутреннее освещение, электросиловое хозяйство, бытовые нагрузки). Воздушная линия до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью помимо фазных снабжена нулевым проводом.

Кабельная линия электропередачи (КЛ) – это линия электропередачи, выполненная одним или несколькими кабелями и кабельной арматуры для соединения кабелей и их присоединения к электрическим аппаратам или шинам распределительных устройств.

В отличие от ВЛ кабели прокладывают не только на открытом воздухе, но и внутри помещений, в земле и воде. Поэтому КЛ подвержены воздействию влаги, химической агрессивности воды и почвы, механическим повреждениям при проведении земляных работ и смещении грунта во время ливневых дождей и паводков. Конструкция кабеля должна предусматривать защиту от указанных воздействий.

По величине номинального напряжения силовые кабели делятся на кабели *низкого* (до 1 кВ), *среднего* (6...35 кВ) и *высокого напряжения* (110 кВ и выше). По роду тока различают *кабели переменного и постоянного тока*.

Кабели выполняются *одножильными, двухжильными, трехжильными, четырехжильными и пятижильными*. Одножильными выполняются кабели высокого напряжения; двухжильными – кабели постоянного тока; трехжильными – кабели среднего напряжения.

Кабели низкого напряжения выполняются с количеством жил до пяти. Такие кабели могут иметь одну, две или три фазных жилы, а также нулевую рабочую жилу *N* и нулевую защитную жилу *PE* или совмещенную нулевую рабочую и защитную жилу *PEN*.

По материалу токопроводящих жил различают кабели с *алюминиевыми и медными жилами*. В силу дефицитности меди наибольшее распространение получили кабели с алюминиевыми жилами. В качестве изоляционного материала используются *кабельная бумага, пропитанная маслоканифольным составом, пластмасса и резина*. Различают кабели с нормальной пропиткой, обедненной и пропиткой нестекающим составом. Кабели с обедненной или нестекающей пропиткой прокладывают по трассе с большим перепадом высот или по вертикальным участкам трассы.

Кабели высокого напряжения выполняются *маслонаполненными или газонаполненными*. В этих кабелях бумажная изоляция заполняется

маслом или газом под давлением. Защита изоляции от высыхания и попадания воздуха и влаги обеспечивается наложением на изоляцию герметичной оболочки. Защита кабеля от возможных механических повреждений обеспечивается броней. Для защиты от агрессивности внешней среды служит наружный защитный покров.

Силовые кабели состоят из следующих основных конструктивных элементов: токопроводящих жил, изоляции, оболочек и защитных покровов. Кроме основных элементов в конструкцию силовых кабелей могут входить экраны, нулевые жилы, жилы защитного заземления и заполнители. Токопроводящие жилы предназначены для прохождения электрического тока. Они бывают основными и нулевыми. Основные жилы предназначены для выполнения основной функции кабеля – передачи по ним электроэнергии. Нулевые жилы используются для протекания разности токов фаз при неравномерной их нагрузке. Присоединяются они к нейтрали источника тока.

Жилы защитного заземления являются вспомогательными жилами кабеля и предназначены для соединения не находящихся под рабочим напряжением металлических частей электроустановок, к которым подключен кабель с контуром защитного заземления источника тока. Изготавливаются токопроводящие жилы из меди или алюминия. Сопротивление медной токопроводящей жилы, пересчитанное на 1 мм^2 номинального сечения, 1 м длины и приведенное к температуре $20 \text{ }^\circ\text{C}$ должно быть не более $0,0178 \text{ Ом}$, алюминиевой жилы – не более $0,029 \text{ Ом}$.

Токопроводящие жилы могут быть круглыми или фасонными (секторные, сегментные или другой формы). Применение секторных и сегментных жил вместо круглых приводит к уменьшению диаметра кабеля на $20 - 25 \%$ и соответственно к сокращению расхода материалов на изоляцию, оболочку и защитные покровы. Круглые и фасонные жилы изготавливаются однопроволочными и многопроволочными. Сечения жил силовых кабелей показаны на рис. 8.

Изоляция служит для обеспечения необходимой электрической прочности токопроводящих жил кабеля по отношению друг к другу и к заземленной оболочке (земле). Изоляция, расположенная непосредственно на токоведущей жиле, называется изоляцией жилы. Изоляция многожильного кабеля, наложенная поверх изолированных скрученных жил, называется поясной изоляцией.

В силовых кабелях используются бумажная пропитанная и пластмассовая изоляции. Бумажная пропитанная изоляция – это многослойная изоляция из лент кабельной бумаги, наложенная в виде обмотки на токоведущую жилу и пропитанная изоляционным составом. В кабелях на напряжения до 10 кВ применяется однослойная кабельная бумага марок К-080, К-120, К-170 (толщина бумаги соответственно 0,08; 0,12 и 0,17 мм).

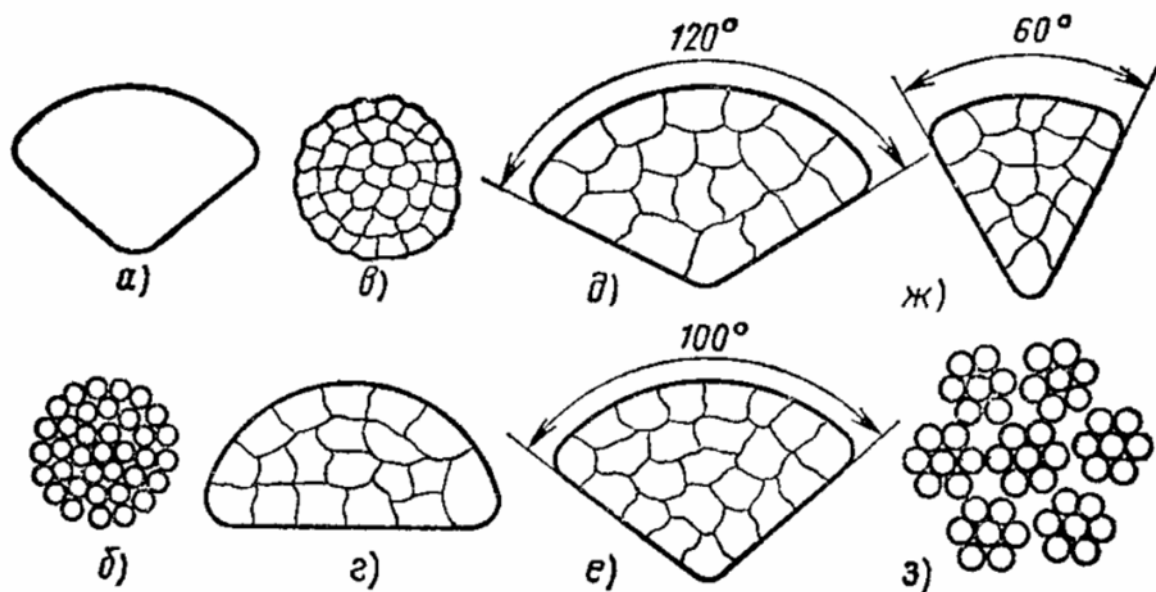


Рис. 8. Сечения токоведущих жил кабелей: *a* – секторная однопроволочная жила; *б* – круглая многопроволочная неуплотненная жила; *в* – круглая многопроволочная уплотненная жила; *г* – сегментная многопроволочная уплотненная жила для двухжильных кабелей; *д* – секторная многопроволочная уплотненная жила для трехжильных кабелей; *е* – секторная многопроволочная уплотненная жила для четырехжильных кабелей; *ж* – секторная многопроволочная уплотненная нулевая жила для четырехжильных кабелей; *з* – многопроволочная жила сложной правильной концентрической скрутки из семи стренг

Номинальные сечения основных, нулевых и жил защитного заземления приведены в табл. 9.

В зависимости от вязкости пропиточного состава кабели с бумажной изоляцией изготавливаются с вязким, обедненным и нестекающим пропиточными составами. Для пропитки используются маслоканифольные составы марки МП-3 или МП-5, содержащие в разных пропорциях канифоль, полиэтиленовый воск и нефтяное масло.

Номинальные сечения основных, нулевых и жил защитного
заземления силового кабеля

Жила	Номинальное сечение жилы, мм ²										
	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240
Основная	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240
Нулевая	6	10	16	16	25	25 – 35	35 – 50	35 – 70	50 – 70	50 – 95	70 – 120
Заземления	4	6	10	16	16	25	35	35	50	50	70

Пластмассовая изоляция в виде сплошного слоя выполняется из поливинилхлорида, полиэтилена, этиленпропилена или сшитого полиэтилена. Основным требованием, которое предъявляется к изоляции силовых кабелей, выступает высокая электрическая прочность.

Увеличение электрической прочности изоляции позволяет уменьшить ее толщину, что соответственно улучшает отвод тепла от жилы, и увеличить рабочий ток, уменьшает расход материалов на изготовление кабеля, а также повышает его гибкость.

При конструировании силовых кабелей используются специальные технические решения, которые позволяют регулировать электрическое поле, воздействующее на изоляцию, например, применение градированной изоляции, экранов и т. д. Как правило, электрическое поле в силовом кабеле неоднородно. Неоднородность поля характеризует отношение

$$K_n = E_{\text{макс}} / E_{\text{ср}},$$

где K_n – коэффициент неоднородности;

$E_{\text{макс}}$ и $E_{\text{ср}}$ – соответственно максимальное и среднее значения напряженности электрического поля.

Различают слабо неоднородные $K_n < 3$ и резко неоднородные $K_n > 3$ электрические поля. Условием нормальной работы изоляции служит соотношение

$$K_n E_{\text{ср}} < E_{\text{доп}},$$

где $E_{\text{доп}}$ – допустимая напряженность, при которой в изоляции отсутствуют разряды в процессе воздействия испытательного или рабочего напряжения $U_{\text{возд}}$.

Для выполнения этого условия толщина изоляции Δ между жилами и между жилой и оболочкой должна быть в K_n раз больше, чем в однородном поле

$$\Delta > (U_{\text{возд}}/E_{\text{доп}})K_n.$$

Напряженность электрического поля в изоляции одножильного экранированного кабеля на поверхности радиусом r_x определяется по формуле, кВ/мм,

$$E = \frac{U}{r_x \ln R/r_1},$$

где U – напряжение между жилой и металлической оболочкой, кВ;

r_1 – радиус жилы или проводящего экрана поверх жилы, мм;

R – радиус по изоляции, мм.

Напряженность электрического поля у токопроводящей жилы радиусом r_1 будет максимальной, а напряженность у металлической оболочки радиусом R – минимальной. Средняя напряженность электрического поля в изоляции составляет, кВ/мм,

$$E_{\text{ср}} = \frac{U}{R-r_1}.$$

Коэффициент использования изоляции определяется по формуле

$$\eta = \frac{r_1}{R-r_1} \ln \frac{R}{r_1}.$$

Значение максимальной напряженности электрического поля у поверхности жилы в трехжильном кабеле с круглыми жилами при равной толщине жильной и поясной изоляции определяют следующим образом:

$$E_{\text{макс}} = U_{\text{л}} \left(\frac{1}{2\Delta_{\text{из}}} + \frac{0,18}{r_1} \right).$$

Экраны предназначены для выравнивания электрического потенциала вдоль изоляционной конструкции, а также для защиты внешних цепей от влияния электрических полей токов, протекающих по кабелю.

В силовых кабелях на напряжения 6 – 10 кВ с бумажной изоляцией экраны располагаются на поясной изоляции. В качестве экранов применяется электропроводящая кабельная бумага марок КПУ-80 и КПУ-120.

В кабелях с пластмассовой изоляцией напряжением 6 кВ экраны накладываются на жилы и поясную изоляцию. При этом материал экрана и изоляции должен быть одинаковым, чтобы в процессе эксплуатации между экраном и изоляцией не образовывалось пустот.

Заполнители используются для устранения свободных промежутков между конструктивными элементами кабеля с целью герметизации, придания необходимой формы и механической устойчивости конструкции. В качестве заполнителей в кабелях с бумажной изоляцией применяются жгуты из сульфатной бумаги, пропитанной кабельной пряжи или штапелированной стеклопряжи.

Для кабелей с пластмассовой изоляцией заполнение должно быть: при изоляции из полиэтилена, самозатухающего, вулканизирующего полиэтилена – из материала изоляции или из поливинилхлоридного пластиката; при изоляции из поливинилхлоридного пластиката – из поливинилхлоридного пластиката. Кабели с пластмассовой изоляцией на напряжение 1 кВ допускается выполнять без заполнителей.

Оболочки предназначены для предотвращения проникновения в изоляцию влаги, защиты ее от воздействия света, различных химических веществ, а также предохранения от механических повреждений. В кабелях с бумажной изоляцией оболочки изготавливаются из свинца или алюминия.

Свинцовые оболочки изготавливаются из свинца марок С-2 и С-3 с добавлением различных присадок, например сурьмы. Алюминиевые оболочки изготавливаются прессованными из алюминия марки А или сварными из алюминия марки АД1.

Пластмассовые – поливинилхлоридные и полиэтиленовые оболочки отличаются от изоляционного состава соответствующим подбором пластификаторов и стабилизаторов, которые обеспечивают повышенную стойкость против светового (солнечная радиация) старения. Кроме того, эти оболочки более стойки к агрессивным средам по сравнению с алюминиевыми и свинцовыми.

Защитные покровы предназначены для защиты оболочки кабеля от внешних воздействий. В зависимости от конструкции кабеля в защитные покровы входят подушка, бронепокров и наружный покров.

Подушка – часть защитного покрова, наложенная на оболочку и предназначенная для предохранения оболочки от повреждения ее лентами или проволокой брони.

Бронепокров – часть защитного покрова, состоящая из металлических лент или проволок и используемая для защиты кабеля от внешних механических воздействий.

Наружный покров – часть защитного покрова кабеля, предназначенная для защиты брони от коррозии и выполненная из защитного шланга, выпрессованного из пластмассы или из волокнистых материалов, пропитанных специальным противогнилостным или негорючим составом.

Различным конструктивным элементам силовых кабелей присвоены буквенные индексы, которые приведены в табл. 10.

Таблица 10

Буквенные индексы силовых кабелей

Индекс	Место расположения индекса	Значение индекса	Примеры марок силовых кабелей
Токопроводящая жила			
А	На первом месте	Алюминиевая	ААБЛУ; ААШВУ; АСБУ
Нет	–	Медная	АБЛУ; СБУ; ВВГ
(ож)	В конце обозначения	Однопроволочные жилы	ААБЛУ 3*120 (ож); ААШВУ 3*95 (ож)
Изоляция жил			
Нет	–	Бумажная с вязкой пропиткой	ААБЛУ; ААШВУ; СБУ
В	В конце обозначения через дефис	Бумажная с обедненной пропиткой	ААБЛУ-В; СБУ-В; АСБУ-В
Ц	Впереди обозначения	Бумажная с неистекающей пропиткой	ЦААБЛ; ЦСБ; ЦАСБ
В	После индекса жил	Из поливинилхлорида	ВВГ
П	После индекса жил	Из полиэтилена	АПВГ; ПВГ
з	В конце обозначения	Заполнитель из поливинилхлорида	АВВГз; ВВГз
У	В конце обозначения	Бумажная с повышенными температурами нагрева	ААБЛУ; ААШВУ; ААШпсУ
пс	В середине обозначения	Из самозатухающего полиэтилена	АпсВГ
пв	В середине обозначения	Из вулканизированного полиэтилена	АпвВГ
Пвс	В середине обозначения	Из вулканизированного самозатухающего полиэтилена	АПвсВГ
Р	В середине обозначения	Из резины	НРГ; ВРГ

Продолжение табл. 10

Индекс	Место расположения индекса	Значение индекса	Примеры марок силовых кабелей
Рт	В середине обозначения	Из резины повышенной теплостойкости	НРтГ; ВРтГ
Оболочка			
А	На первом или втором месте	Алюминиевая	ААБЛУ; ААШпсУ; АБЛУ
С	На первом или втором месте	Свинцовая	АСБУ; АСШвУ; СБУ
В	В середине обозначения	Поливинилхлоридная	АВВГ; АПВБбШв; ПВГ
П	В середине обозначения	Полиэтиленовая	АВПГ; АППБ; АППГ
Г	После индекса оболочки	Кабель без защитного покрова	СГУ; АСГУ; ПВГ
Н	На первом или втором месте	Не распространяющая горение резиновая	НРГ; АНРГ
О	На первом или втором месте	Отдельная оболочка каждой жилы	АОСБУ; ОСБУ
Подушка под броней			
Нет	–	Крепированная бумага, пропитанная битумом	АСБУ; СБУ; АСБГ
л	После индекса брони	Крепированная бумага, пропитанная битумом, и одна пластмассовая лента	АСБЛУ; ААБЛУ
2л	После индекса брони	Крепированная бумага, пропитанная битумом, и две пластмассовые ленты	ААБ2л; АСБ2ЛУ
в	После индекса брони	Выпрессованный полиэтиленовый шланг	ААБпУ; АБвУ
п	После индекса брони	Выпрессованный поливинилхлоридный шланг	ААБпУ; АБпУ
б	После индекса брони	Без подушки	ААББУ; АВВБбШв
Броня			
Б	После индекса оболочки	Плоские стальные ленты	ААБЛУ; АСБУ; АВ-ВБбШвУ
П	После индекса оболочки	Стальные оцинкованные плоские проволоки	СБГУ; АСПЛУ; СПЛУ

Индекс	Место расположения индекса	Значение индекса	Примеры марок силовых кабелей
К	После индекса оболочки	Стальные оцинкованные круглые проволоки	СКУ; АСКУ
Наружный покров			
Нет	После индекса оболочки	Пропитанная битумом кабельная пряжа	ППБЛУ; АСБУ; АВВБ
Г	После индекса брони	Без наружного покрова на броне	СБГУ; АСБГУ; ААБЛГУ
н	После индекса брони	Негорючий состав из стеклянной ленты или пряжи	ААБЛнУ; АСБнУ
Шп	После индекса брони	Полиэтиленовый шланг	ААШпУ; АВВбШп; АСШп
Шв	После индекса брони	Поливинилхлоридный шланг	ААШвУ; ААБлШвУ
Шпс	После индекса брони	Шланг из самозатухающего полиэтилена	—

Наиболее широко применяемыми в системах электроснабжения являются кабели на номинальное напряжение до 35 кВ включительно. На рис. 9, а приведен поперечный разрез кабеля напряжением 6 – 10 кВ. Общий вид такого кабеля показан на рис. 9, б.

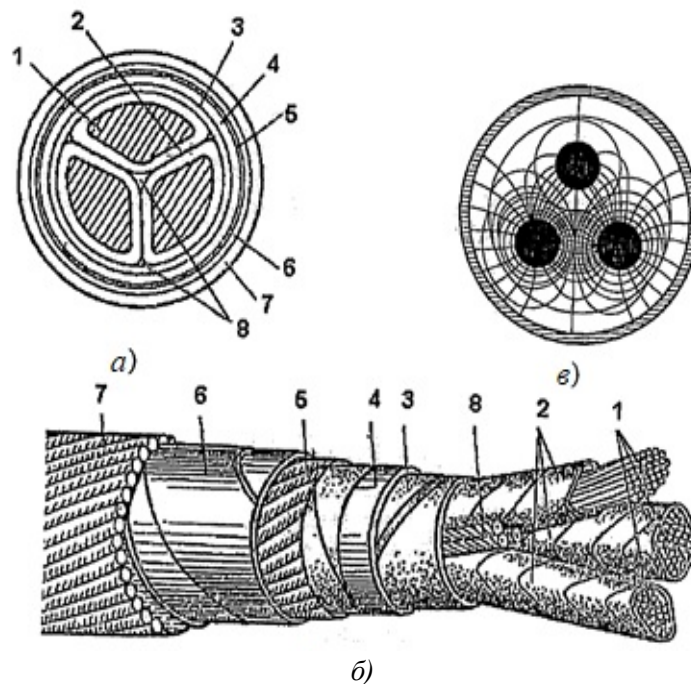


Рис. 9. Конструкция кабеля на напряжение 10 кВ

Токопроводящие жилы 1 выполняются сегментообразными для придания кабелю цилиндрической формы. Жилы кабеля, как правило, многопроволочные, а для небольших сечений – монолитные. Каждая жила имеет свою фазную изоляцию 2. Все три жилы имеют поясную (общую) изоляцию 3. Бумажно-джутовые заполнители 8 служат, как и сегментообразные жилы, для придания кабелю цилиндрической формы. Герметичная оболочка 4 служит для защиты изоляции кабеля от высыхания и попадания влаги, подушка 5 – для защиты герметичной оболочки от механических повреждений броней 6, которая защищает кабель от механических повреждений.

Наружный защитный покров 7 защищает стальную броню от агрессивной внешней среды.

Дополнительное усиление фазной изоляции общей (поясной) изоляцией объясняется следующим образом. Кабельные сети напряжением 6 – 35 кВ работают с изолированной или компенсированной нейтралью и могут длительно работать в режиме замыкания одной фазы на землю. В нормальном режиме работы кабеля напряжение между каждой фазой и землей (металлической герметичной оболочкой) равно фазному напряжению, а напряжение между фазами – линейному.

Электрическое поле кабеля с общей металлической оболочкой не является однородным (рис. 9, в). Силовые линии имеют различные углы наклона к слоям бумажной изоляции. Электрическая прочность слоистой бумажной изоляции в продольном направлении на порядок меньше, чем в поперечном.

При допущении, что поясной изоляции нет, между фазами имеем двойной слой фазной изоляции, рассчитанной на линейное напряжение, а между фазой и землей – один слой изоляции, рассчитанной на фазное напряжение. При замыкании одной фазы на землю напряжение этой фазы становится равным нулю, а напряжения относительно земли двух других фаз увеличиваются до линейного напряжения. Следовательно, изоляцию каждой фазы относительно земли необходимо выполнить не на фазное, а на линейное напряжение. При наличии общей поясной изоляции такой необходимости нет. Между жилами имеются два слоя фазной изоляции, рассчитанной на линейное напряжение, между жилой и землей – тоже два слоя изоляции (слой фазной и слой поясной изоляции), рассчитанной на линейное напряжение. При относительно небольших напряжениях (до 10 кВ) еще можно выполнить экономически

целесообразную конструкцию кабеля. При напряжениях более 10 кВ увеличение толщины изоляции из-за неоднородности электрического поля становится экономически нецелесообразным.

Кабели на напряжение 20 – 35 кВ выполняют с отдельно свинцованными или отдельно экранированными жилами (рис. 10, а). Жилы 1 кабеля имеют круглую форму. Каждая фаза кабеля поверх бумажной изоляции фазы 2 имеет свою свинцовую оболочку 3 или слой тонкой перфорированной меди или металлизированной бумаги. Междуфазное заполнение кабельной пряжей 4 обеспечивает кабелю цилиндрическую форму. Стальная проволочная броня 5 и наружный защитный покров 6 выполняют те же функции, что и у кабелей на напряжение 6 – 10 кВ.

Отдельная свинцовая оболочка или отдельный экран у каждой жилы создают эквипотенциальные поверхности вокруг изоляции каждой жилы и, следовательно, выравнивают электрическое поле и делают его радиальным по отношению к слоям бумажно-масляной изоляции (рис. 10, б). Толщина фазной изоляции меньше, чем требовалось бы при неоднородном электрическом поле, конструкция кабеля получается экономически целесообразной.

В буквенно-цифровом шифре обозначения силового кабеля отражаются материал жил, изоляции, наличие тех или иных защитных оболочек, указывается номинальное напряжение кабеля, количество и сечения токоведущих жил. В табл. 11 приведена расшифровка основных букв, используемых в маркировке кабелей.

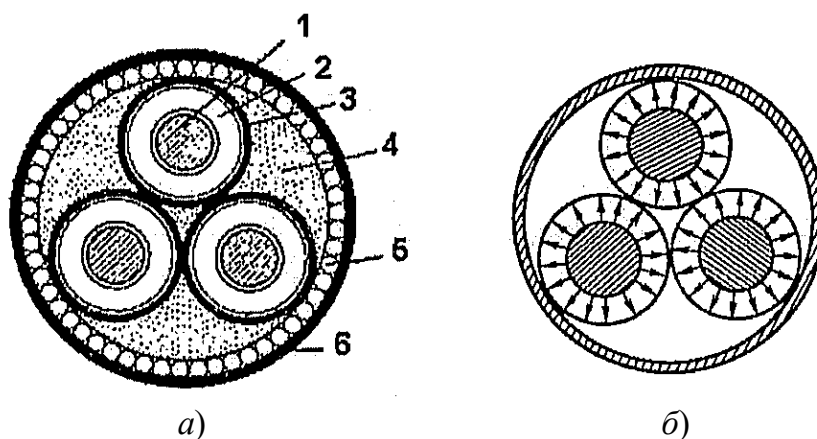


Рис. 10. Конструкция кабеля на напряжение 20 – 35 кВ

Наличие буквы Ц (первая колонка табл. 11) означает пропитку бумажной изоляции нестекающим церезином. Нормальная пропитка не

маркируется. Буква А (вторая колонка) указывает, что жилы кабеля выполнены из алюминия. Медные жилы в маркировке кабеля не указываются. Буква О (третья колонка) указывает, что каждая жила кабеля имеет собственную свинцовую оболочку или экран (отдельно оцинкованные или отдельно экранированные жилы).

Буквы С или А четвертой колонки обозначают металлическую (свинцовую или алюминиевую) герметичную оболочку. Буквы П, В и Р этой же колонки обозначают соответственно полиэтиленовую, поливинилхлоридную и резиновую герметичные оболочки. Буква Н соответствует найритовой (негорючей) оболочке.

Таблица 11

Буквенно-цифровой шифр обозначения силового кабеля

1	2	3	4	5	6	7	8
Ц	А	О	С	П	Б	л	Г
			А	В	К	2л	Шв
			П	Р	П	в	Шп
			В				н
			Р				
			Н				

Пятая колонка букв характеризует материал изоляции кабеля. Буквы П, В и Р указывают, что изоляция выполнена из полиэтилена, поливинилхлорида и резины соответственно. Бумажно-масляная изоляция в маркировке кабеля не указывается.

Шестая колонка букв характеризует тип брони: Б – броня из стальных лент, К – из круглых проволок, П – из плоских проволок. Проволочная броня применяется у кабелей, работающих при значительных растягивающих усилиях. Буквы седьмой колонки указывают на способ выполнения подушки под броней: л – один слой, 2л – два слоя пластмассовых лент, в – шланг из поливинилхлорида.

Восьмая колонка букв характеризует наличие или отсутствие наружных защитных покровов. Отсутствие наружного покрова обозначается буквой Г (кабель голый); буквы Шв (Шп) означают наличие наружного защитного покрова из поливинилхлоридного (полиэтиленового) шланга; буква н обозначает негорючий наружный покров. Кабели

с покровами Шв и Шп применяются при высокой коррозионной активности грунта. Наружный защитный покров из пропитанной битумным составом хлопчатобумажной пряжи не маркируется.

В цифровом обозначении кабеля указывают его номинальное напряжение, количество и сечения жил. Например, АСБ10(3х95) кабель на напряжение 10 кВ, с тремя алюминиевыми жилами сечением 95 мм², бумажно-масляной изоляцией, свинцовой герметичной оболочкой, бронированный стальными лентами, с наружным защитным покровом из пропитанной битумным составом хлопчатобумажной пряжи.

Улучшение качества изоляции кабелей на напряжения 110 кВ и выше достигается специальной технологией их изготовления. Такие кабели изготавливаются одножильными. На напряжения 110 кВ и выше кабели выполняются маслonaполненными и представляют собой достаточно сложное техническое сооружение.

Различают маслonaполненные кабели низкого (до 0,05 МПа) и высокого (1 – 1,5 МПа) давления. Первые изготавливаются на напряжения 220 кВ, вторые – до 500 кВ.

Конструкция маслonaполненного кабеля низкого давления показана на рис. 11, а. Кабель имеет полутокопроводящую жилу 2, скрученную из отдельных медных проволок. Внутри жилы имеется канал 1, заполненный маслом под давлением, что исключает возможность образования пустот в бумажной изоляции 4 и значительно повышает ее электрическую прочность. По поверхности жилы накладывается экран 3 из полупроводящей бумаги. Такой же экран накладывается поверх бумажной изоляции. Далее идет свинцовая герметичная оболочка 5, подушка 6 из поливинилхлоридных лент, медные ленты 7, усиливающие свинцовую оболочку, броня 8 и наружный защитный покров 9. Маслопроводящий канал через специальные муфты соединяется с расположенными вдоль трассы баками давления.

Конструкция маслonaполненного кабеля высокого давления показана на рис. 11, б. Все три фазы уложены в стальной трубопровод 1, поверхность которого имеет антикоррозийное покрытие 7. Стальной трубопровод, являющийся защитой от механических повреждений, заполнен маслом 6 под избыточным давлением. Токоведущие жилы 4 из медных проволок имеют бумажную изоляцию 3 с вязкой пропиткой. Поверх изоляции наложен экран 2 из медных лент. Полукруглая проволока скольжения 5 служит для механической защиты изоляции от повреждений при протягивании кабеля в стальной трубопровод.

В настоящее время электротехнической промышленностью освоен выпуск кабелей с изоляцией из *сшитого полиэтилена*. Благодаря своей молекулярной структуре такая изоляция обладает очень высокими термомеханическими свойствами и большой стойкостью к воздействию солнечной радиации и атмосферы. Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжения 6 – 10 кВ изготавливаются как трехжильными, так и одножильными, на напряжения 35 – 500 кВ только одножильными. Конструкция одножильного кабеля на напряжение 10 кВ показана на рис. 12.

Многопроволочная токоведущая жила 1 покрыта полупроводящей пластмассой 2. Изоляция из сшитого полиэтилена 3 также покрыта слоем полупроводящей пластмассы 4. Поверх экрана 5, выполненного из медных проволок, накладывается пластмассовая оболочка 6.

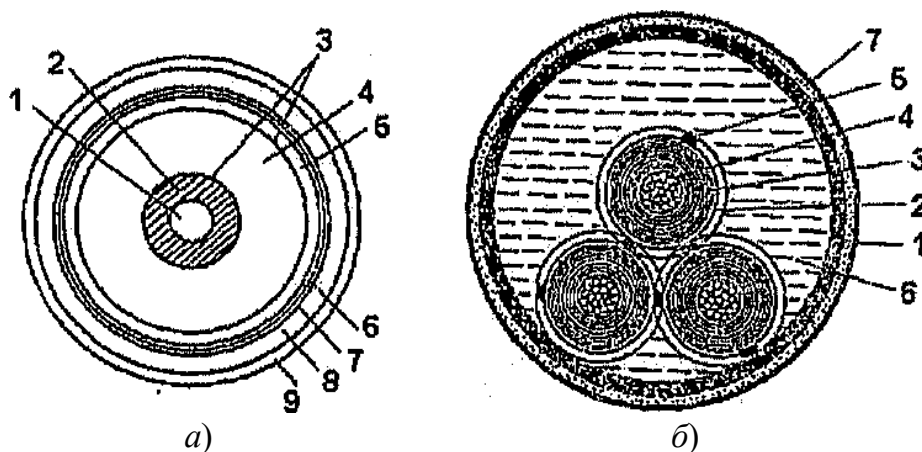


Рис. 11. Конструкции маслонаполненных кабелей низкого (а) и высокого (б) давлений

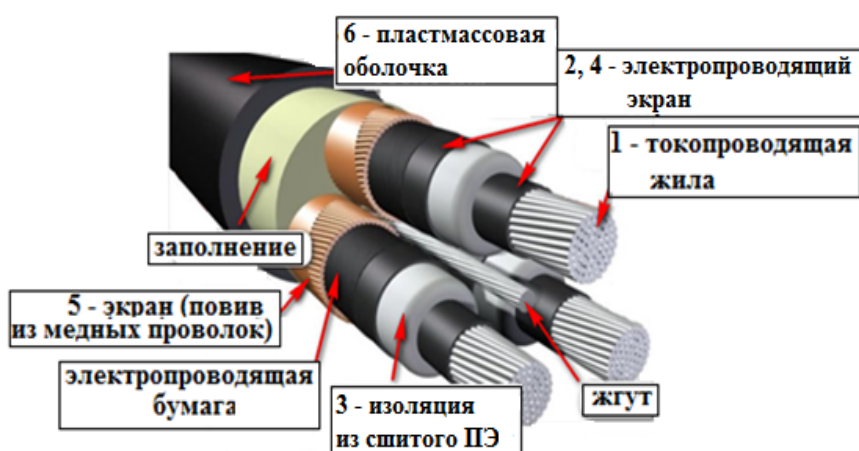


Рис. 12. Кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена

В буквенном обозначении таких кабелей указывается материал жилы (А – алюминиевая, отсутствие буквы – медная); материал изоляции (Пв – сшитый полиэтилен); материал оболочки (П – полиэтилен, В – поливинилхлорид). У кабелей с усиленной полиэтиленовой оболочкой в конце обозначения ставится прописная буква «у»; у кабелей с дополнительной герметизацией – буква «г». В цифровом обозначении кабеля указываются число и сечение жил, сечение экрана и номинальное напряжение.

Благодаря высоким термомеханическим свойствам кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена допускают бóльшие токовые нагрузки, чем кабели с бумажной пропитанной, обычной пластмассовой и резиновой изоляцией. Длительно допустимая температура жилы кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена составляет 90 °С, для кабелей с бумажно-масляной изоляцией – 60 °С. Для сравнения в табл. 12 приведены величины допустимых токов для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена и бумажно-масляной изоляцией.

Сравниваемые кабели имеют алюминиевые жилы, номинальное напряжение 10 кВ, одинаковый способ прокладки (в земляной траншее).

Таблица 12

Значения допустимых токов силовых кабелей, кВ

Изоляция кабеля	Допустимый ток при сечении жилы, мм							
	35	50	70	95	120	150	185	240
Сшитый полиэтилен	145	170	210	250	280	320	360	415
Бумажно-масляная	115	140	165	205	240	275	310	355

Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена изготавливаются с сечением токоведущих жил до 1000 мм².

2.3.1. Режим экрана силового кабеля с СПЭ-изоляцией

Силовые кабели независимо от типа изоляции выбирают по расчетному току, номинальному напряжению, способу прокладки, условиям окружающей среды и проверяют на термическую устойчивость

при коротком замыкании путем расчета минимальной площади сечения токоведущей жилы по формуле

$$F_{т.у} = I_{\infty} \frac{\sqrt{t_{пр}}}{C},$$

где – $F_{т.у}$ – минимальная площадь сечения токоведущей жилы кабеля, мм²;

– I_{∞} – установившийся ток короткого замыкания, кА;

– $t_{пр}$ – приведенное время короткого замыкания, в течение которого установившейся ток I_{∞} выделяет такое же количество теплоты, что и изменяющийся ток короткого замыкания за действительное время, с;

– C – термический коэффициент, соответствующий разности значений теплоты, выделенной в проводнике после и до короткого замыкания, значения которого принимаются:

– для кабелей с медными жилами: $C = 141 \text{ кА} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$;

– для кабелей с алюминиевыми жилами: $C = 85 \text{ кА} \cdot \text{с}^{1/2}$.

После расчета минимальной площади сечения токоведущей жилы по термической устойчивости уточняют сечение токоведущей жилы силовых кабелей с учетом установленной мощности электроприемников и проверяют его по допустимым потерям напряжения, термической стойкости к воздействию токов КЗ и на невозгорание при протекании токов короткого замыкания.

Проверка силовых кабелей на невозгорание при протекании тока короткого замыкания осуществляется из предположения, что максимальный ток, протекающий в кабеле, равен действующему значению тока короткого замыкания в начале линии.

Проверка силовых кабелей на нагрев при протекании тока КЗ производится в соответствии с циркуляром ЦО2-98 (Э) «О проверке кабелей на невозгорание при протекании тока короткого замыкания». Проверка производится для каждого выбранного сечения кабелей, при этом для проверки выбирается кабельная линия с наиболее «тяжелыми» условиями, т. е. с максимальным значением тока КЗ в начале линии.

Температура жилы силового кабеля при протекании тока короткого замыкания определяется по известной формуле

$$\theta_{к} = \theta_{н} e^k + a(e^k - 1),$$

где $\theta_{н}$ – максимальная температура жилы до КЗ;

$a = 228^{\circ}\text{C}$ величина, обратная температурному коэффициенту электрического сопротивления при 0°C ;

$$\theta_{\text{н}} = \theta_0 + (\theta_{\text{дд}} - \theta_{\text{окр}}) \left[\frac{I_{\text{раб}}}{I_{\text{дд}}} \right]^2,$$

где θ_0 – фактическая температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$;

$\theta_{\text{дд}}$ – длительно допустимая температура токопроводящих жил кабеля, $^{\circ}\text{C}$;

$\theta_{\text{окр}}$ – температура окружающей среды:

– для кабелей в земле 15°C ;

– для кабелей на воздухе 25°C ;

$I_{\text{раб}}$ – рабочий ток, А;

$I_{\text{дд}}$ – длительно допустимый ток нагрузки кабеля, А;

$$k = \frac{b(I_k)t}{S^2},$$

где b – постоянная, характеризующая теплофизические характеристики материала токопроводящей жилы:

– для меди $b = 19,58 \text{ мм}^4 / (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$;

– для алюминия $b = 45,65 \text{ мм}^4 / (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$;

$(I_k)t$ – суммарный тепловой импульс;

I_k – действующее значение тока КЗ, кА;

S – сечение токоведущей жилы кабеля, мм^2 .

Термическая стойкость проводника обеспечивается, если его площадь сечения S , мм^2 , удовлетворяет неравенству $S \geq S_{\text{тер min}}$, где $S \geq S_{\text{тер min}}$ – минимальное сечение проводника по условию термической стойкости, мм^2 , которое следует определять по формуле

$$S_{\text{тер min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_{\text{тер}}},$$

где $B_k = (I_k^{(3)})^2 t_{\text{откл}}$ – интеграл Джоуля, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$;

$t_{\text{откл}}$ – время срабатывания защиты, зависящее от уровня напряжения (регламентированное время отключения тока КЗ), для сетей 220 кВ обычно принимается равным 0,1 с;

– $C_{\text{тер}}$, $\text{А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ – параметр, принимаемый по табл. 8 стандарта ГОСТ Р 52736-2007 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы

расчета электродинамического и термического действия токов короткого замыкания», значения которого принимают:

- для кабеля напряжением 220 кВ – $C_{\text{тер}} = 90$;
- для кабеля напряжением 10 кВ – $C_{\text{тер}} = 65$.

В соответствии с технической политикой ПАО «Россети» проектируемые, сооружаемые и модернизируемые кабельные линии электропередачи должны выполняться силовым кабелем с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Поскольку половина производимых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена однофазные, то особую актуальность приобретает вопрос обеспечения режима экрана по току и перенапряжениям.

Отметим, что температура жилы силового кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена не должна превышать 350 °С.

Термическая стойкость электропроводящего экрана однофазного силового кабеля в сети 6 – 35 кВ с изолированной нейтралью обеспечивается, если выполняется следующее условие: $I_{\text{д.э}} \geq I_{\text{к}}^{(2)}$, где – $I_{\text{д.э}}$ – допустимый ток медного экрана, кА, значения которого ограничиваются сечением экрана, например:

- для кабеля напряжением 220 кВ (сечение экрана 120 мм²) – 24,36 кА;
- для кабеля напряжением 10 кВ (сечение экрана 25 мм²) – 19,2 кА;
- $I_{\text{к}}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{\text{к}}^{(3)}$ – ток двухфазного короткого замыкания, кА.

В сетях напряжением 110 – 500 кВ сечение экранов однофазных кабелей выбирают на ток однофазного короткого замыкания. В обоих случаях сечение экрана получается повышенное, поэтому такие кабели в нормальном режиме работы сети требуют решения проблемы с токами и потерями мощности в экранах. Для борьбы с потерями внедряются такие мероприятия, как одностороннее заземление экранов или транспозиция экранов, что создает дополнительные проблемы при эксплуатации кабельной линии (КЛ).

Основным назначением экрана является обеспечение равномерности электрического поля, воздействующего на главную изоляцию кабеля (изоляцию «жила – экран»), что достигается только в случае заземления экрана. Поэтому электропроводящая оболочка кабеля (экран), как правило, заземлена на его концах и в ряде промежуточных

точек (муфтах или транспозиционных узлах), при этом для токов нагрузки однофазного кабеля образуется путь в земле, параллельный проводнику. В этом отношении металлическая оболочка кабеля аналогична заземленным тросам у воздушной линии.

На распределение тока между оболочкой и землей существенное влияние оказывает не только собственное сопротивление оболочки (экрана), но и сопротивление ее заземлений.

Значения сопротивления заземлителей зависит от характера прокладки кабеля (траншея, блоки, туннель, эстакада и т. д.), материала и сечения труб заземлителя и ряда других факторов.

При использовании однофазного силового кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена с незаземленным экраном или заземленным с одного конца для питания однофазной нагрузки значение длительно допустимого тока следует выбирать по сечению экрана, поскольку сечение экрана в несколько раз меньше сечения токопроводящей жилы.

В однофазном режиме при заземлении экрана с двух концов ток нагрузки протекает по экрану и земляному каналу с сопротивлением R_3 (рис. 13, а).

$$\dot{I}_ж = \dot{I}_3 + \dot{I}_3; \quad R_{3\Sigma} = R_3 + 2R_{33}.$$

Однофазную КЛ, выполненную кабелем с СПЭ-изоляцией, можно смоделировать схемой замещения (рис. 13, б), параметры элементов которой определяются по известным соотношениям:

– погонные активные сопротивления жилы и экрана кабеля:

$$R_ж = R_{0ж}l \text{ Ом}; \quad R_{0ж} = \rho/S_ж \text{ Ом/км}; \quad R_3 = R_{03}l \text{ Ом};$$

$$R_{03} = \rho/S_3 \text{ Ом/км},$$

где $\rho = 17,5 \div 18,5 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{км}$ – для электротехнической меди и $29 \div 31,5 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{км}$ – для алюминия и его сплавов;

$S_ж, S_3$ – площади поперечного сечения жилы и экрана кабеля соответственно, мм^2 ;

l – протяженность кабельной линии, км.

Значение сопротивлений заземлителей R_{33} для напряжений выше 1 кВ принимаем 2; 4 или 8 Ом (для подстанций до 35 кВ в зависимости от значения низшего напряжения) и менее 10 Ом для напряжений выше 110 кВ (ПУЭ).

Токораспределение в ветвях схемы (рис. 13, а) определим, анализируя схему замещения, представленную на рис. 13, б, в которой силовой кабель коаксиальной структуры моделируется Т-образной схемой замещения с параметрами активного и реактивного сопротивлений и емкостью между токоведущей жилой и экраном.

Экран моделируется продольными активным и реактивным сопротивлениями. Емкость экран – земля не учитываем из-за большой (порядка 1000 м) глубины протекания тока возврата, что также решает вопрос неучета способа прокладки силового кабеля.

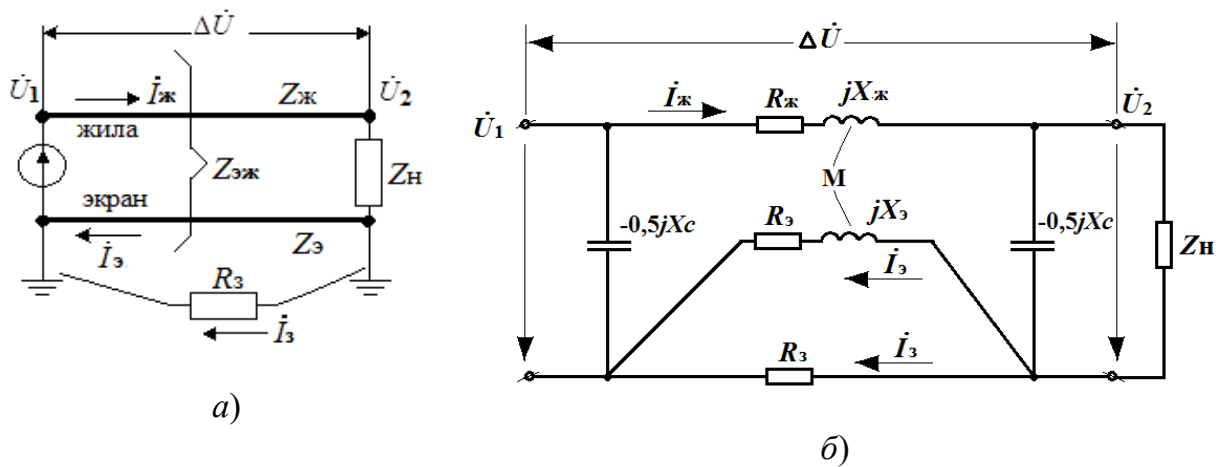


Рис. 13. Кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена:
а – в однофазном включении; б – схема замещения

Зарядную мощность кабельной линии (зарядные токи), моделируемую поперечными элементами X_c , при напряжениях 6 – 20 кВ можно не учитывать ввиду ее малости по сравнению с реактивной мощностью нагрузки. При этом условия уравнения электрического состояния схемы на рис. 13, б принимают вид

$$\dot{U}_1 = \dot{I}_ж (\underline{Z}_ж + \underline{Z}_Н) - \dot{I}_э \underline{Z}_М + \dot{I}_з R_{з\Sigma},$$

$$0 = -\dot{I}_э \underline{Z}_э - \dot{I}_ж \underline{Z}_М + \dot{I}_з,$$

где $\underline{Z}_ж = R_ж + j\omega L_ж$ – полное сопротивление жилы кабеля;

$\underline{Z}_э = R_э + j\omega L_э$ – полное сопротивление экрана кабеля;

$\underline{Z}_М$ – сопротивление взаимной индукции между двумя параллельными линиями «провод – земля»;

$\underline{Z}_Н$ – полное сопротивление нагрузки;

$R_{з\Sigma} = R'_з + 2R_{зз} = R_з \cdot l + 2R_{зз}$ – сопротивление «земляного канала» с учетом заземлителей, Ом.

Для КЛ напряжением 110 кВ и выше уравнения электрического состояния схемы на рис. 13, б принимают вид

$$\dot{U}_1 = \dot{I}_ж \underline{Z}_ж - \dot{I}_э \underline{Z}_м + \dot{I}_3 R_{3\Sigma} + \dot{U}_2,$$

$$0 = -\dot{I}_э \underline{Z}_э - \dot{I}_ж \underline{Z}_м + \dot{I}_3 R_{3\Sigma},$$

где $\dot{U}_2 = \dot{I}_ж [\underline{Z}_н (-0,5jX_c)] / [\underline{Z}_н - 0,5jX_c]$.

Падение напряжения на токопроводящей жиле, «земле» и экране кабеля с учетом принятых на рис. 13, б условных положительных направлений токов и напряжений

$$\Delta \dot{U}_ж = \dot{I}_ж R_ж + j \dot{I}_ж X_ж - j \dot{I}_э X_{жэ},$$

$$\Delta \dot{U}_э = \dot{I}_э R_э + j \dot{I}_э X_э - j \dot{I}_ж X_{жэ} = \dot{I}_ж R_ж - \dot{I}_э (R_э - jX_м),$$

$$\Delta \dot{U}_3 = \dot{I}_3 R_{3\Sigma} = \dot{I}_3 (R'_3 + 2R_{33}).$$

Активное сопротивление линии «экран – земля» складывается из активного сопротивления экрана $r_э$ и дополнительного сопротивления R_3 , характеризующего потери активной мощности в земле от протекающего в ней тока:

$$R_э = r_э + R_3; \quad R_3 = \pi^2 f \cdot 10^{-4} \text{ Ом/км.}$$

На частоте $f = 50$ Гц удельное сопротивление земли $R_3 = 0,05$ Ом/км, что свидетельствует о практическом постоянстве потерь активной мощности в земле при заданной частоте.

Сопротивление, обусловленное взаимной индукцией между двумя параллельными линиями «провод – земля» с расстоянием $d \ll D_3$ между осями их проводов и активным сопротивлением «земли»:

$$\underline{Z}_м = R_3 + j\omega M_{эж} = 0,05 + j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{D_3}{d} \text{ Ом/км.}$$

где $D_3 = (2,085 / \sqrt{f\lambda \cdot 10^{-9}}) 10^{-3}$, – эквивалентная глубина возврата тока через землю, м;

d – расстояние от центра токопроводящей жилы до экрана, мм;

$\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ – магнитная проницаемость, Гн/м.

На промышленной частоте 50 Гц и среднем значении удельной проводимости земли $\lambda = 10^{-4} (\text{Ом} \cdot \text{см})^{-1}$ получим значение эквивалентной глубины возврата тока через землю, равное $D_3 = 935$ м. При отсутствии данных о проводимости земли обычно принимают $D_3 = 1000$ м.

Установлено, что для однофазного силового кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена значения собственной индуктивности экрана и взаимной индуктивности «жила – экран» равны и определяются по формуле

$$L_{\text{э}} = M_{\text{жэ}} = \omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{D_3}{d}.$$

Индуктивность токопроводящей жилы кабеля можно определить по известной эмпирической формуле

$$L_{\text{ж}} = \left(0,46 \lg \frac{d}{r_{\text{ж}}} + 0,05\mu \right) 10^{-3},$$

где $r_{\text{ж}}$ – радиус токопроводящей жилы кабеля;

μ – магнитная проницаемость материала токопроводящей жилы кабеля, Гн/м.

Нетрудно убедиться, что при известном активном сопротивлении экрана падение напряжения в ветви, моделирующей экран, или в земляном канале при максимально допустимом токе не превысит несколько десятков (сотен) вольт, что значительно меньше напряжений в начале и конце линии. Поэтому с незначительной погрешностью можно записать $\dot{I}_3 \underline{Z}_{\text{э}} - \dot{I}_{\text{ж}} \underline{Z}_{\text{м}} \approx 0$ или можно принимать $\dot{I}_3 R_3 \approx 0$. Тогда отношение выражений для токов можно выразить через отношение сопротивлений

$$\frac{\dot{I}_3}{\dot{I}_{\text{ж}}} = \frac{\underline{Z}_{\text{м}}}{\underline{Z}_{\text{э}}} = \frac{R_3 + j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{D_3}{d}}{R_{\text{э}} + j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{D_3}{d}}.$$

Сечение экрана однофазного силового кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена напряжением 6 – 35 кВ выполняется от 16 до 240 мм², при этом погонное активное сопротивление медного экрана изменяется в диапазоне от 1,125 до 0,075 Ом/км.

С учетом значения удельного (километрического) сопротивления «земли», равного 0,05 Ом/км, убеждаемся, что в этом случае ток экрана незначительно меньше тока жилы кабеля и жила кабеля недоиспользуется по предельно допустимому току.

Отметим, что взаимоиндукция с другими фазами уменьшает сопротивление фазы для токов прямой (обратной) последовательности и увеличивает его для токов нулевой.

При выполнении однофазной линии электропередачи двумя однофазными кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена с заземлением экранов кабелей с двух сторон схема замещения линии принимает вид, показанный на рис. 14.

Для анализа индуцированной ЭДС в экранах кабелей однофазной двухпроводной линии электропередачи выделим из полной схемы замещения подсхему, состоящую из схем замещения экранов и земляного канала, как это показано на рис. 15.

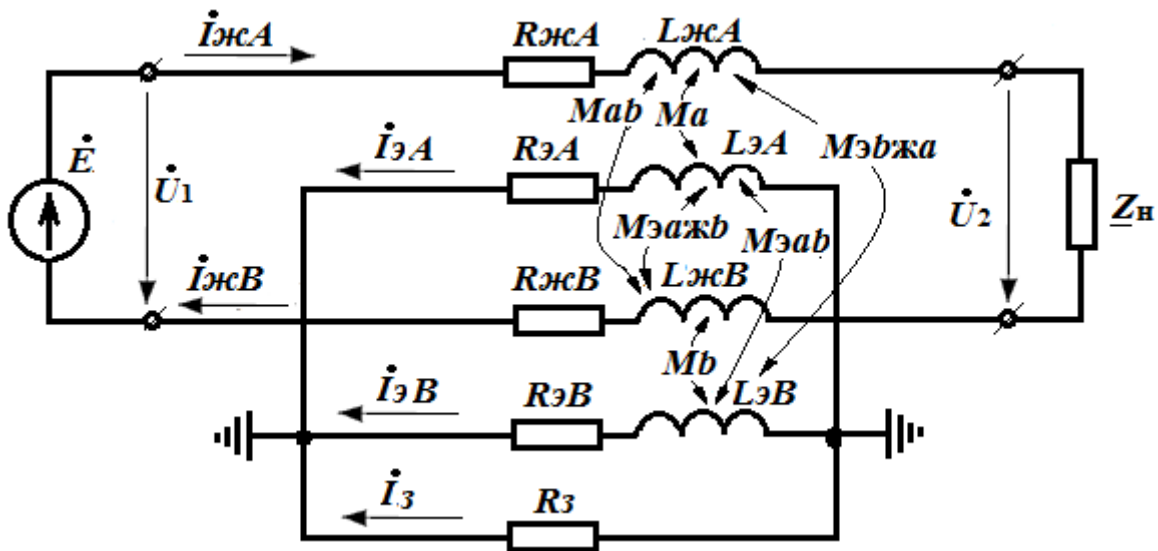


Рис. 14. Схема замещения однофазной кабельной линии, выполненной двумя однофазными кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена

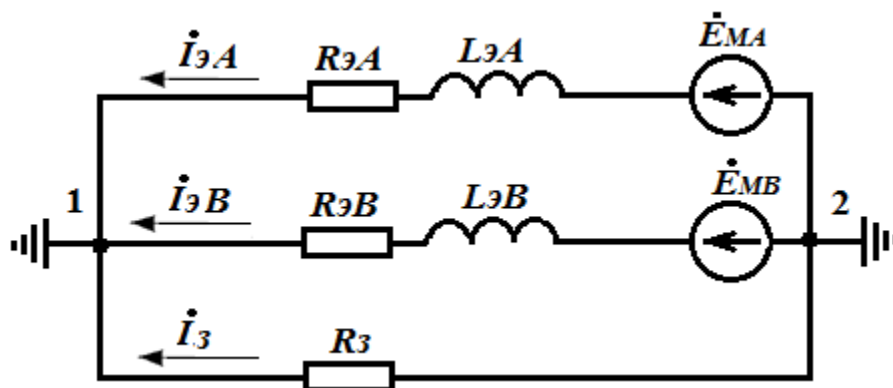


Рис. 15. Схема замещения экранов двухпроводной однофазной кабельной линии при их заземлении с двух сторон

Индукцированная ЭДС \dot{E}_{MA} в экране кабеля A определится токами всех токопроводящих жил и токами экранов обеих кабелей и с учетом выбранных положительных направлений токов ветвей на схеме рис. 14 может быть представлена в виде

$$\begin{aligned}\dot{E}_{MA} &= -\dot{i}_{жA}j\omega M_a + \dot{i}_{жB}j\omega M_{aB} + \dot{i}_{эb}j\omega M_{эажb} = \\ &= -j\omega M_{эж}(\dot{i}_{жA} + \dot{i}_{жB}) + \dot{i}_{эb}j\omega M_{эажb}.\end{aligned}$$

Если учесть равенство сопротивлений взаимной индуктивности и что токи жил равны и направлены противоположно, то приходим к выводу о зависимости индуцированной ЭДС \dot{E}_{MA} в экране кабеля A только от индуцированного тока в экране кабеля B .

Ток в экране кабеля определим с учетом разности потенциалов в узлах 1 и 2, поскольку между этими точками заземления протекает ток по земляному каналу

$$U_{12} = \frac{\dot{E}_{MA}Y_{эA} + \dot{E}_{MB}Y_{эB}}{Y_{эA} + Y_{эB} + G_3} = \frac{\dot{E}_{MA} + \dot{E}_{MB}}{2 + G_3/Y_э},$$

где $Y_{эA} = 1/(R_{эA} + j\omega L_{эA}) = 1/(R_{эB} + j\omega L_{эB}) = Y_э$ – полная проводимость экрана кабеля;

$$G_3 = 1/R_3 \text{ – активная проводимость земли.}$$

Тогда ток в экране кабеля можно определить из уравнения электрического состояния ветви A (см. рис. 15)

$$\frac{\dot{i}_{эA}}{Y_э} + U_{12} - \dot{E}_{MA} = 0.$$

$$\dot{i}_{эA} = \frac{Y_э(\dot{E}_{MA} - \dot{E}_{MB}) + \dot{E}_{MA}G_3}{2 + G_3/Y_э}.$$

$$\text{Следовательно, } \dot{E}_{MA} = \dot{i}_{эb}j\omega M_{эажb} = j\omega M_{эажb} \frac{Y_э(\dot{E}_{MA} - \dot{E}_{MB}) + \dot{E}_{MA}G_3}{2 + G_3/Y_э}.$$

При расчете режима экранов однофазных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена в трехфазном включении необходимо учитывать взаимоиндукцию с другими фазами (рис. 16) и расстояния между центрами кабелей при выбранном способе прокладки. Значение взаимной индуктивности трехфазной группы однофазных кабелей можно определить по формуле

$$L_k = \omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{D_3}{s} \text{ Гн/м,}$$

где s – расстояние между центрами токопроводящих жил соседних кабелей.

Независимо от способа прокладки кабеля (параллельно в ряд или равнобедренным треугольником) расстояние между центрами токопроводящих жил соседних кабелей может быть принято равным удвоенному произведению расстояния от центра токопроводящей жилы до экрана, т. е. $s \approx 2d$.

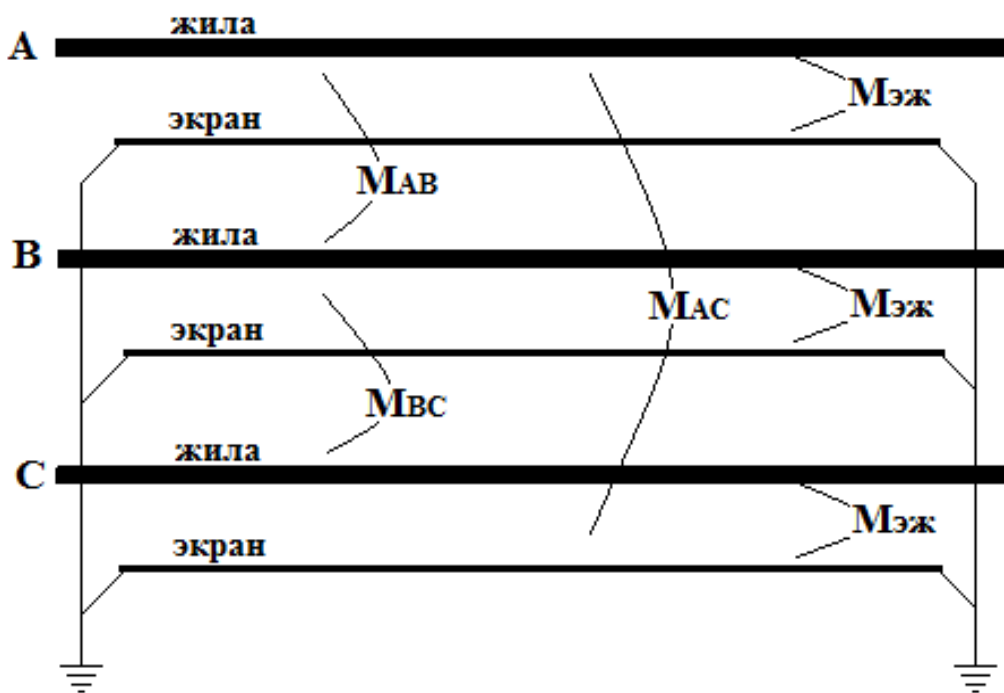


Рис. 16. Заземление экранов с двух сторон трех однофазных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена

С учетом схемы замещения на рис. 14 общую схему замещения можно представить в виде сопротивлений взаимоиндукции между всеми токоведущими проводниками, как это показано на рис. 17.

Для оценки индуцированных токов в экранах кабелей трехфазной кабельной линии с изоляцией из сшитого полиэтилена выделим из схемы замещения рис. 17 ту часть, которая позволяет учесть параметры экранов, как это показано на рис. 18.

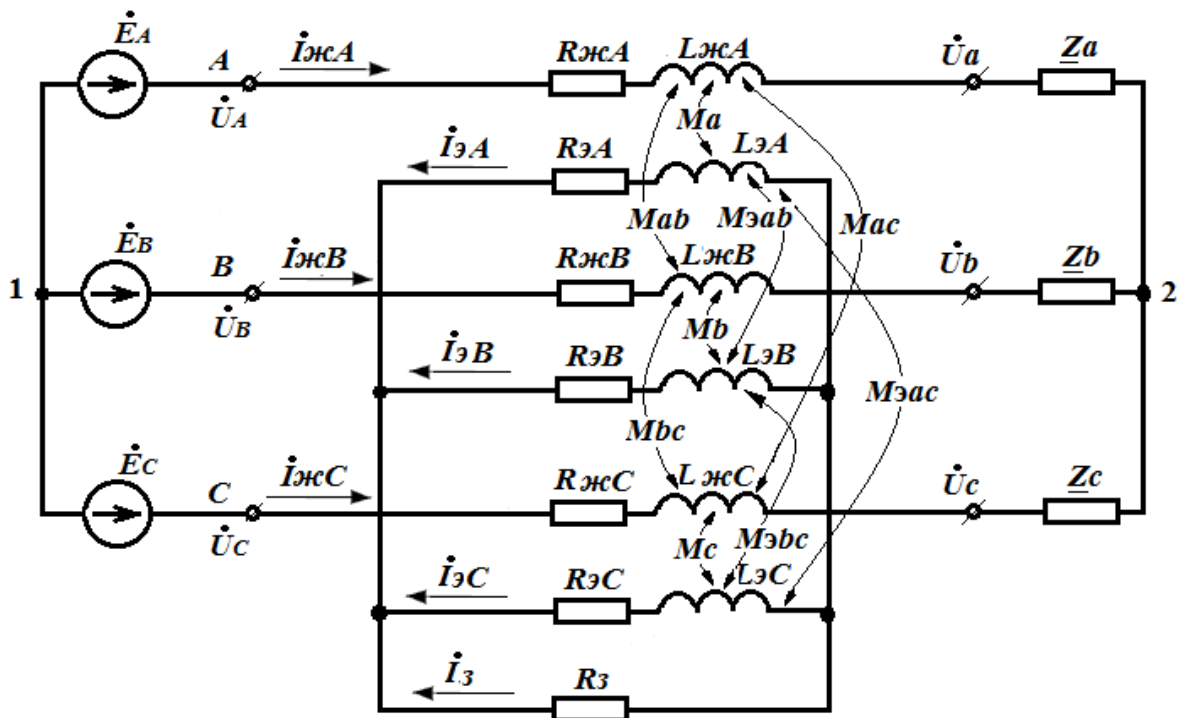


Рис. 17. Схема замещения трехфазной кабельной линии с изоляцией из сшитого полиэтилена

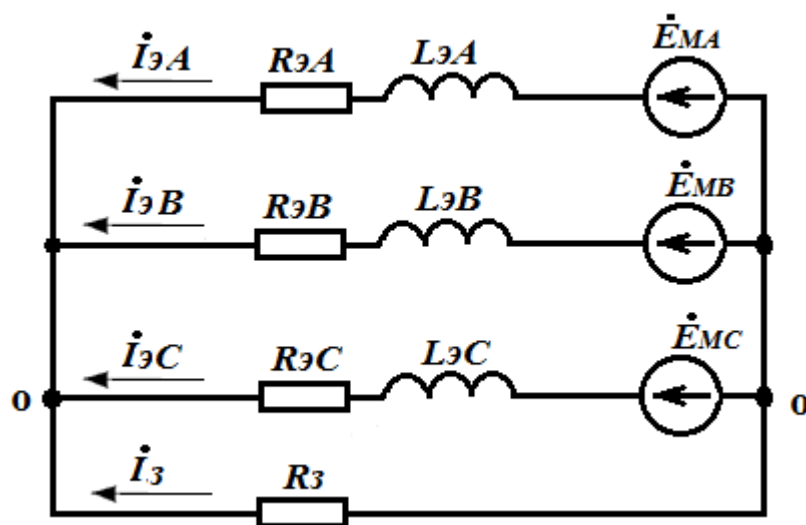


Рис. 18. Схема замещения экранов трехфазной кабельной линии с изоляцией из сшитого полиэтилена

Индукцированная ЭДС \dot{E}_{MA} в экране кабеля фазы A определится токами всех токопроводящих жил и токами экранов трехфазной группы кабелей и с учетом выбранных положительных направлений токов ветвей на схеме рис. 17 может быть представлена в виде

$$\dot{E}_{MA} = -\dot{I}_{жA}j\omega M_a - \dot{I}_{жB}j\omega M_{aB} - \dot{I}_{жC}j\omega M_{aC} + \dot{I}_{эB}j\omega M_{эab} + \dot{I}_{эC}j\omega M_{эac} = -j\omega M_{эж}(\dot{I}_{жA} + \dot{I}_{жB} + \dot{I}_{жC}) + j\omega M_{э}(\dot{I}_{эb} + \dot{I}_{эc}).$$

В симметричном режиме геометрическая сумма токов жил трехфазной группы кабелей равна нулю и выражение индуцированной ЭДС \dot{E}_{MA} в экране кабеля фазы *A* принимает вид

$$\dot{E}_{MA} = j\omega M_{э}(\dot{I}_{эb} + \dot{I}_{эc}).$$

С учетом равенства проводимостей экранов всех фаз напряжение смещения нейтрали трехфазной системы, приведенной на рис. 18, можно представить в виде

$$\dot{U}_{оо} = \frac{\dot{E}_{MA} + \dot{E}_{MB} + \dot{E}_{MC}}{3 + G_3/Y_3}.$$

В случае заземления экрана кабеля с одной стороны и сохранения соединения всех экранов (рис. 19, *a*) перенапряжение на разомкнутом конце относительно «земли» будет равно напряжению смещения нейтрали трехфазной системы $\dot{U}_{оо}$ без учета земляного канала

$$\dot{U}_{оо} = \frac{\dot{E}_{MA} + \dot{E}_{MB} + \dot{E}_{MC}}{3}.$$

Решая уравнение электрического состояния экрана, например фазы *A*, получим выражение для расчета тока экрана

$$\dot{I}_{эA} = \frac{Y_3(2 \cdot \dot{E}_{MA} - \dot{E}_{MB} - \dot{E}_{MC}) + \dot{E}_{MA}G_3}{3 + G_3/Y_3}.$$

При определении потерь активной мощности в кабельных линиях с изоляцией из сшитого полиэтилена с двухсторонним заземлением экрана можно не учитывать потери в изоляции из-за малого значения угла диэлектрических потерь.

Потери мощности в жиле и экране однофазной кабельной линии с двухсторонним заземлением экрана

$$\Delta P_{1к} = I_{ж}^2 R_{ж} + I_3^2 R_3 + I_3^2 R_3.$$

При выполнении однофазной кабельной линии с двухсторонним заземлением экрана двумя кабелями потери мощности в жиле и экране составят

$$\Delta P_{2к} = I_{ж}^2 (R_{жA} + R_{жB}) + I_{эA}^2 R_{эA} + I_{эB}^2 R_{эB} + I_3^2 R_3.$$

Потери мощности в жилах и экранах кабелей трехфазной кабельной линии с изоляцией из сшитого полиэтилена с двухсторонним заземлением экрана

$$\Delta P_{3к} = I_{жА}^2 R_{жА} + I_{жВ}^2 R_{жВ} + I_{жС}^2 R_{жС} + I_{эА}^2 R_{эА} + I_{эВ}^2 R_{эВ} + I_{эС}^2 R_{эС} + I_3^2 R_3.$$

При одностороннем заземлении экранов кабелей однофазной двухкабельной линии в случае сохранения соединения экранов с другой стороны (рис. 19, б) напряжение на экранах определяется соотношением

$$U_{12} = \frac{\dot{E}_{МА} Y_{эА} + \dot{E}_{МВ} Y_{эВ}}{Y_{эА} + Y_{эВ}} = \frac{\dot{E}_{МА} + \dot{E}_{МВ}}{2}.$$

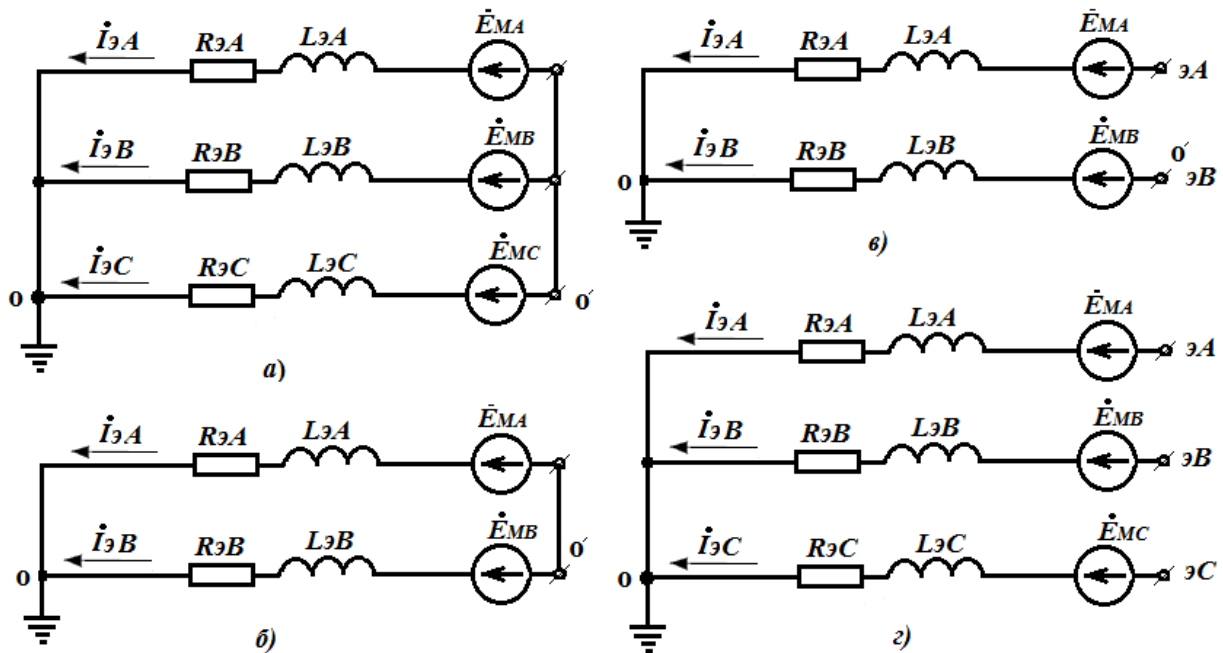


Рис. 19. Схемы замещения экранов трехфазной кабельной линии и однофазной двухкабельной с изоляцией из сшитого полиэтилена при одностороннем заземлении

При одностороннем заземлении экрана однофазного кабеля в начале линии уравнение электрического состояния схемы замещения с учетом принятых условных положительных направлений токов и напряжений на рис. 19, б принимает вид

$$\dot{U}_1 = \dot{i}_{ж} Z_{ж} + \dot{i}_{э} Z_{э} + \dot{i}_{ж} Z_{м} + \dot{U}_2.$$

Поскольку токи жилы и экрана равны, то можно записать

$$\dot{U}_1 - \dot{U}_2 = \dot{i}_{ж} (Z_{ж} + Z_{э} + 2Z_{м}).$$

При этом падение напряжения на экране кабеля определится соотношением

$$\dot{U}_э = \dot{I}_ж (\underline{Z}_э + \underline{Z}_м).$$

В случае нарушения контакта между экранами незаземленной стороны (рис. 19, в и 19, г) напряжение каждого экрана определится индуцированной ЭДС.

Аналогичные выражения можно записать и для других фаз.

С учетом изложенного выражение падения напряжения на экране кабеля при условии равенства реактивных сопротивлений экрана и взаимоиנדукции $X_э = X_{жэ} = X_м$ принимает вид

$$\Delta \dot{U}_э = \dot{I}_э R_э + jX_м (\dot{I}_э - \dot{I}_ж) = \dot{I}_ж R_э - \dot{I}_э (R_э - jX_м) = \dot{I}_э R_э + jX_м \dot{I}_э.$$

Поскольку для параллельно включенных ветвей (см. рис. 19, б) выполняется условие $\Delta \dot{U}_э = \Delta \dot{U}_з$, то из равенства

$$\dot{I}_ж R_э - \dot{I}_э (R_э - jX_м) = \dot{I}_э (R'_з + 2R_{зз})$$

получим выражение для расчета тока в земляном канале

$$\dot{I}_э = \dot{I}_ж \frac{R_э}{R_э + R'_з + 2R_{зз} - jX_м} = \dot{I}_ж \cdot \dot{k},$$

где

$$\dot{k} = \frac{R_э}{R_э + R'_з + 2R_{зз} - jX_м} = \frac{R_э}{\sqrt{(R_э + R_{зз})^2 + X_м^2}} e^{\varphi_k} = |k| e^{\varphi_k}.$$

Тогда выражение для тока «земли» можно представить в виде

$$\dot{I}_э = I_ж |k| e^{(\varphi_{I_ж} + \varphi_k)} = I_э e^{\varphi_{I_э}}.$$

Значения модуля $|k|$ для различных марок кабеля при длине кабельной линии в 1 км приведено в табл. 13. Полученные значения можно использовать для вычисления тока «земли» и экрана без вычисления фазовых сдвигов.

Таким образом, ток в «земляном канале» при заземлении экрана однофазного кабеля с обоих концов при использовании конкретной марки кабеля с СПЭ-изоляцией можно определить по известному току жилы и активным сопротивлениям экрана, заземлителей, «земли» и реактивному сопротивлению индуктивности экрана. При этом предельно допустимый ток жилы следует приравнять к предельно допустимому току экрана.

Потери активной мощности в земле от протекающего в ней тока характеризуются дополнительным сопротивлением R_3 , определяемым по приближенному соотношению

$$R_3 = \pi^2 f \cdot 10^{-4} \text{ Ом/км.}$$

На промышленной частоте $f = 50$ Гц удельное сопротивление земли R_3 равно 0,05 Ом/км, что свидетельствует о практическом постоянстве потерь активной мощности в земле при заданной частоте.

Сечение экрана однофазного силового кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена напряжением 6 – 35 кВ выполняется от 16 до 35 мм², при этом погонное активное сопротивление медного экрана изменяется в диапазоне от 1,125 до 0,5143 Ом/км.

С учетом значения удельного (километрического) сопротивления «земли», по приближенным оценкам равного 0,05 Ом/км, убеждаемся, что в этом случае ток в «земляном канале» значительно меньше тока жилы кабеля и составляет единицы процентов от тока жилы. В качестве примера в табл. 14 приведены результаты расчета тока в «земляном канале» для кабеля марки ПвПнг(А)-НФ-10 с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10 кВ с сечением экрана 16, 25 и 35 мм². При расчете длительно допустимый ток жилы принят равным длительно допустимому току экрана заданного сечения.

Расчетные значения действующего тока «земли» и его начальной фазы в функции тока жилы и сопротивления заземлителей приведены в табл. 14.

Наличие реактивного сопротивления взаимной индукции вносит дополнительный фазовый сдвиг тока «земли», что в конечном итоге приводит к изменению коэффициента мощности линии. Например, при сечении экрана кабеля в 16 мм² и значении сопротивления заземлителя 8 Ом вектор тока «земли» будет повернут примерно на 5 электрических градусов относительно вектора тока жилы.

$$\begin{aligned} i_3 &= i_{\text{ж}} \frac{R_3}{R_3 + R_3 + 2R_{33} - jX_M} = i_{\text{ж}} \frac{1,125}{1,125 + 0,05 + 8 - j0,732} = \\ &= 0,125 \cdot i_{\text{ж}} e^{j4,56^\circ}. \end{aligned}$$

Таблица 13

Расчетные значения модуля и аргумента тока «земли»

Марка кабеля	Ток жилы, А	Сопротивление заземлителей, Ом	Значения модуля $ k $ при $l=1$ км, отн. ед.	Ток «земли», А	Ток «земли», в процентах тока жилы	Фаза тока «земли», электрический градус
ПвПнг(А)-НФ-10-70(16)	120	2(4)	0,215 (0,122)	25,83 / 15	21,5 / 12,5	8,05° / 4,56°
ПвПнг(А)-НФ-10-150(25)	140	2(4)	0,149 (0,082)	20,9 / 11,45	14,9 / 8,17	8,94° / 4,67°
ПвПнг(А)-НФ-10-300(35)	170	2(4)	0,151 (0,0598)	15,6 / 10,17	11,1 / 5,98	8,55° / 4,67°

Таблица 14

Расчетные значения тока «земли» в долях тока жилы кабеля

Марка кабеля	Активное сопротивление экрана, $R_{0э}$, Ом/км	Ток жилы, А	Ток экрана, А	Размер d , мм	Индуктивность экрана $L_э$, Гн/км	Сопротивление взаимной индукции, Ом/км	Протяженность кабельной линии l , км	Сопротивление заземлителей, Ом	Ток «земли», А
ПвПнг(А)-НФ-10-70(16)	1,125	120	120	8,12	$23,308 \cdot 10^{-4}$	0,732	1,0	4 (2)	15/25,83
ПвПнг(А)-НФ-10-150(25)	0,72	140	140	10,39	$22,83 \cdot 10^{-4}$	0,7172	1,0	4 (2)	11,45/20,9
ПвПнг(А)-НФ-10-300(35)	0,5143	170	170	13,172	$22,34 \cdot 10^{-4}$	0,7018	1,0	4 (2)	10,17/15,6

Анализ данных табл. 13 и 14 показывает, что с увеличением сечения экрана ток «земляного канала» уменьшается пропорционально, но абсолютное значение этого тока существенно зависит от сопротивления заземлителя. Следует отметить, что начальная фаза тока «земли» при указанном сопротивлении заземлителей практически не зависит от сечения экрана, что свидетельствует о постоянстве фазы тока в экране.

Если начальную фазу тока жилы принять равной нулю, то с учетом фазы тока «земли» фаза тока в экране составит несколько электрических градусов. Поэтому в инженерных расчетах однофазных кабельных линий с СПЭ-изоляцией фазовые сдвиги токов экрана и «земли» можно не учитывать.

При определении потерь активной мощности в кабельных линиях с изоляцией из сшитого полиэтилена с двухсторонним заземлением экрана можно не учитывать потери в изоляции из-за малого значения угла диэлектрических потерь.

Потери активной мощности в жиле, «земле» и экране однофазной кабельной линии с двухсторонним заземлением экрана

$$\Delta P_{1к} = I_{ж}^2 R_{ж} + I_{э}^2 R_{э} + I_{з}^2 R_{з\Sigma}.$$

При равенстве токов жилы и экрана однофазного кабеля и с учетом выражения для тока «земли» получим соотношение для расчета суммарных потерь активной мощности, распределение которой по участкам кабельной линии при предельном токе экрана приведено в табл. 15.

$$\Delta P_{1к} = I_{ж}^2 (R_{ж} + R_{э} + |k|^2 R_{з\Sigma}).$$

Таблица 15

Потери мощности в кабельной линии электропередачи при $R_{зз} = 2 \text{ Ом}$

Марка кабеля	Протяженность кабельной линии l , км	Удельное активное сопротивление жилы $R_{0ж}$, Ом/км	Удельное активное сопротивление экрана $R_{0э}$, Ом/км	Суммарное сопротивление «земли» $R_{з\Sigma}$, Ом	Потери активной мощности, кВт		
					Жила	Экран	«Земля»
ПвПнг(А)-НФ-10-70(16)	1,0	0,2571	1,125	4,05	3,703	16,2	2,696
ПвПнг(А)-НФ-10-150(25)	1,0	0,12	0,72	4,05	1,728	10,368	1,7623
ПвПнг(А)-НФ-10-300(35)	1,0	0,06	0,5143	4,05	0,864	7,405	2,669

При одностороннем заземлении кабеля (например, со стороны источника питания) перенапряжение на экране с учетом равенства токов жилы и экрана можно рассчитать по соотношению

$$\Delta \dot{U}_э = \dot{I}_ж R_э + j \dot{I}_ж X_э - j \dot{I}_ж X_{жэ} = \dot{I}_ж (R_ж + R_э - j X_м).$$

Значение реактивного сопротивления взаимной индукции кабеля с СПЗ-изоляцией, как это следует из табл. 15, слабо зависит от сечения жилы и экрана кабеля, поэтому максимальное значение напряжения «экран – земля» в конце линии будет наблюдаться для кабелей с минимальным сечением экрана. Например, для кабеля ПвПнг(А)-НФ-10-70(16) с учетом данных табл. 14 получим

$$\Delta \dot{U}_э = 187,698 e^{j27,9^\circ} \text{ В.}$$

С учетом изложенного можно сделать вывод, что выполнение однофазной двухпроводной линии электропередачи с проводами разного сечения вследствие увеличения потерь электроэнергии нецелесообразно, поскольку при использовании однофазного кабеля с СПЭ-изоляцией для передачи электроэнергии в однофазной сети ухудшаются показатели энергоэффективности и энергосбережения. Кроме того, заземление экрана кабеля с СПЭ-изоляцией во избежание появления опасных перенапряжений необходимо обязательно выполнять с двух концов линии. Правильным будет решение о построении однофазной кабельной линии двумя кабелями с СПЭ-изоляцией, в которой можно проводить ряд мероприятий по оптимизации потерь электроэнергии. При этом критериями выбора будут надежность, энергоэффективность и экономичность.

2.3.2. Кабельная арматура, прокладка и маркировка кабелей

Количество и типы применяемой арматуры силовых кабелей определяются проектной документацией по прокладке КЛ. Арматура должна иметь максимальную степень заводской готовности, обеспечивающую минимизирование влияния человеческого фактора при монтаже и вероятности повреждения элементов конструкции муфт при монтаже и транспортировке.

Главными составными элементами силовых кабельных линий являются:

- силовой кабель, служащий для передачи электроэнергии;

- соединительные муфты, при помощи которых отдельные строительные длины кабелей соединяются в одну линию;
- концевые муфты (заделки) и стопорные муфты, монтируемые на крупных участках трассы линии для предупреждения стекания кабельных масс;
- подпитывающие аппараты и системы сигнализации давления масс для линий, выполненных маслonaполненными кабелями;
- кабельные сооружения – кабельные коллекторы, тоннели, каналы, шахты и колодцы.

В соответствии с ПУЭ за начало и конец КЛ принимают кабельные наконечники концевых муфт или заделок. Поскольку кабели выполняют отдельными отрезками строительной длины от 200 до 600 м различного сечения (для удобства транспортировки на кабельных катушках), то при сооружении КЛ эти отрезки соединяют друг с другом с помощью соединительных муфт.

Основное назначение всех кабельных муфт – герметизация кабелей в местах соединения. Для герметизации изготовители выпускают кабель с запаянными концами, чтобы не было окисления изоляции (попадания воздуха и влаги) при транспортировке.

Для кабелей напряжением до 1000 В применяют эпоксидные или чугунные кабельные муфты. Для кабелей напряжением 6 – 10 кВ применяют термоусаживаемые, эпоксидные или свинцовые соединительные муфты (свинцовые служат только для соединения кабеля со свинцовой или алюминиевой оболочкой).

Для кабельной линии напряжением 110 – 500 кВ в настоящее время применяют:

- «сухие» (вместо маслonaполненных) конструкции элегазовых вводов, соединительных и концевых муфт, адаптированные к монтажу кабелей с оптическими волокнами, интегрированными в экран кабеля, ориентированные на исключение применения жидких диэлектрических сред, кроме случаев, оговоренных в проектной документации;
- композитные изоляторы для концевых муфт наружной установки с различными длинами пути утечки в зависимости от степени загрязнения атмосферы на объекте;
- концевую арматуру, которая может иметь специальные адаптеры для периодического контроля уровней частичных разрядов (ЧР) с помощью передвижных измерительных установок.

Для кабельной линии напряжением до 35 кВ используются:

- арматура на основе термоусаживаемых трекингостойких, негорючих, не распространяющих горение трубок и изделий;
- кабельная арматура холодной усадки на основе предварительно изготовленных на предприятиях эластомерных элементов.

Концевые заделки кабелей в отличие от соединительных муфт размещаются только в одной среде (в воздухе). Для кабелей напряжением до 10 кВ применяются трехфазные концевые муфты. Для кабелей напряжением 35 кВ и выше – однофазные.

Таким образом, кабельная арматура предназначена для соединения отдельных кусков кабеля при выполнении монтажных и ремонтных работ, а также для подключения кабелей к различным электрическим аппаратам и шинам распределительных устройств.

Для соединения кабелей служат *соединительные муфты*. Подключение кабелей к аппаратуре на открытом воздухе и внутри помещений осуществляется с помощью *концевых муфт* и *концевых заделок* соответственно (рис. 20).

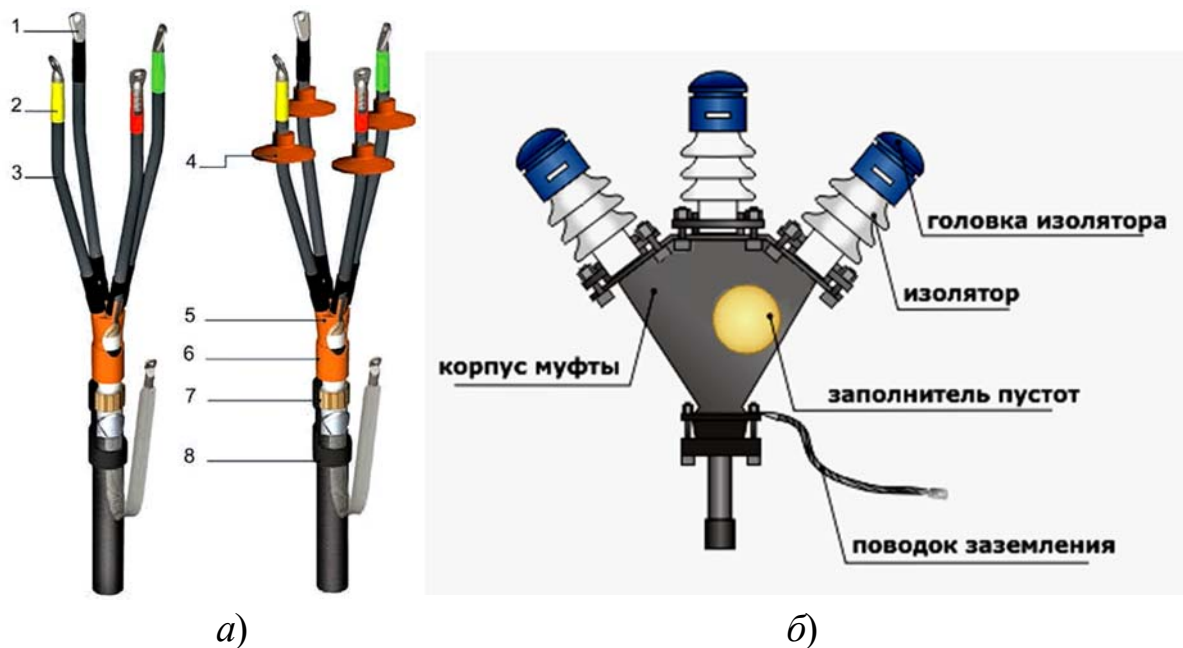


Рис. 20. Кабельные муфты: *а* – кабельная концевая; *б* – концевая мачтовая:
 1 – наконечник; 2 – манжета концевая; 3 – жильная трубка; 4 – изолятор;
 5 – манжета пальцевая; 6 – перчатка; 7 – комплект заземления;
 8 – манжета поясная

Соединяемые концы кабелей *разделяют*, т. е. последовательно со сдвигом 2 – 3 см удаляют все слои: наружную защитную оболочку, броню, подушку под броней и так до токоведущей жилы. Одноименные жилы разделанных концов кабелей соединяют с помощью опрессовки в гильзах, пайки в гильзах или термитной сварки. После соединения жил восстанавливается фазная изоляция. Место соединения кабелей помещают в соединительную муфту.

Для кабелей напряжением до 1 кВ применяют *чугунные муфты* (рис. 21). Для кабелей более высокого напряжения – *свинцовые, эпоксидные, термоусаживаемые муфты*.

Соединение кабелей напряжением выше 1 кВ показано на рис. 22. Место соединения кабелей помещают в свинцовую муфту 1 (рис. 22, а), представляющую собой свинцовую трубу, концы которой прижимают и припаивают к металлическим герметичным оболочкам соединяемых кабелей. К корпусу свинцовой муфты и броне каждого из соединяемых кабелей припаивают проводник 2, обеспечивающий надежное заземление свинцовой муфты. Соединительные муфты кабелей на напряжения 6 и 10 кВ заключаются в свинцовый корпус, который при прокладке в земле, в свою очередь, помещают в чугунный кожух.

Возможен также кожух из стеклопластиков (в зависимости от характеристики грунта) для защиты от коррозии и механических повреждений (рис. 22, б).

Внутренности чугунных и свинцовых муфт заливают маслорбитумной кабельной массой, в эпоксидных муфтах – эпоксидным компаундом. Для этого в чугунных и эпоксидных муфтах предусмотрены специальные отверстия, в свинцовой муфте эти отверстия прорезают ножом и запаивают после заливки.

Эпоксидные муфты имеют разъемный корпус. Соединение кабелей с помощью такой муфты показано на рис. 22, в, г. Для обеспечения надежного контакта между металлическими оболочками соединяемых кабелей эти оболочки соединяют с помощью пайки гибким медным проводником 5. Этот проводник припаивают к броне и герметичной оболочке каждого из соединяемых кабелей.

Соединение кабелей с помощью термоусаживаемой муфты показано на рис. 22, д. В таких муфтах используются элементы (перчатки, шланги, манжеты) из термоусаживаемой пластмассы. Эти элементы надевают на покрытые герметиком разделанные части кабеля. При нагревании теплофеном или паяльной лампой элементы усаживаются, плотно охватывая разделанные части кабеля.

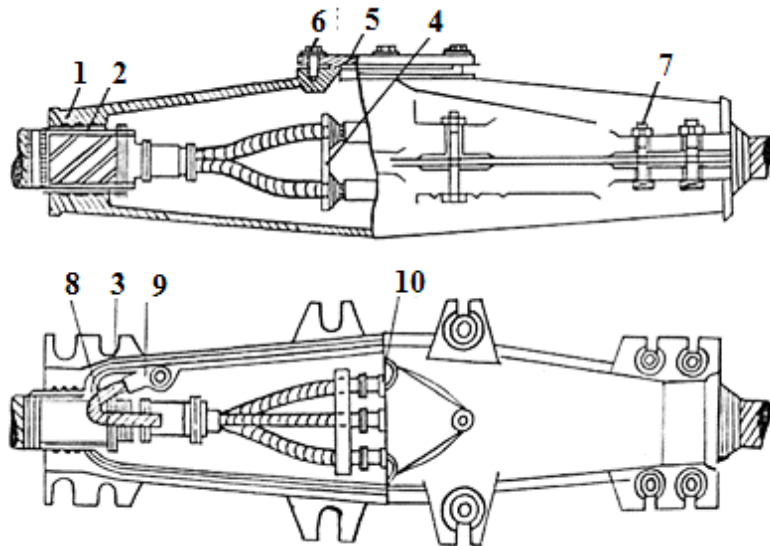


Рис. 21. Чугунная соединительная муфта для кабелей напряжением до 1 кВ: 1 – верхняя часть; 2 – подмотка для смоляной ленты; 3 – нижняя часть муфты; 4 – фарфоровая распорка; 5 – крышка; 6 – болт крышки; 7 – стягивающий болт; 8 – провод заземления; 9 – наконечник; 10 – соединительная гильза

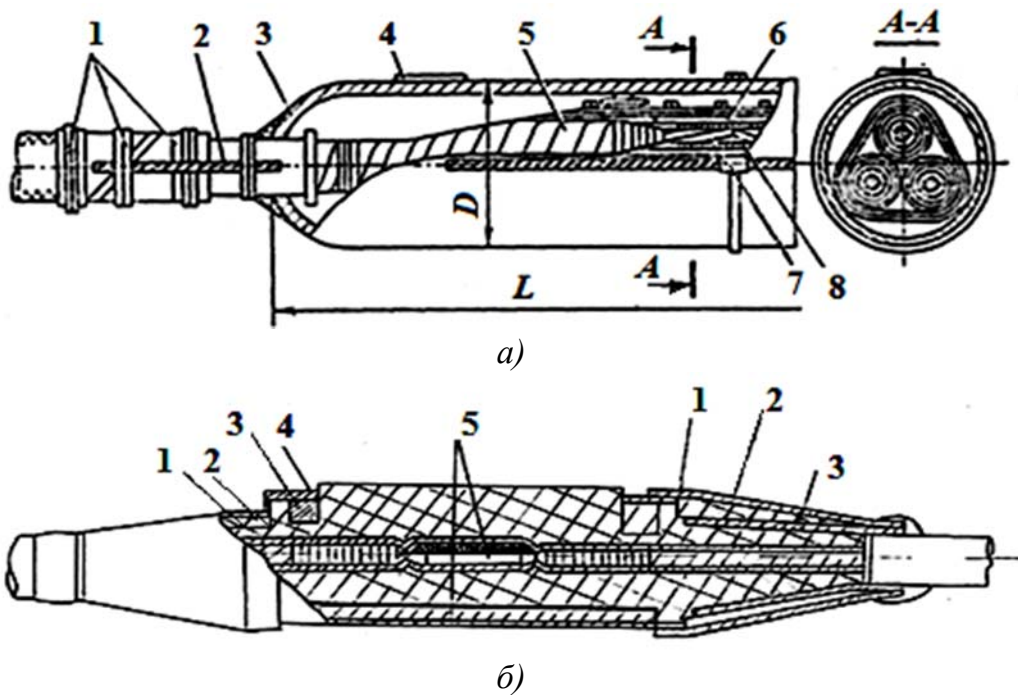
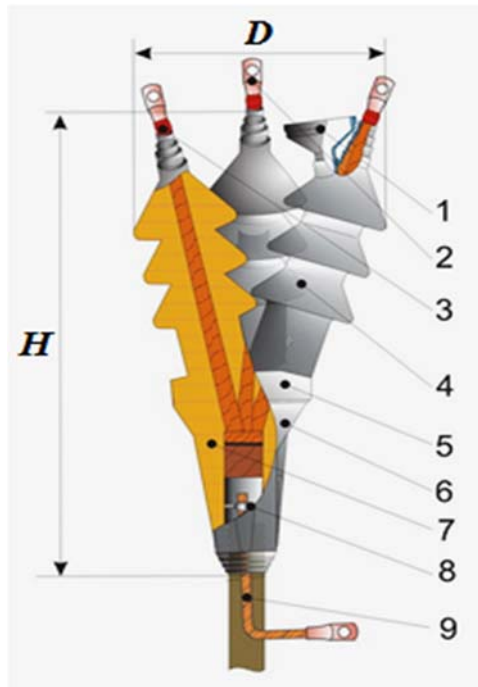
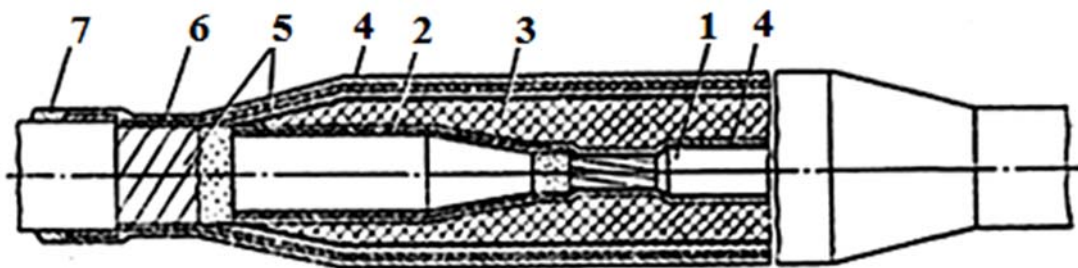


Рис. 22. Соединительная муфта: а – в свинцовом корпусе для кабелей напряжением 6, 10 кВ: 1 – бандаж; 2 – заземляющий провод; 3 – корпус муфты; 4 – заливочное отверстие; 5 – изоляция кабеля; 6 – подмотка из бумажных лент; 7 – токопроводящая жила; 8 – соединительная гильза; б – для кабелей напряжением 35 кВ: 1 – экран конуса; 2 – конус; 3 – корпус; 4 – экран корпуса; 5 – место соединения (окончание см. на с. 92)



в)



г)



д)

Рис. 22. Окончание (начало см. на с. 91): в – эпоксидная концевая на напряжения 6 и 10 кВ: 1 – воронка для заливки эпоксидного компаунда; 2 – наконечник, обеспечивающий электрический контакт жил; 3 – подмотка лентой ЛЭТСАР; 4 – изолятор; 5 – крышка; 6 – корпус муфты; 7 – компаунд, служащий для электрической изоляции и герметизации муфты; 8 – бандаж из проволоки, закрепляющий провод заземления с наконечником; 9 – провод заземления; г – для кабелей с пластмассовой изоляцией на напряжение 10 кВ: 1 – гильза соединительная; 2 – адгезионный слой; 3 – изоляция из самосклеивающихся лент; 4 – полупроводящий экран; 5 – металлический экран; 6 – подмотка лентой из ПВХ-пластиката; 7 – наружный покров (термоусаживаемая трубка); д – термоусаживаемая соединительная муфта на напряжения 6 и 10 кВ

Способ прокладки кабельной линии выбирают в зависимости от числа кабелей, условий трассы, степени загрязненности и агрессивности окружающей среды, требований эксплуатации, экономичности и других факторов.

Прокладка кабельной линии в земляной траншее – один из наиболее простых и экономичных способов. Глубина траншеи зависит от напряжения кабельной линии. Для КЛ напряжением до 10 кВ траншея имеет глубину 0,8 м, для КЛ напряжением 110 кВ – 1,5 м. Эскиз укладки кабеля напряжением до 10 кВ в земляную траншею приведен на рис. 23. Дно траншеи покрывают слоем песка или просеянного грунта, на который укладывают в один ряд кабели.

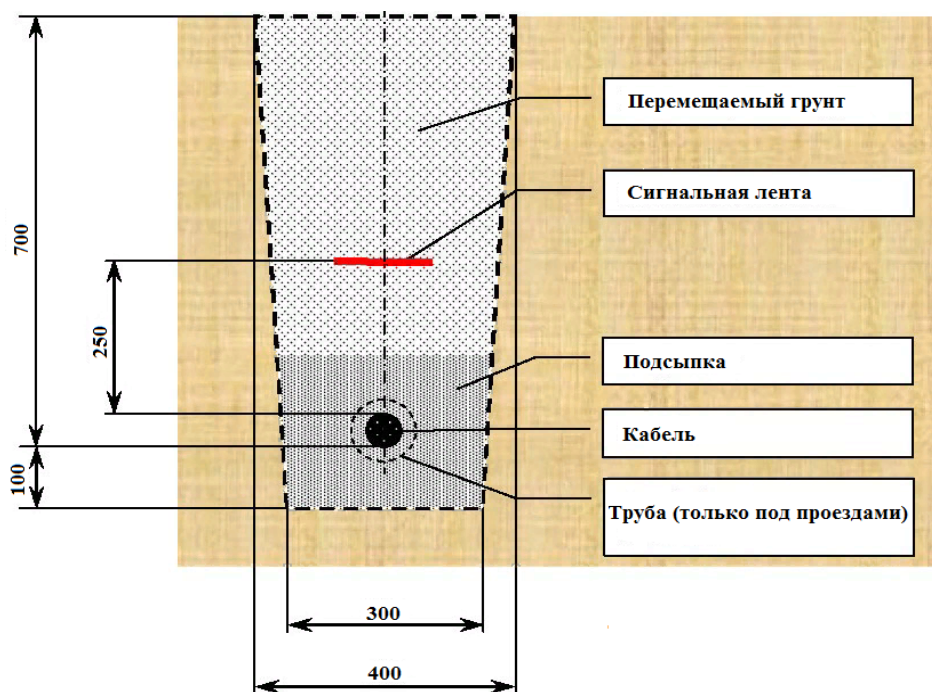


Рис. 23. Эскиз прокладки кабелей в земляной траншее

Расстояние между соседними кабелями не менее 100 мм. Сверху кабели накрывают слоем песка или просеянного грунта. Выше укладывают железобетонные плиты или слой красного кирпича, служащие для защиты кабелей от механических повреждений при проведении земляных работ.

Вместо защиты от механических повреждений может использоваться сигнальная лента из яркой полиэтиленовой пленки, свидетельствующая о близком расположении кабелей. Верхнюю часть траншеи засыпают обычным грунтом с послойным трамбованием.

В одной земляной траншее прокладывают не более *шести* кабелей. Это обусловлено тем, что с увеличением числа кабелей условия их охлаждения ухудшаются, допустимая токовая нагрузка уменьшается, эффективность использования кабелей снижается.

При числе кабелей более шести, идущих в одном направлении, их укладывают в отдельные траншеи. Расстояния между траншеями должно быть не менее 0,5 м. Если кабельная трасса пересекает какие-либо инженерные сооружения, например асфальтированные дороги, то в месте пересечения кабели укладывают в *асбоцементные трубы*.

Прокладка КЛ в блоках используется при большой стесненности кабельной трассы и пересечениях с инженерными сооружениями, например с железными дорогами. Конструкции блоков и размеры могут быть различными. На рис. 24 показан бетонный блок, состоящий из бетонных панелей с отверстиями, через которые прокладывают кабели.

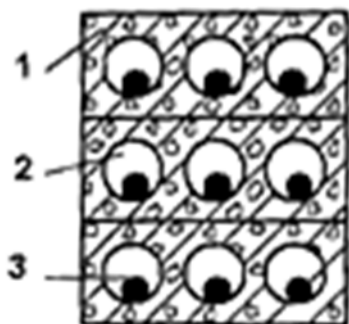


Рис. 24. Эскиз прокладки кабелей в бетонный блок:

- 1 – бетонный блок;
- 2 – отверстие; 3 – силовой кабель

Через определенные расстояния сооружаются кабельные колодцы, в которых осуществляется соединение кабелей и через которые выполняется их монтаж и замена поврежденного кабеля. Это более дорогой способ прокладки с худшими условиями охлаждения по сравнению с прокладкой кабелей в земляной траншее.

При прокладке в одном направлении большого количества кабелей (более 20), что характерно для электростанций и энергоемких промышленных предприятий, используются *кабельные тоннели, галереи и эстакады*.

Эскиз прокладки кабелей в тоннеле показан на рис. 25, а. Тоннель 1 представляет собой сборную железобетонную конструкцию, в которой по кронштейнам 2 прокладывают кабели 3 разного напряжения и разного назначения (силовые и контрольные).

Кроме кабелей, в тоннелях можно прокладывать и другие инженерные сети, например водопроводные 4. Размеры тоннеля позволяют проводить двухстороннее обслуживание кабелей.

Галереи и эстакады отличаются от тоннелей тем, что располагаются над поверхностью земли на специальных стойках и используются на производствах, где возможны скопления горючих и взрывоопасных газов тяжелее воздуха, и на предприятиях с большой агрессивностью почвы.

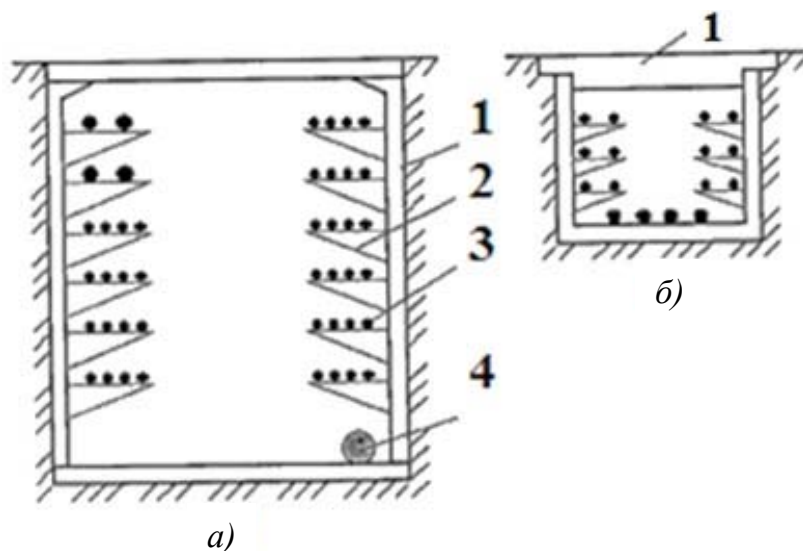


Рис. 25. Прокладка кабелей в тоннеле (а) и канале (б):
1 – железобетонный тоннель; 2 – кронштейн; 3 – кабель;
4 – водопроводная труба

На территории подстанций и цехов промышленных предприятий КЛ прокладывают в железобетонных каналах (рис. 25, б). Верхний блок 1 является съемным, что обеспечивает удобное обслуживание кабелей. В галереях, тоннелях, каналах и эстакадах с целью пожарной безопасности используют кабели без наружного джутового покрова.

Для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена используют все вышеперечисленные способы прокладки. При прокладке трехжильных кабелей в одной плоскости расстояние между соседними кабелями принимается равным диаметру кабеля d (рис. 26). Одножильные кабели прокладывают треугольником и располагают вплотную друг к другу, как это показано на рисунке. Расстояние между соседними пучками кабелей принимается равным удвоенному диаметру одножильного кабеля $2d$.

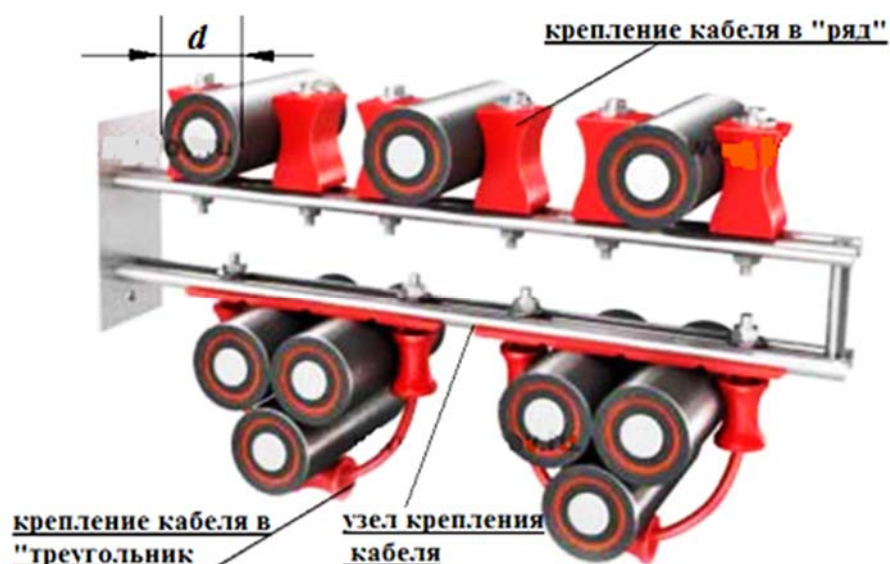


Рис. 26. Прокладка кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена

Среди многих систем классификации кабельных изделий основной является *классификация кабелей и проводов по назначению*. При этом различают:

Неизолированные провода – для использования при строительстве ВЛ. Провода изготавливаются из меди, алюминия, бронзы, а также комбинированием (стальной сердечник, поверх которого накладывается один или несколько повивов алюминиевой проволоки).

Самонесущие изолированные провода (СИП) – для передачи электроэнергии по изолированным скрученным проводам в жгут, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи узлов крепления к опорам.

Силовые кабели – для передачи и распределения электрической энергии. Кабели выпускаются с медными и алюминиевыми токопроводящими жилами с изоляцией из бумажных лент, пропитанных маслом или специальными составами, а также с изоляцией из ПВХ пластиката, полиэтилена, резины. Диапазон переменных напряжений силовых кабелей – от 660 В до 500 кВ. Кабели имеют свинцовые, алюминиевые или пластмассовые оболочки.

Кабели связи – для передачи сигналов связи и информации. Кабели имеют медные жилы и бумажную или пластмассовую изоляцию, а также свинцовые, алюминиевые, стальные, пластмассовые или ме-

таллопластмассовые оболочки. Кабели связи делятся на высокочастотные и низкочастотные. Высокочастотные – это кабели дальней связи, низкочастотные – кабели местной связи (городские ПФ и т. д.)

Контрольные кабели – для питания приборов, аппаратов и других электротехнических устройств и используются в целях контроля. Контрольные кабели имеют токопроводящую жилу из меди, биметалла алюминий-медь, алюминия. Изоляция – в основном из ПВХ, ПЭ и резины. Число токопроводящих жил – от 4 до 37, сечения от 0,75 до 10 мм².

Кабели управления – для целей дистанционного управления и имеют медные жилы. Изоляция – из ПЭ, ПВХ, фторопласта, резины. Число токопроводящих жил от 3 до 108. Все или отдельные токопроводящие жилы могут быть экранированными. Оболочки кабелей – пластмассовые. Поверх оболочки может накладываться панцирная броня из стальных проволок. Форма – круглая или плоская.

Монтажные провода – для выполнения групповых соединений в различных схемах, в том числе и в жилых домах. Токопроводящие жилы – медные или с покрытиями из серебра, никеля и олова. Изоляция – ПЭ, ПВХ, фторопласты. Часть монтажных проводов выпускается с изоляцией на основе стекловолокна, волокон лавсана и капрона. Форма – круглые и ленточные.

Установочные провода – для распределения электрической энергии в силовых и осветительных сетях. Провода выпускаются одно- и многожильными (до 30) и в основном рассчитаны на напряжение до 3 кВ. Токопроводящие жилы – алюминиевые, медные и биметалл Al + Cu. Изоляция – ПЭ, ПВХ, резина, асбест, стекловолокно, резиностеклоткань. Диапазон сечений от 0,5 до 120 мм².

Обмоточные провода – для изготовления обмоток электрических машин, аппаратов и приборов. Токопроводящие жилы – из меди, алюминия, сплавов сопротивлений (нитрон, манганин, константан). Изоляция – эмалевые покрытия на основе синтетических лаков, стекловолокно, шелк, пленки, бумага, пластмассы.

Радиочастотные провода – для передачи высокочастотной энергии между антеннами и различными радиотехническими и электронными устройствами. Кабели имеют коаксиальную конструкцию. Жилы – медные, изоляция из ПЭ или фторопласта. Поверх изоляции наложены экран и защитная оболочка из ПЭ или ПВХ пластмассы.

Кроме того, выпускаются судовые, грузонесущие, геофизические кабели, для электрофильтров, бортовые провода, провода зажигания и др.

К основным направлениям развития кабельной техники следует отнести следующее:

- повышение рабочих температур кабелей и проводов;
- микроминиатюризация кабельной продукции, связанная с уменьшением габаритных размеров электронной и радиоаппаратуры;
- автоматизация производства кабелей и проводов;
- экономия цветных металлов.

Буквенные обозначения в маркировке кабелей обусловлены конструкцией брони и защитных покровов и приведены в табл. 16. Расшифровка обозначений применяемых силовых кабелей – в табл. 17.

Таблица 16

Буквенные обозначения в маркировке кабелей

Буква или сочетание букв	Значение буквы или сочетание букв
А	Алюминиевая жила (если буквы А нет – то медная жила)
АС	Алюминиевая жила и свинцовая оболочка
АА	Алюминиевая жила и алюминиевая оболочка
Б	Броня из двух стальных лент с антикоррозионным защитным покровом
Бн	То же, но с негорючим защитным покровом (не поддерживающим горение)
Г	Отсутствие защитных покровов поверх брони или оболочки
л (2л)	В подушке под броней имеется слой (два слоя) из пластмассовых лент
в (п)	В подушке под броней имеется выпрессованный шланг из поливинилхлорида (полиэтилена)
Шв (Шп)	Защитный покров в виде выпрессованного шланга (оболочки) из поливинилхлорида (полиэтилена)
К	Броня из круглых оцинкованных стальных проволок, поверх которых наложен защитный покров
н	Не поддерживающий горение защитный покров
П	Броня из оцинкованных плоских проволок, поверх которых наложен защитный покров

Буква или сочетание букв	Значение буквы или сочетание букв
С	Свинцовая оболочка
О	Отдельные оболочки поверх каждой фазы
В – в конце обозначения через черточку (-В)	Обедненно-пропитанная бумажная изоляция
Ц	Бумажная изоляция, пропитанная нестекающим составом, содержащим церезин
НР	Резиновая изоляция и оболочка из резины, не поддерживающей горение
В	Изоляция или оболочка из поливинилхлорида
П	Изоляция или оболочка из термопластичного полиэтилена
Пс	Изоляция или оболочка из самозатухающего полиэтилена (не поддерживающего горение)
Пв	Изоляция из вулканизированного полиэтилена
Бб	Броня из профилированной стальной ленты
У	Для кабелей, изготовленных после 01.04.85. Изоляция может работать при температурах 80, 70, 65 °С соответственно для кабелей на напряжения 6, 10, 20 и 35 кВ

Таблица 17

Маркировка силовых кабелей

Марка кабеля	Расшифровка
СБ	Кабель с бумажной пропитанной изоляцией с медными жилами в свинцовой оболочке (С) с броней из стальных лент (Б) с защитными покровами из кабельной пряжи, пропитанной битумом
СБГ	То же, но без защитных покровов («голый»)
СГ	То же, но без защитных покровов
АСБ	То же, что СБ, но с алюминиевой жилой
ААБ	То же, но с алюминиевой оболочкой (А вместо С)
ОСБ	Кабель с отдельно освинцованными жилами с броней из стальных лент с защитными покровами

Марка кабеля	Расшифровка
ААШв	Кабель с алюминиевыми жилами в алюминиевой оболочке и защитным покровом в виде шланга из поливинилхлорида
ААБв	Кабель с выпрессованной оболочкой из поливинилхлорида (в) под броней из стальных лент (Б) с защитными покровами
СРБ	Кабель с резиновой изоляцией, свинцовой оболочкой, с броней из стальных лент и защитными покровами
ВВГ	Кабель с изоляцией из поливинилхлорида, оболочкой из поливинилхлорида
ПВГ	То же, но с изоляцией из термопластичного полиэтилена
ПсВГ	То же, но с изоляцией из самозатухающего полиэтилена без защитных покровов
ПвВГИ	То же, но с изоляцией из полиэтилена вулканизированного
ПОВБ	Кабель с полиэтиленовой изоляцией, фазы которого заключены в отдельные экраны из медных лент и поливинилхлоридные оболочки с общей ленточной броней и защитными покровами

2.4. Силовые трансформаторы: современное состояние, тенденции развития трансформаторостроения

Задачи подготовки: углубленное изучение теории и практики электрического трансформатора как важнейшего звена современных систем передачи электроэнергии. Изучение методов исследования поля рассеяния трансформаторов и создание точных методов анализа распределения поля рассеяния с целью уменьшения потерь в силовом трансформаторе при несимметричной нагрузке.

Экономичность работы трансформатора как преобразователя электромагнитной энергии характеризуется *коэффициентом полезного действия*, определяемого как отношение активной мощности, отдаваемой трансформатором во вторичную сеть P_2 , к активной мощности P_1 , потребляемой из сети. Первичная активная мощность определяется суммой, которая включает активную мощность P_2 , магнитные потери P_m (потери в стали), электрические потери в первичной и вторичной обмотках $P_{\Sigma 1}$, $P_{\Sigma 2}$.

В современных силовых трансформаторах КПД достигает 0,98 – 0,995, причем максимальные значения КПД получаются при (0,45 – 0,65) $P_{2ном}$. Такая нагрузка обычно соответствует средней

нагрузке при эксплуатации трансформатора (коэффициент загрузки силового трансформатора 0,6 – 0,7). Отметим, что в диапазоне нагрузок (0,4 – 1,5) $P_{2ном}$ КПД трансформатора изменяется относительно мало.

Буквенная часть условного обозначения трансформатора содержит обозначения в следующем порядке:

А – автотрансформатор;

О или Т – одно- или трехфазный трансформатор;

Р – расщепленная обмотка НН.

Условные обозначения видов охлаждения:

а) масляные трансформаторы:

М – естественная циркуляция воздуха и масла;

Д – принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла;

МЦ – естественная циркуляция воздуха и принудительная циркуляция масла с ненаправленным потоком масла;

НМЦ – естественная циркуляция воздуха и принудительная циркуляция масла с направленным потоком масла;

ДЦ – принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла;

НДЦ – принудительная циркуляция воздуха и масла с направленным потоком масла;

Ц – принудительная циркуляция воды и масла и ненаправленным потоком масла (в охладителях вода движется по трубам, а масло – в межтрубном пространстве, разделенном перегородками);

НЦ – принудительная циркуляция воды и масла с направленным потоком масла;

б) трансформаторы с жидким негорючим диэлектриком:

Н – естественное охлаждение негорючим жидким диэлектриком;

НД – охлаждение негорючим жидким диэлектриком с принудительной циркуляцией воздуха;

ННД – охлаждение негорючим жидким диэлектриком с принудительной циркуляцией воздуха и направленным потоком жидкого диэлектрика;

в) сухие трансформаторы:

С – естественное воздушное при открытом исполнении;

СЗ – естественное воздушное при защищенном исполнении;

СГ – естественное воздушное при герметичном исполнении;

СД – воздушное с принудительной циркуляцией воздуха;

З – исполнение трансформатора с естественным масляным охлаждением или с охлаждением негорючим жидким диэлектриком с защитой при помощи азотной подушки без расширителя;

Т – трехобмоточный трансформатор;

Н – трансформатор с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН);

С – исполнение трансформатора собственных нужд электростанции;

Л – трансформатор с литой изоляцией.

Примеры условных обозначений:

– трансформатор трехфазный, сухой, с естественным воздушным охлаждением, при защищенном исполнении, двухобмоточный, мощностью 100 кВ · А, напряжением 10 кВ, исполнения У, категории 3 по ГОСТ 15150-69: ТСЗ-100/10-УЗ;

– трансформатор трехфазный, масляный, с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, двухобмоточный, с расщепленной обмоткой НН, регулированием напряжения под нагрузкой, мощностью 32 000 кВ · А, напряжением 110 кВ, исполнения У, категории 1 по ГОСТ 15150-69: ТРДН-32000/110-У1.

Измерительные трансформаторы используют главным образом для подключения электроизмерительных приборов к цепи переменного тока высокого напряжения. При этом электроизмерительные приборы оказываются изолированными от цепей высокого напряжения, что обеспечивает безопасность работы обслуживающего персонала. Кроме того, измерительные трансформаторы дают возможность расширять пределы измерения приборов, т. е. измерять большие токи и напряжения с помощью сравнительно несложных приборов, рассчитанных для измерения малых токов и напряжений. В ряде случаев измерительные трансформаторы служат для подключения к цепям высокого напряжения обмоток реле, обеспечивающих защиту электроустановок от аварийных режимов.

Измерительные трансформаторы подразделяют на два типа – *трансформаторы напряжения* и *трансформаторы тока*. Трансформаторы напряжения служат для включения вольтметров, а также других приборов, реагирующих на значение напряжения (например, катушек напряжения ваттметров, счетчиков, фазометров и различных

реле). Вторые служат для включения амперметров и токовых катушек указанных приборов. Измерительные трансформаторы изготавливают мощностью от пяти до нескольких сотен вольт-ампер; они рассчитаны для совместной работы со стандартными приборами (амперметрами на 1; 2; 2,5 и 5 А, вольтметрами на 100 и 100х3 В).

Трансформатор напряжения выполняют в виде двухобмоточного понижающего трансформатора. Для обеспечения безопасности работы обслуживающего персонала вторичную обмотку тщательно изолируют от первичной и заземляют. Условное обозначение трансформатора напряжения такое же, как двухобмоточного трансформатора. Поскольку ток холостого хода создает в трансформаторе некоторое падение напряжения, преобразование напряжения происходит с некоторой погрешностью по значению и фазе. В зависимости от значения допускаемых погрешностей стационарные трансформаторы напряжения подразделяют на три класса точности: 0,5; 1 и 3; а лабораторные – на четыре класса: 0,05; 0,1; 0,2 и 0,5.

Обозначение класса точности соответствует значению относительной погрешности по фазе при номинальном напряжении $U_{\text{ном}}$.

Трансформатор тока выполняют в виде двухобмоточного повышающего трансформатора или в виде проходного трансформатора, у которого первичной обмоткой служит провод, проходящий через окно магнитопровода. В некоторых конструкциях магнитопровод и вторичная обмотка смонтированы на проходном изоляторе, служащем для ввода высокого напряжения в *силовой трансформатор* или другую электрическую установку. Первичной обмоткой трансформатора служит медный стержень, проходящий внутри изолятора.

Сопротивления обмоток амперметров и других приборов, подключаемых к трансформатору тока, обычно малы. Поэтому он практически работает в режиме короткого замыкания, при котором номинальный ток во много раз больше тока холостого хода I_0 и фазовые сдвиги можно не учитывать. В действительности из-за наличия тока холостого хода в рассматриваемом трансформаторе между векторами токов первичной и вторичной обмоток имеется некоторый угол, отличный от 180° , что создает относительную токовую (амплитудную) и угловую погрешность.

В зависимости от значения допускаемых погрешностей трансформаторы тока подразделяют на пять классов точности: стационарные – на классы 0,2; 0,5; 1; 3 и 10; лабораторные – на классы 0,01; 0,02;

0,05; 0,1; 0,2. Приведенные цифры соответствуют допускаемой для данного класса токовой погрешности при номинальном значении тока.

В *электрических сетях* России эксплуатируются трансформаторы напряжением от 6 до 1150 кВ и номинальной мощностью от 5 кВ·А до 1200 МВ·А; общая мощность установленных силовых трансформаторов в настоящий момент составляет более 570 ГВ·А. Основная часть силовых трансформаторов имеет маслобумажную изоляцию с естественной или направленной циркуляцией масла. В пожароопасных зонах используются трансформаторы с сухой (полимерной) изоляцией и воздушным охлаждением, а также с элегазовой изоляцией. В последнее время разработаны трансформаторы с обмотками кабельного типа, имеющие полиэтиленовую изоляцию.

Большие мощности трансформаторов и их выполнение на сверхвысокие напряжения определяют значительные напряженности электрического и магнитного полей при использовании активных материалов, а также значительные механические воздействия при коротких замыканиях в сети. Поэтому при эксплуатации трансформаторного оборудования необходимыми являются жесткий контроль теплового режима работы (для предупреждения износа изоляции вследствие старения при повышенных нагревах), периодическая подпрессовка обмоток, тщательная защита масла от увлажнения.

Направления совершенствования силовых трансформаторов характеризуются изменением ряда технических показателей и совершенствованием элементов конструкции. Одна из существенных задач – уменьшение потерь энергии в трансформаторах, т. е. потерь холостого хода и короткого замыкания.

Уменьшение потерь холостого хода (магнитных потерь) может быть достигнуто при использовании холоднокатаной электротехнической стали с содержанием кремния 3 % и выше, имеющей изотропию магнитных свойств (т. е. одинаковые свойства независимо от направления проката) и сниженные удельные потери при толщине листа 0,23; 0,18 и 0,15 мм.

Сокращение расходов изоляционных материалов, трансформаторного масла, массы обмоток и металла, используемого на изготовление баков и систем охлаждения трансформаторов, может быть достигнуто *уменьшением изоляционных расстояний* на основе новых технологий и применения новых средств защиты от перенапряжений. Значительный

эффект для экономии конструктивных материалов дает *применение форсированного охлаждения с направленной циркуляцией масла* в каналах обмоток и эффективных охладителях.

Для обеспечения экономичной работы сетей и надлежащего качества энергии, отпускаемой потребителям, возникает необходимость в расширении выпуска трансформаторов *с регулированием напряжения под нагрузкой* (РПН).

Разработанные методы исследования поля рассеяния трансформаторов и создание точных методов анализа распределения поля рассеяния и вызываемых ими электродинамических сил, действующих на обмотки при коротком замыкании, позволяют обеспечить электродинамическую стойкость и надежность силовых трансформаторов мощностью 250 – 1000 МВ·А и более.

Исследование поля рассеяния трансформаторов имеет целью также обеспечить определенную организацию и локализацию этого поля за счет рационального размещения обмоток и применения магнитных экранов, что позволяет существенно уменьшить добавочные потери в конструктивных деталях трансформатора:

- стенках бака и остова;
- обмотках и прессованных деталях обмоток.

Создание программ расчета электрического поля обмоток позволяет разрабатывать конструкцию изоляции обмоток трансформаторов напряжением 35 – 1150 кВ с учетом воздействия импульсных перенапряжений, не обращаясь к достаточно дорогим методам исследования натуральных моделей.

В электрических сетях напряжением 0,4 кВ с большим удельным весом однофазных потребителей очень сложно равномерно распределить нагрузки по фазам, поскольку они включаются независимо друг от друга в разные моменты времени. Главной причиной необоснованного увеличения потерь в таких сетях является *несимметричная нагрузка*, под действием которой значительно увеличиваются потери энергии в трансформаторе и ухудшается качество выходного напряжения. Увеличение этих потерь и ухудшение качества отпускаемой энергии сильно зависят от применяемой схемы соединения обмоток трансформатора. Как известно, по стандартам России наиболее распространенной схемой соединения обмоток распределительных трансформа-

торов являются схемы соединения Y/Y_0 , Y/Δ , Y_0/Δ . Однако при несимметричной нагрузке в таких трансформаторах происходит искажение формы кривой фазных напряжений и резко возрастают потери электроэнергии. Качественное улучшение связано с усложнением конструкции вторичных обмоток трансформатора, например, соединением обмоток в «зигзаг». Для соединения вторичных обмоток (НН) трансформатора в схему «зигзаг» вторичная обмотка каждой фазы состоит из двух половин: одна половина расположена на одном стержне, другая – на другом (рис. 27 и 28). Данные половины обмотки включены встречно, т. е. конец $x1$ соединен с концом $y2$ и т. д. Начала $a2$, $b2$ и $c2$ соединены и образуют нейтраль.

При соединении вторичных обмоток в «зигзаг» результирующие ЭДС обмоток, расположенных на разных стержнях, сдвинуты на 120° . Как уже было сказано выше, особенностью данной схемы соединения является то, что каждая фаза вторичной обмотки одновременно располагается сразу на двух стержнях магнитопровода.

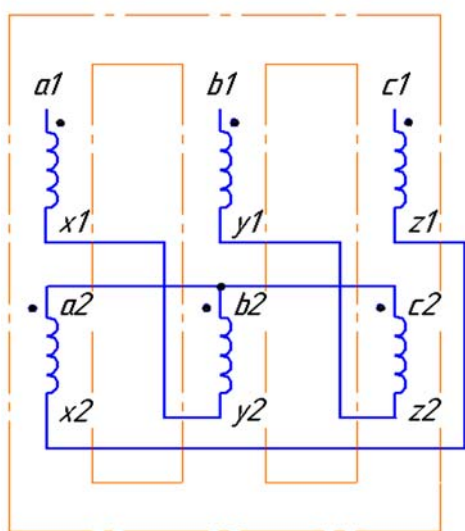


Рис. 27. Схема соединения вторичных обмоток трансформатора в «зигзаг»: векторная диаграмма трансформатора Y/Z_0 -11

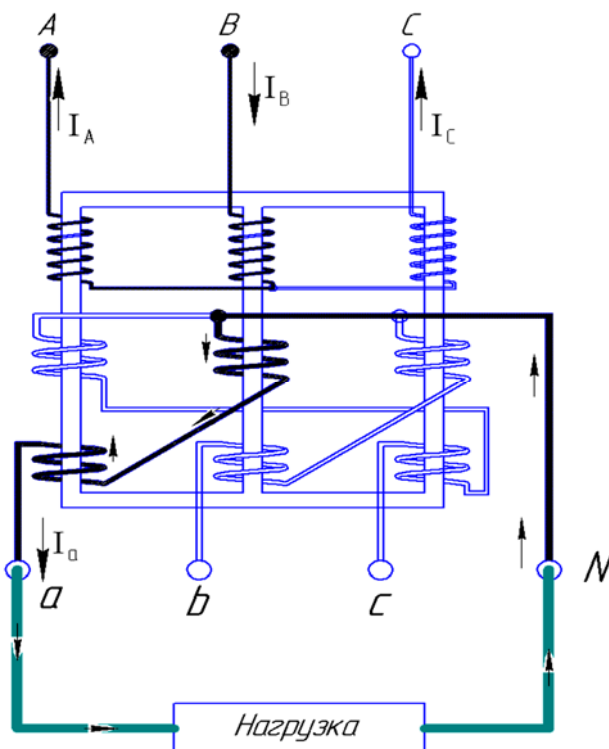


Рис. 28. Схема подключения однофазной нагрузки соединения вторичных обмоток трансформатора в «зигзаг» с нулем

Следовательно, при однофазной нагрузке созданная вторичной обмоткой намагничивающая сила размагничивает сразу два стержня, и первичный ток, компенсирующий это размагничивающее действие, распределяется по фазам первичной обмотки. Магнитное равновесие практически не нарушается, не возникает однонаправленный магнитный поток рассеяния (обмотки включены встречно), отсутствуют его негативные последствия. Справочные данные полного сопротивления трансформаторов стороны НН для различных схем соединения приведены в табл. 18.

Таблица 18

Справочные данные полного сопротивления трансформаторов стороны НН для различных схем соединения

Мощность трансформатора, кВ · А	Z полное для схемы Y/Y_0-0 , Ом	Z полное для схемы $Y_0/\Delta -11$, Ом	Z полное для схемы Y/Z_0-11 , Ом
25	3,11	0,864	0,602
40	1,95	0,540	0,376
63	1,237	0,343	0,239
100	0,779	0,216	0,150
160	0,487	0,135	0,096
250	0,312	0,086	0,063
400	0,203	0,054	—
630	0,129	0,042	—
1000	0,081	0,026	—

Оценим влияние однофазной нагрузки на работу трансформатора со схемой соединения Y/Y_0 . Во вторичной цепи нагружена только одна обмотка и, следовательно, созданная вторичной обмоткой намагничивающая сила размагничивает только один стержень, но первичный ток, компенсирующий размагничивающее действие вторичной обмотки, протекать только по одной нагруженной фазе не может, это связано с отсутствием нейтрального провода на первичной стороне (ВН). Первичный ток в различной степени протекает через все три обмотки ВН. Созданная им намагничивающая сила неравномерно распределяется

между стержнями магнитопровода и не компенсируется в ненагруженных фазах – в данном случае нарушается магнитное равновесие трансформатора (рис. 29).

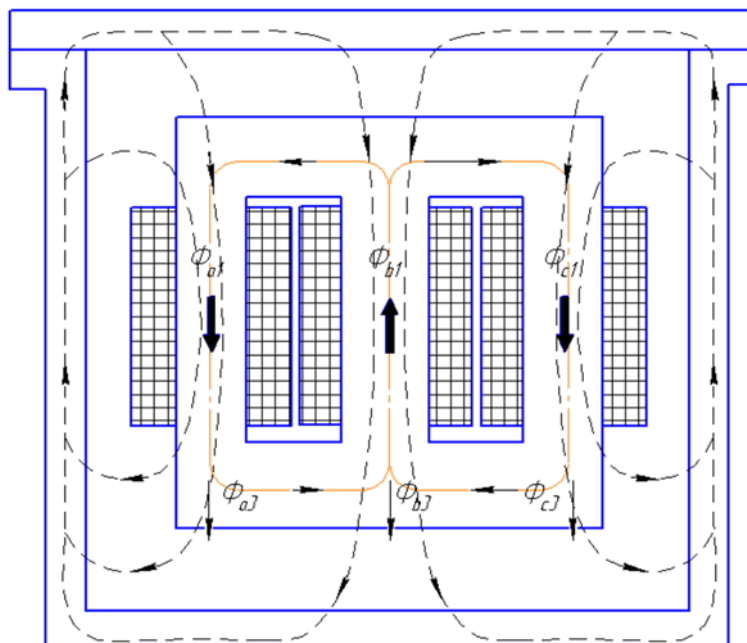


Рис. 29. Распределение магнитных потоков трансформатора: Φ_{a3} , Φ_{b3} , Φ_{c3} – совпадающие по фазе магнитные потоки одинаково направлены в стержнях и поэтому вынуждены замыкаться через бак трансформатора; Φ_{a1} , Φ_{b1} , Φ_{c1} – магнитные потоки основной частоты

Последствия этого нарушения сводятся к возникновению в трех стержнях магнитного потока рассеяния, направленного в одну сторону Φ_{a3} , Φ_{b3} , Φ_{c3} , который не был компенсирован намагничивающей силой первичной обмотки. Он замыкается через масло, бак и дно трансформатора и нагревает его. Кроме того, *магнитный поток рассеяния значительно увеличивает сопротивление магнитно неуравновешенной части первичной обмотки*. Это приводит к неравномерному распределению первичного напряжения между обмотками (рис. 30) и смещению нейтральной точки напряжений вторичной обмотки трансформатора Y/Y_0-11 . Но если первичные напряжения отличаются, то и вторичные напряжения не могут быть равными. Смещение нейтральной точки вторичной обмотки трансформатора (из точки O в точку O') относительно нейтральной точки в симметричном режиме работы

очень плохо сказывается как на работе самого трансформатора, так и на работе потребителей, запитанных от него.

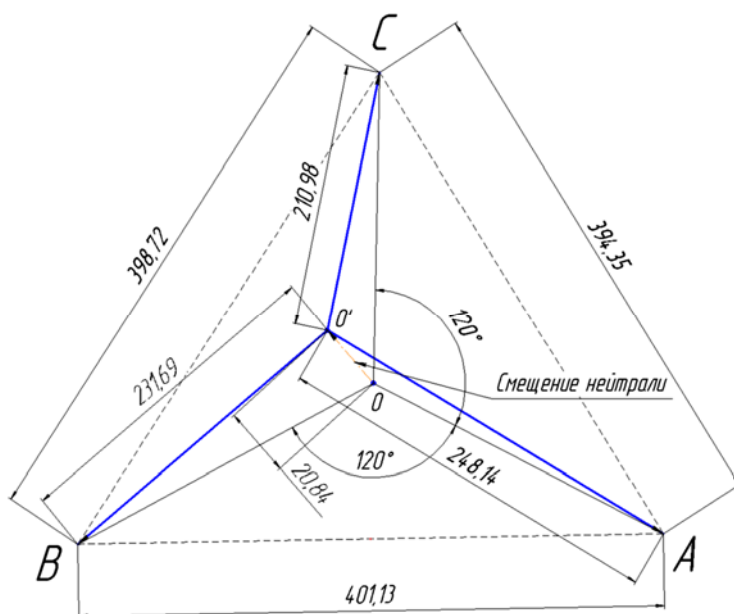


Рис. 30. Распределение первичного напряжения между обмотками для трансформатора со схемой Y/Y_0

При разложении данной несимметричной системы фазных напряжений на симметричные составляющие (рис. 31) видно, что основную часть несимметрии вносит составляющая напряжения нулевой последовательности, так как составляющая напряжения обратной последовательности мала.

При расчете срока окупаемости трансформаторов с различными схемами соединения относительно трансформатора Y/Y_0-11 можно отметить, что в общей стоимости этих трансформаторов увеличение его конечной цены составляет от 2 до 14 % относительно соединения вторичных обмоток «звездой».

Расчет срока окупаемости трансформаторов мощностью 100, 250 кВ · А для различных схем соединения относительно трансформатора со схемой соединения Y/Y_0-11 при токе в нулевом проводнике $0,25 \cdot I_0$ приведен в табл. 19 (ΔC – увеличение стоимости трансформатора с различными схемами соединения относительно трансформатора со схемой Y/Y_0-11 ; t – срок окупаемости разницы в цене; C – цена за 1 кВт·ч; K – конечная стоимость трансформатора для потребителя).

Из данных табл. 19 следует, что при среднестатистическом токе в нулевом проводнике $0,25 \cdot I_0$ трансформатор ТМГ-250 Y/Z_0-11 (М) окупает себя менее чем за 1,5 года. Срок окупаемости трансформатора Y/Y_0-11 меньше, чем у трансформаторов с другими схемами соединения, но только при наличии значительной несимметрии нагрузки.

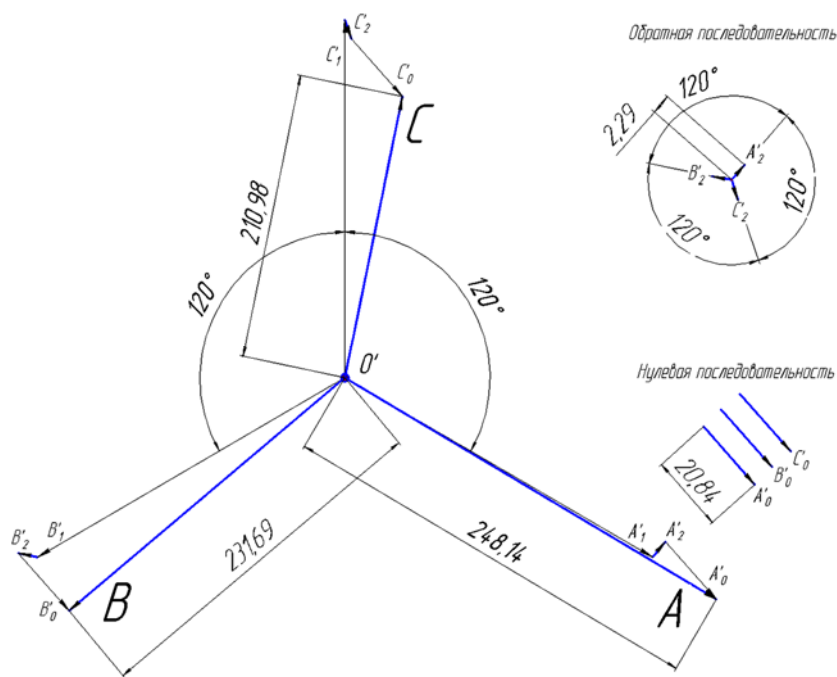


Рис. 31. Симметричные составляющие фазных напряжений

Таблица 19

Срок окупаемости трансформатора

Схема соединения	$S_H, \text{кВ} \cdot \text{А}$			100		250		
	Y/Y_H	Y/Z_H	$Y/Z_H(M)$	Y/Y_H	Y/Z_H	$Y/Z_H(M)$	Y/Y_H	Y/Z_H
Стоимость, К, руб.	88146	90790	97842	100064	143252	146117	150414,6	153400
Увеличение стоимости $\Delta C, \%$	—	3	11	13,5	—	2	5	7
Цена за 1 кВт·ч, С, руб.	2	2	2	2	2	2	2	2
Срок окупаемости t , лет	—	2,1	4	5,5	—	0,73	1,22	1,8

Сравнивая данные потерь в трансформаторах при несимметричной нагрузке с различными схемами соединения обмоток, видно, что наиболее экономичной из них является схема соединения Y/Z_0-11 (М) (табл. 20). Несколько меньший эффект дает схема соединения Y/Y_0-11 с СУ, что связано с добавочными омическими потерями, возникающими в обмотке симметрирующего устройства (СУ), при протекании по ней тока небаланса. При малой несимметрии схема соединения Y/Z_0-11 уступает схеме Y/Y_0-11 за счет изначально завышенных потерь КЗ, но при токе в нулевом проводнике более $0,15 \cdot I_0$ явно выигрывает.

Естественно, что трансформаторы со схемами соединения Y/Z_0 и Y/Y_0-11 с СУ требуют дополнительных затрат на материалы и изготовление. Сравним экономическую целесообразность применения следующих трансформаторов: трансформатор со схемой соединения Y/Y_0-0 ; трансформатор со схемой соединения Y/Z_0-11 , изготовленный на одной базе с трансформатором Y/Y_0-11 , т. е. изначально имеющий большие потери КЗ; трансформатор со схемой соединения Y/Z_0-11 (М), имеющий аналогичные характеристики потерь КЗ и ХХ с трансформатором Y/Y_0-11 ; трансформатор со схемой соединения Y/Y_0-0 с СУ; трансформатор со встроенным симметрирующим устройством.

Данные расчетов приведены с учетом следующих условий: время использования максимума нагрузки в году – 2000 часов; дополнительные потери учитываются **только в трансформаторе**, которые возникают за счет **несимметрии** нагрузки по фазам (тока в нулевом проводнике), т. е. на одной из фаз нагрузка будет меньше номинальной, что приводит к снижению общей мощности трансформатора; ток в нулевом проводнике изменяется от 0 до 0,5 номинального фазного для трансформаторов мощностью от 25 до 250 кВ·А.

Данные по трансформатору с СУ взяты из журнала «Новости электротехники» № 1(31), 2005 г.

Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах
за счет несимметрии нагрузки

S_H , кВ·А	I_0	P , В·А – потери КЗ				Q , кВ·Ар·ч – экономия в год относительно Y/Y_0		
		Y/Y_0	Y/Z_0	$Y/Z_0(M)$	Y/Y_0 с СУ	Y/Y_0 с СУ	Y/Z_0	$Y/Z_0(M)$
100	0	1970	2265	1970	1970	0	-590	0
100	0,1	1941	2127	1832	1854	174	-372	218
100	0,2	2125	2014	1719	1770	710	222	812
100	0,25	2278	1967	1672	1739	1078	622	1212
100	0,3	2492	1926	1631	1716	1552	1132	1722
100	0,4	3073	1863	1568	1693	2760	2420	3010
100	0,5	3857	1825	1530	1702	4310	4064	4654
25	0,25	633	599	509	530	206	68	248
40	0,25	979	878	758	777	404	202	442
63	0,25	1450	1278	1088	1130	640	344	724
160	0,25	3272	2645	2345	2339	1866	1254	1854
250	0,25	4665	3694	3194	3266	2798	1942	2942

Выводы

Для распределительных трансформаторов мощностью от 25 до 1250 кВ · А, защищаемых предохранителями со стороны ВН, безусловное преимущество имеет схема соединения обмоток Y/Z_n . Несколько меньший эффект дает схема D/Y_n и Y/Y_n с СУ. Схему Y/Y_n для таких трансформаторов применять не следует.

При несимметричной нагрузке значительный экономический эффект в разной степени дает использование трансформаторов со схемами соединения Y/Z_n , D/Y_n , Y/Y_n с СУ вместо повсеместно используемых в настоящее время Y/Y_n . Кроме этого использование трансформаторов со схемами соединения Y/Z_n , D/Y_n , Y/Y_n с СУ позволяет значительно улучшить качество отпускаемой электрической энергии, что ведет также к снижению потерь электрической энергии в сетях напряжением 0,4 кВ.

2.5. Электромагнитные измерительные трансформаторы тока и их назначение

Использование трансформаторов тока в электрических системах обусловлено решением следующих основных вопросов:

– измерение больших токов, когда измерение реального значения первичного тока не представляется возможным. Поэтому измеряют преобразованные в меньшую сторону токи после трансформатора тока, значения которых обычно принимают 1; 5 или 10 А;

– электрическое разделение первичных и вторичных цепей с целью защиты изоляции релейного оборудования, приборов учета электроэнергии и измерительных приборов.

Трансформаторы тока (ТТ) электромагнитные относятся к типу измерительных трансформаторов, предназначенных для измерения тока в первичной цепи. Трансформаторы тока пропорционально уменьшают токи в цепи высокого напряжения до гораздо более низкого значения и обеспечивают удобный способ безопасного контроля фактического электрического тока, протекающего в линии электропередачи переменного тока с использованием стандартного амперметра. Принцип работы измерительного трансформатора тока немного отличается от обычного трансформатора напряжения.

Трансформатор тока состоит из одной первичной и нескольких вторичных обмоток. Первичная обмотка состоит из одного или нескольких витков, это либо один плоский виток, либо катушка из сверхпрочного провода, намотанного на сердечник, либо просто проводник или шина, проходящие через центральное отверстие магнитопровода трансформатора (рис. 32). По этому признаку трансформатор тока можно отнести к трансформаторам последовательного включения, поскольку по первичной обмотке протекает полный ток нагрузки.

Однако вторичная обмотка может иметь большое количество витков, намотанных на многослойный сердечник большого сечения из ферромагнитного материала с малыми потерями. Поперечное сечение провода вторичной обмотки сравнительно невелико, поэтому создаваемая плотность магнитного потока в сердечнике является низкой. Вторичная обмотка трансформатора тока работает либо в режиме короткого замыкания (нагрузка – амперметр), либо на резистивную нагрузку, но при условии, что напряжение, наведенное во вторичной

обмотке, не станет достаточно большим, чтобы насытить сердечник или вызвать отказ из-за пробоя изоляции.



Рис. 32. Общий вид трансформаторов тока: *а* – проходных; *б* – шинных

В отличие от трансформатора напряжения ток в первичной обмотке трансформатора тока не зависит от тока в цепи вторичной обмотки, а обуславливается внешней нагрузкой. Значение тока вторичной обмотки устанавливается в соответствии со стандартом либо в 1 А, либо в 5 А для сильноточной нагрузки, что позволяет подключать небольшие и точные приборы, такие как ваттметры, измерители коэффициента мощности и устройства управления с гарантией их изоляции от любых высоковольтных линий электропередач (рис. 33).

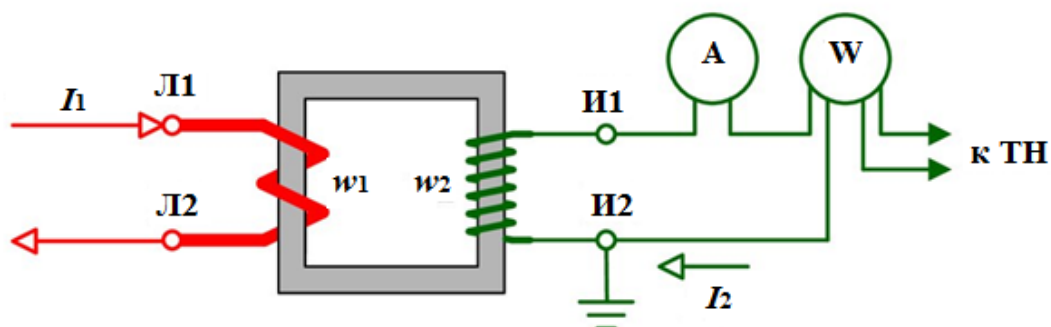


Рис. 33. Схема подключения измерительных приборов к трансформатору тока

Конструктивно трансформаторы тока можно разделить:
 – на **обмоточные**. Первичная обмотка трансформатора физически соединена последовательно с проводником, по которому протекает измеряемый ток. Значение вторичного тока зависит от числа витков вторичной обмотки;

– *тороидальные*. Вместо первичной обмотки используется линия или шина, по которой протекает ток нагрузки, проходящий через окно или отверстие в тороидальном трансформаторе (рис. 34). Некоторые типы трансформаторов выполняются с разделенным сердечником, что позволяет устанавливать, открывать и закрывать его, не отключая электрическую цепь, к которой он подключен;

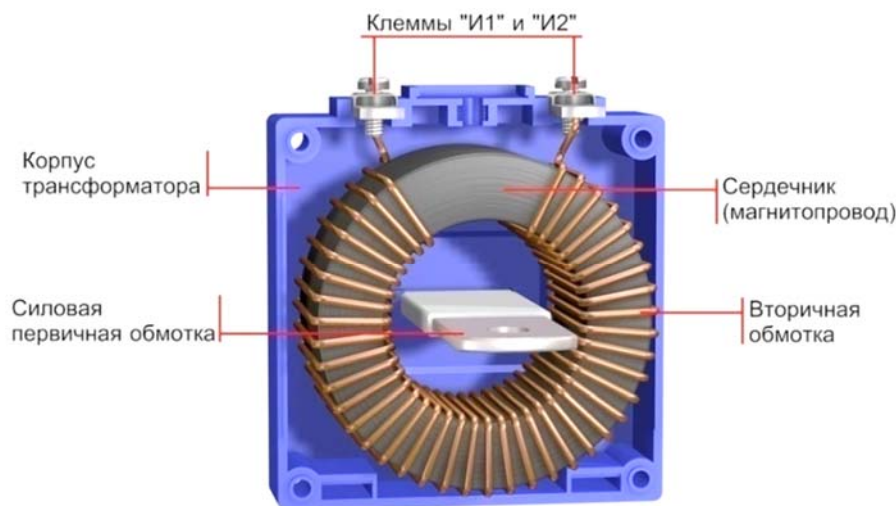


Рис. 34. Конструкция проходного трансформатора тока

– *трансформаторы тока стержневого типа*. В качестве первичной обмотки используется кабель или шина главной токовой цепи, что эквивалентно одному витку. Эти трансформаторы полностью изолированы от высокого рабочего напряжения сети и обычно крепят болтами к токонесущему устройству (рис. 35);

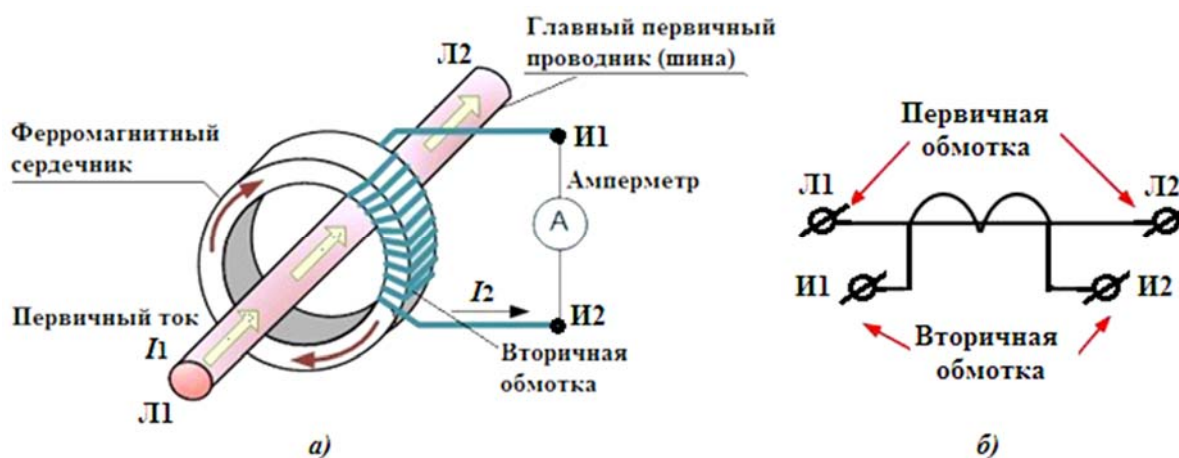


Рис. 35. Трансформатор тока: *а* – конструкция; *б* – обозначение на схеме

– *волоконно-оптические электронные (оптоэлектронные) трансформаторы тока*, структурная схема которых показана на рис. 36, общий вид – на рис. 37. Они основаны на использовании магнито-оптического эффекта Фарадея, позволяют получать измеренные значения сразу в цифровом виде, а примененная схема измерения напряжений дает возможность значительно повысить точность измерений и снизить погрешности. Внедрение в электрических системах этих электронных трансформаторов обеспечит технологию измерений на качественно новом уровне, приблизив такие объекты к полноценному переходу к цифровой подстанции и технологии *Smart Grid*.

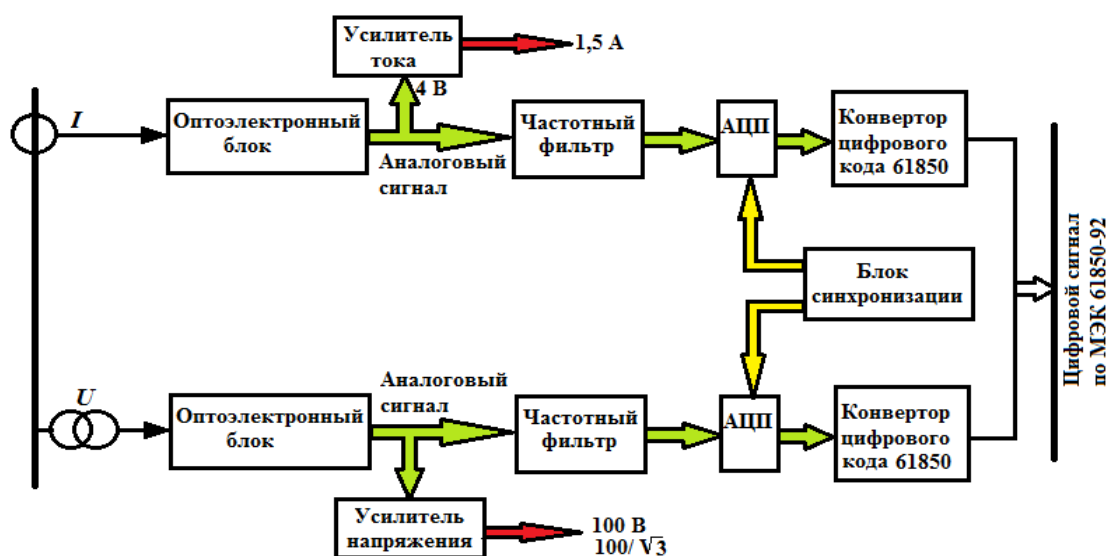


Рис. 36. Структурная схема универсального оптоэлектронного трансформатора тока и напряжения для трехфазной сети

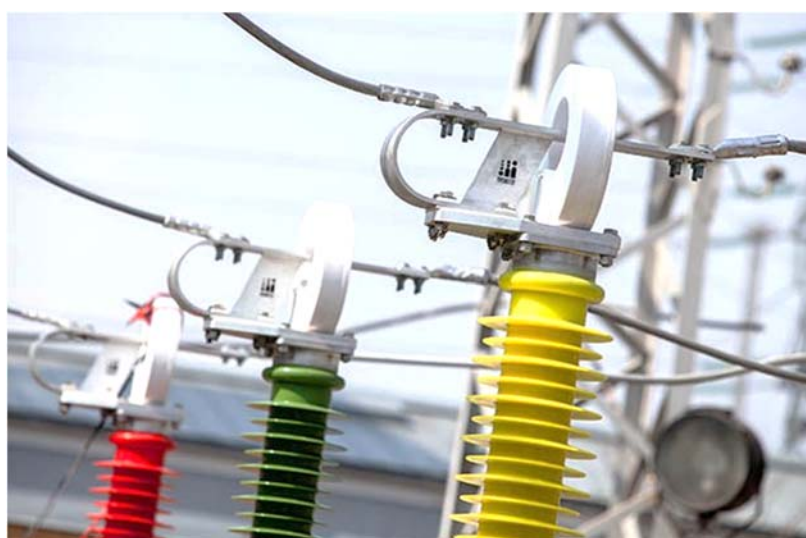


Рис. 37. Общий вид оптоэлектронного трансформатора тока для трехфазной сети

По назначению трансформаторы тока разделяют:

– на измерительные, осуществляющие передачу токов на приборы измерения;

– защитные, подключаемые к токовым цепям защит – это комбинированные трансформаторы тока с мощным магнитопроводом, используемым при аварийных режимах на оборудовании, и обычным, предназначенным для замеров при номинальных параметрах сети. Обмотки, навитые вокруг усиленного железа, используют для работы защитных устройств, а обычные – для измерений тока или мощности/сопротивления. Защитные обмотки таких ТТ маркируют индексом «Р» (релейные), а измерительные обозначают цифрами метрологического класса точности ТТ, например «0,5». Защитные обмотки при нормальном режиме работы трансформатора тока обеспечивают измерение значения первичного тока с точностью 10 % – десятипроцентные обмотки;

– лабораторные, обладающие высоким классом точности;

– промежуточные, используемые для повторного преобразования.

По эксплуатационным характеристикам выделяют трансформаторы тока:

– для наружного монтажа на открытом воздухе;

– для закрытых установок;

– встроенные в оборудование;

– накладные – надеваемые на проходной изолятор;

– переносные, позволяющие делать замеры в разных местах.

По значению рабочего напряжения трансформаторы тока бывают:

– высоковольтными (более 1000 В);

– на значение номинального напряжения до 1 кВ.

Трансформаторы тока также классифицируют по способу изоляционных материалов, количеству ступеней трансформации и другим признакам.

Трансформаторы тока применяют не только для включения амперметров, но и токовых обмоток ваттметров, счетчиков и фазометров. Поскольку эти приборы являются полярными, то для правильности показаний необходима правильная передача фазы тока, поэтому выводы обмоток трансформатора определенным образом маркируют, как это

показано на рис. 35 (индекс 1 соответствует втекающему току): первичную – Л1 и Л2 (линия) и вторичную – И1 и И2 (измеритель).

Для организации коммерческого учета электрической энергии, измерений и защит линий электропередачи или силовых автотрансформаторов используются выносные трансформаторы тока, размещение которых на ОРУ-110 кВ показано на рис. 38.



Рис. 38. Выносные трансформаторы тока ОРУ-110 кВ

ности, как правило, связаны с однофазными замыканиями на землю. Эти токи могут возникать и при нормальных несимметричных режимах работы, достигая значительной величины. Это приводит к ложным срабатываниям защитных устройств от замыканий на землю. В трехфазной сети вторичные обмотки трансформаторов тока соединяются по схеме фильтра нулевой последовательности (ФНП) (рис. 40) (звезда в режиме короткого замыкания). При нарушении симметрии фазных токов (небаланс токов) в цепи нагрузки (обмотка токового реле) протекает ток (при отсутствии глухозаземленной нейтрали, не превышающей значение рабочих токов), и при определенном его значении срабатывает токовая защита.

Отдельно следует выделить трансформаторы тока нулевой последовательности, используемые для организации токовой защиты нулевой последовательности при разрушении изоляции и появлении утечки тока, общий вид которых показан на рис. 39. С целью контроля подобных токовых утечек было создано специальное устройство – трансформатор тока нулевой последовательности, нашедший применение также и в устройствах защитного отключения.

В электрических сетях с напряжением от 6 до 35 кВ токи нулевой последовательности,

В сетях с глухозаземленной нейтралью токи однофазного короткого замыкания на землю очень большие и для защиты от однофазных замыканий на землю используется токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП), обеспечивающая отключение коммутационной аппаратуры с определенной выдержкой времени с целью организации селективности защит на разных трансформаторных подстанциях.



Рис. 39. Трансформаторы тока нулевой последовательности

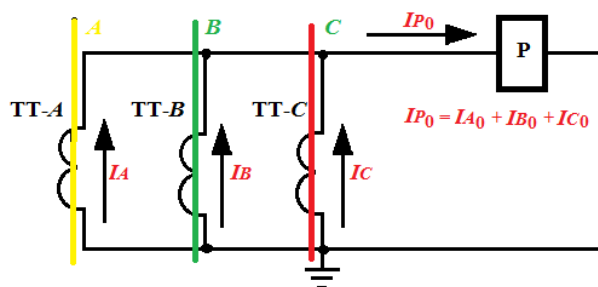


Рис. 40. Схема фильтра нулевой последовательности с токовым реле

При организации ТЗНП необходимо подбирать трансформаторы тока с одинаковыми кривыми намагничивания, т. е. ТТ должны быть одной марки с одинаковыми входными и выходными характеристиками, при этом погрешности их выходных параметров не должны превышать 10 %. Трансформаторы тока в схеме фильтра нулевой последовательности на ОРУ-110 кВ показаны на рис. 41.



Рис. 41. Трансформаторы тока в схеме ФНП ОРУ-110 кВ

Отметим, что современные токовые защиты в отличие от устаревших – релейных выполнены на микроконтроллерах.

Трансформаторы тока и амперметры используются вместе как согласованная пара, в которой конструкция трансформатора тока такова, чтобы обеспечить максимальный вторичный ток, соответствующий полномасштабному отклонению амперметра, поэтому калибровка трансформатора тока выполняется для определенного типа амперметра.

Большинство трансформаторов тока выполняются на вторичный ток в 5 А и обозначаются как 100/5, 500/5 и т. д. Фактически это указывает на отношение номинальных (максимальных) значений первичного и вторичного токов и при снятии показаний учитывается.

Параметры трансформатора тока можно выразить через идеальный коэффициент трансформации токов, определяемый как отношение числа витков вторичной и первичной обмоток k_w , отличающийся от реального коэффициента трансформации токов, выраженного через отношение реальных (номинальных) значений первичного и вторичного токов:

$$k_w = \frac{w_2}{w_1} < k_{\text{ном}} = \frac{I_{1\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}},$$

где w_1 – число витков первичной обмотки с током $I_{1\text{ном}}$;

w_2 – число витков вторичной обмотки с током $I_{2\text{ном}}$.

Тогда значение вторичного тока определяется соотношением

$$I_{2\text{ном}} = I_{1\text{ном}} \left(\frac{w_1}{w_2} \right) = I_{1\text{ном}} \cdot k_{\text{ном}}.$$

Значение реального коэффициента трансформации трансформатора тока в нормальном режиме работы (первичный ток не превышает номинальный) в инженерных расчетах можно принимать равным по значению идеальному, поскольку ток намагничивания трансформатора тока не превышает 1 – 3 % от первичного тока.

По значению параметров трансформатора тока и подключаемого амперметра рассчитывается напряжение на его зажимах. Например, при соотношении витков первичной и вторичной обмоток $w_1/w_2 = 1/160$ и вторичном токе в 5 А полное отклонение стрелки амперметра происходит при значении первичного тока, равным 800 А.

$$I_{1\text{ном}} = I_{2\text{ном}} \cdot w_2 = 5 \cdot 160 = 800 \text{ А}.$$

Тогда действующее значение напряжения на зажимах амперметра с внутренним активным сопротивлением $R_A = 0,2 \text{ Ом}$ составит

$$U_A = I_{2\text{НОМ}} \cdot R_A = 5 \cdot 0,2 = 1 \text{ В.}$$

Однако при размыкании вторичной обмотки трансформатор тока будет работать в режиме трансформатора напряжения с коэффициентом трансформации

$$k_{TU} = \frac{U_{1\text{НОМ}}}{U_{2\text{НОМ}}} = \frac{w_1}{w_2}.$$

Обрыв или размыкание вторичной обмотки трансформатора тока можно считать аварийным режимом, поскольку железо сердечника сильно насыщается и возникающие при этом перенапряжения приводят к пробое изоляции

$$U_{2\text{НОМ}} = \frac{U_{1\text{НОМ}}}{k_{TU}} = U_{1\text{НОМ}} \frac{w_2}{w_1}.$$

Поскольку значение коэффициента трансформации трансформатора тока значительно меньше единицы, то напряжение на разомкнутой вторичной обмотке при единичном витке в первичной даже в сети напряжением менее 1 кВ составит десятки киловольт. Отметим, что относительно большие соотношения числа витков обмоток трансформатора тока могут быть достигнуты путем изменения первичных витков через окно трансформатора тока, где один первичный ток равен одному проходу, а более одного прохода через окно приводит к изменению соотношения токов как показано на рис. 42.



Рис. 42. Примеры изменения коэффициента трансформации токов числом проходов первичного проводника через окно магнитопровода

Однако если через окно магнитопровода ТТ проходит кроме первичного силового проводника еще и обратный силовой проводник (рис. 43), то во вторичной обмотке сформируется сигнал, пропорциональный разности токов в силовых проводниках. Такие трансформаторы тока называются дифференциальными и используются в устройствах защитного отключения (УЗО) и дифференциальных автоматах (ДА).

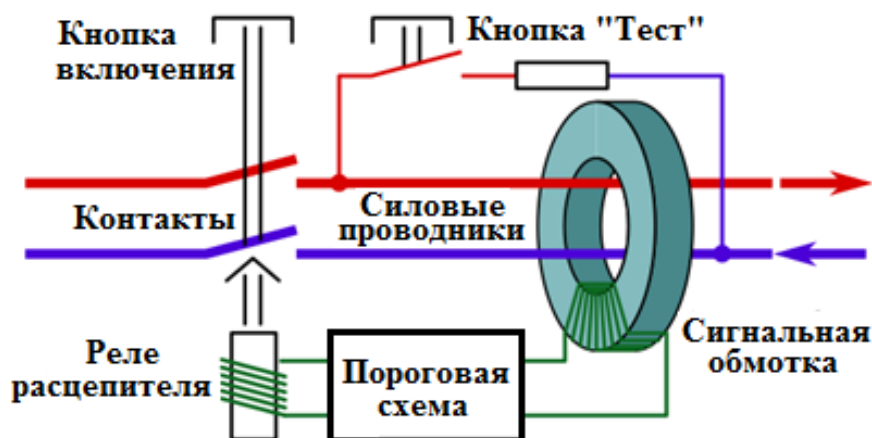


Рис. 43. Дифференциальный трансформатор тока

Среди многообразия типов трансформаторов тока можно выделить специализированные с разделенным сердечником:

– портативные, или «токовые клещи», сердечник которых перед измерением открывают и затем закрывают вокруг проводника с током, обеспечивая быстрое считывание результатов измерений на цифровом дисплее без размыкания цепи (рис. 44);



Рис. 44. Трансформатор тока типа «токовые клещи»

нагрузки (кабель) или шину. Трансформатор тока такого типа используется для измерения токов от 100 до 5000 А. Размеры квадратного окна такого трансформатора от 25 до 300 мм.

Принцип действия трансформатора тока не отличается от принципа действия обычного силового трансформатора (трансформатора напряжения). Первичная обмотка трансформатора тока включается последовательно в электрическую цепь измеряемого тока и независимо от того, как включена вторичная обмотка, весь ток нагрузки, или ток короткого замыкания, протекает через эту цепь. Вторичная обмотка замыкается на различные последовательно включенные токовые обмотки измерительных приборов или обмотки реле, т. е. работает практически в режиме короткого замыкания. Принцип устройства трансформатора тока и схема его замещения показаны на рис. 45.

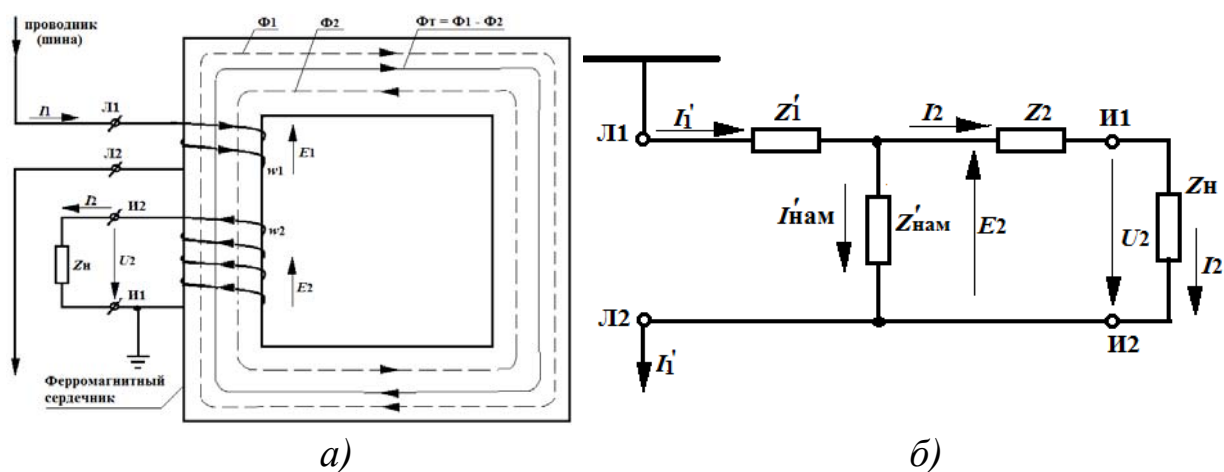


Рис. 45. Трансформатор тока: *а* – принцип устройства; *б* – схема замещения (принято, что параметры первичной обмотки приведены к числу витков вторичной обмотки)

В соответствии с законом полного тока магнитодвижущие силы обмоток уравниваются намагничивающим потоком (рис. 45, *а*)

$$I_1 \cdot w_1 - I_2 \cdot w_2 \Rightarrow I_{\text{нам}} \cdot w_1,$$

где $I_{\text{нам}}$ – намагничивающий ток трансформатора тока.

Решая приведенное соотношение относительно тока вторичной обмотки, получим

$$I_2 = \frac{(I_1 - I_{\text{нам}})}{k_w} = (I_1 - I_{\text{нам}}) \frac{w_1}{w_2}.$$

С учетом равенств $I_2 \cdot w_2 = \Phi_2$; $I_1 \cdot w_1 = \Phi_1$; $I_{\text{нам}} \cdot w_1 = \Phi_T$ выражение для баланса магнитных потоков трансформатора тока можно привести к виду $\Phi_2 = \Phi_1 - \Phi_T$, где Φ_T – поток намагничивания.

Отличия показателей реальных моделей трансформаторов тока от расчетных значений оцениваются метрологической характеристикой – *классом точности трансформатора тока*.

В реальной работе значения токов в обмотках не являются постоянными величинами. Поэтому коэффициент трансформации трансформатора тока $k_{\text{ном}}$ принято обозначать по номинальным значениям первичного $I_{1\text{ном}}$ и вторичного токов $I_{2\text{ном}}$. Например, выражение 1000/5 для ТТ означает, что при рабочем первичном токе 1 кА во вторичных витках будет действовать нагрузка 5 А. По этим значениям и рассчитывается длительная эксплуатация этого трансформатора тока.

Измерительные трансформаторы тока характеризуются токовой погрешностью ΔI (в процентах) и угловой погрешностью σ (в минутах) и в зависимости от токовой погрешности разделены на пять классов точности: 0,2; 0,5; 1; 3; 10.

$$\Delta I = \frac{k_{\text{ном}} \cdot I_2 - I_1}{I_1} 100 \%$$

Предельно допустимые токовые и угловые погрешности измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001 приведены в табл. 21.

Таблица 21

Предельно допустимые погрешности трансформаторов тока

Класс точности	Наибольшая погрешность	
	Токовая, %	Угловая, мин
0,2	$\pm 0,2$	± 10
0,5	$\pm 0,5$	± 30
1	± 1	± 60
3	± 3	Не нормируется
10	± 10	

Принцип определения точности трансформатора тока можно оценить по его схеме замещения, изображенной на рис. 45, б, значения

всех первичных величин которой условно приведены к вторичной обмотке. Уравнения электрического состояния в соответствии с принятыми условными положительными направлениями токов и напряжений отображены векторной диаграммой на рис 46.

Трансформаторы тока, применяемые в распределительных устройствах, выбирают по конструкции, классу точности и напряжению, поскольку они одновременно выполняют роль проходного изолятора (ТПЛ, ТПОЛ). В комплектных РУ напряжением до 35 кВ применяются опорно-проходные (стержневые) трансформаторы тока – ТЛМ, ТПЛК, ТНЛМ, шинные – ТШЛ.

В распределительных устройствах напряжением 35 кВ и выше используются встроенные в силовые трансформаторы и выключатели тока, трансформаторы типа ТВ и ТВТ, а также трансформаторы тока наружной установки (ТФЗМ).

При выборе трансформатора тока по напряжению должно выполняться соотношение $U_{уст} \leq U_{ном}$, где $U_{уст}$ – напряжение установки, кВ; $U_{ном}$ – номинальное напряжение трансформатора тока, кВ.

Следует обратить внимание на опасные факторы при работе электромагнитных трансформаторов тока. При работе трансформатора тока под нагрузкой может изменяться электрическое сопротивление или проводимость изоляции при тепловом перегреве, случайных механических воздействиях, некачественном монтаже. Повреждение изоляции приводит к возникновению токов утечки по различным, часто не предусмотренным цепям, или к межвитковым замыканиям обмоток. Осмотры работающей схемы тепловизорами позволяют выявить и устранить дефекты нарушенных контактов, а

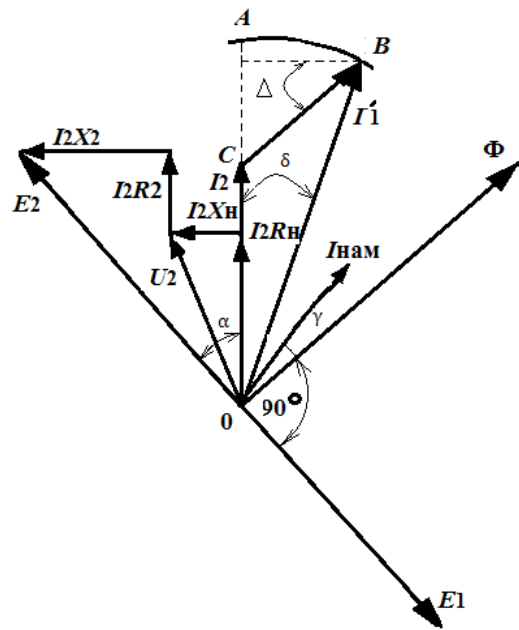


Рис. 46. Векторная диаграмма трансформатора тока (абсолютное значение отклонения векторов первичного и вторичного тока определяет отрезок AC, а угол $\Delta = \alpha + \gamma$)

снятие вольт-амперных характеристик в лабораторных условиях и замеры основных параметров в рабочей схеме – выявить межвитковые замыкания. Обычно при всех испытаниях проводится оценка отношения значений первичного и вторичного токов без оценки отклонения по углу.

При пробое изоляции возникает повышенная опасность получения электротравм персоналом или повреждения оборудования при нарушениях изоляционного слоя. С целью предотвращения таких ситуаций используется заземление одного из вторичных выводов трансформатора для стекания через него высоковольтного потенциала при авариях. Эта клемма всегда имеет обозначение на корпусе прибора и указывается на схемах подключения.

При разрыве вторичной цепи возникает возможность поражения высоковольтным потенциалом, поэтому выводы вторичной обмотки с маркировкой «И1» и «И2» всегда должны быть подключены на нагрузку с соблюдением полярности. Объясняется это тем, что проходящий по первичной обмотке ток обладает мощностью высокого потенциала, который трансформируется во вторичную цепь с малыми потерями, и при разрыве в ней резко уменьшается составляющая тока до значений утечек через окружающую среду, но при этом значительно возрастает падение напряжения на разомкнутых контактах вторичной обмотки при прохождении тока в первичной схеме и может достигать нескольких киловольт.

Поэтому все вторичные цепи трансформаторов тока постоянно должны быть надежно собраны, а на выведенных из работы обмотках или кернах всегда устанавливаются шунтирующие закоротки.

При отсоединении ошиновки трансформатора тока в сторону отключенного выключателя на незаземленном проводе появляется статическая составляющая наведенного (индуктированного) напряжения свыше 500 В, поэтому для защиты от наведенного напряжения в РУ необходимо установить заземление на незаземленный участок ошиновки.

2.5.1. Волоконно-оптические электронные трансформаторы тока

Замена рассмотренных выше трансформаторов тока на волоконно-оптические электронные обусловлена требованиями к повышению точности средств измерения и интеграции их в единую сеть мониторинга и контроля технологических процессов. Работа волоконно-оптических электронных трансформаторов тока основана на магнитооптическом эффекте Фарадея, открытого в одно время с законом электромагнитной индукции.

Возможность применения эффекта Фарадея для бесконтактного измерения в токопроводе значения постоянного тока вытекает из закона Верде, который выражает простейшую (линейную) зависимость фарадеевского вращения плоскости поляризации напряженности магнитного поля от значения внешнего магнитного поля и справедлив для изотропных сред в области не слишком сильных магнитных полей. Для ферромагнитных материалов зависимость эффекта Фарадея от значения напряженности магнитного поля усложняется вследствие наличия в них исходной (начальной) спонтанной намагниченности, связанной с определенным кристаллографическим направлением. Вращение плоскости поляризации света, распространяющегося в веществе вдоль линий магнитного поля, в которое помещено вещество, характеризуется *постоянной Верде*, являющейся скалярной физической величиной и представляющей собой коэффициент пропорциональности, определяющий связь между углом поворота плоскости поляризации напряженности магнитного поля и длиной пути света в среде. Значение постоянной Верде зависит от свойств вещества, длины волны и монохроматичности излучения, температуры.

Измеряя угол поворота плоскости поляризации света, можно определить индукцию магнитного поля или силу тока, если преобразователь поместить в магнитном поле измеряемого тока. Угол поворота плоскости поляризации света определяется соотношением $\beta = v \cdot B \cdot d$, где β – угол поворота, рад; B – плотность магнитного потока, л; d – длина части ячейки Фарадея, взаимодействующей с магнитным потоком, м; v – константа Верде для данного материала ячейки Фарадея.

При постоянном токе вокруг токопровода образуется постоянное магнитное поле, поместив в которое чувствительный элемент с линейно поляризованным светом можно определить по углу поворота последнего значение напряженности магнитного поля, а по ней и значение самого тока в токопроводе за фиксированные промежутки времени. Схема, иллюстрирующая эффект Фарадея, показана на рис. 47.

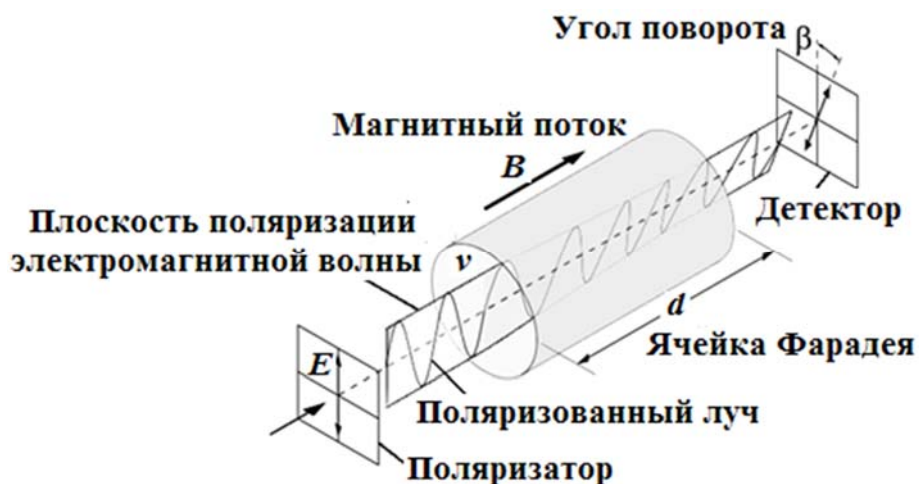


Рис. 47. Схема, иллюстрирующая эффект Фарадея

Магнитное поле переменного тока является переменным не только по значению, но и по направлению, изменяясь на противоположное каждый полупериод, т. е. каждые 10 мс для промышленного тока с частотой $f_T = 50$ Гц. Вращение плоскости поляризации света в чувствительном элементе также изменяется на противоположное каждый полупериод, поэтому за полный период синусоидального тока угол Фарадея равен нулю. Следовательно, все измерения угла Фарадея необходимо проводить отдельно для положительных и отрицательных полупериодов тока, синхронизируя с ними начало и конец соответствующих измерений.

Главным чувствительным элементом любого волоконно-оптического электронного трансформатора тока, существенно влияющим на его основные технические и метрологические параметры, является оптическое волокно (ОВ) для передачи световой энергии и оптических сигналов.

Оптическое волокно является световодом (волноводом), т. е. передает электромагнитную волну оптического диапазона с одной входной его поверхности (торца световода) на другую выходную торцевую поверхность (рис. 48).

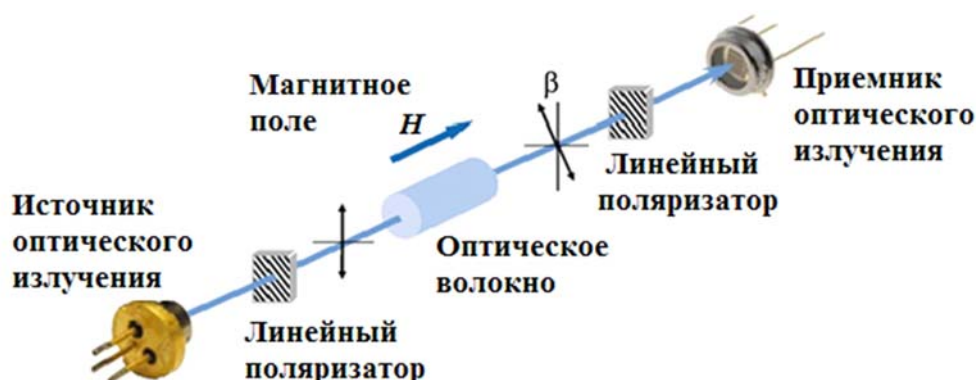


Рис. 48. Схема датчика оптического трансформатора тока

Конструкция оптического волокна представляет собой цилиндрическое стеклянное волокно в защитной оболочке, световедущая жила которого – сердцевина – выполнена из сверхчистого кварцевого стекла и окружена оболочкой из другого стекла или полимера с меньшим показателем преломления.

Типичная схема оптического трансформатора тока (ОТТ) содержит чувствительный элемент в виде нескольких витков ОВ, помещенных в жесткую защитную оболочку из немагнитного материала – токовую головку для ОТТ или измерительную петлю для ОПТ, и электронно-оптический блок (ЭОБ), соединяемый с чувствительным элементом непосредственно (для ОПТ) или через оптический кросс (для ОТТ) (рис. 49).

Электронно-оптический блок генерирует с помощью встроенного лазера и модулятора на своем оптическом выходе монохроматический циркулярно поляризованный световой сигнал, направляемый по поддерживающему поляризации оптическому волокну на вход чувствительного элемента.

В чувствительном элементе плоскость поляризации сигнала подвергается под воздействием магнитного поля H_1 тока I_1 соответствующему повороту на угол Фарадея, и с выхода чувствительного эле-

мента световой сигнал поступает на оптический вход ЭОБ, где на фазовом детекторе из него формируется электрический измерительный сигнал.

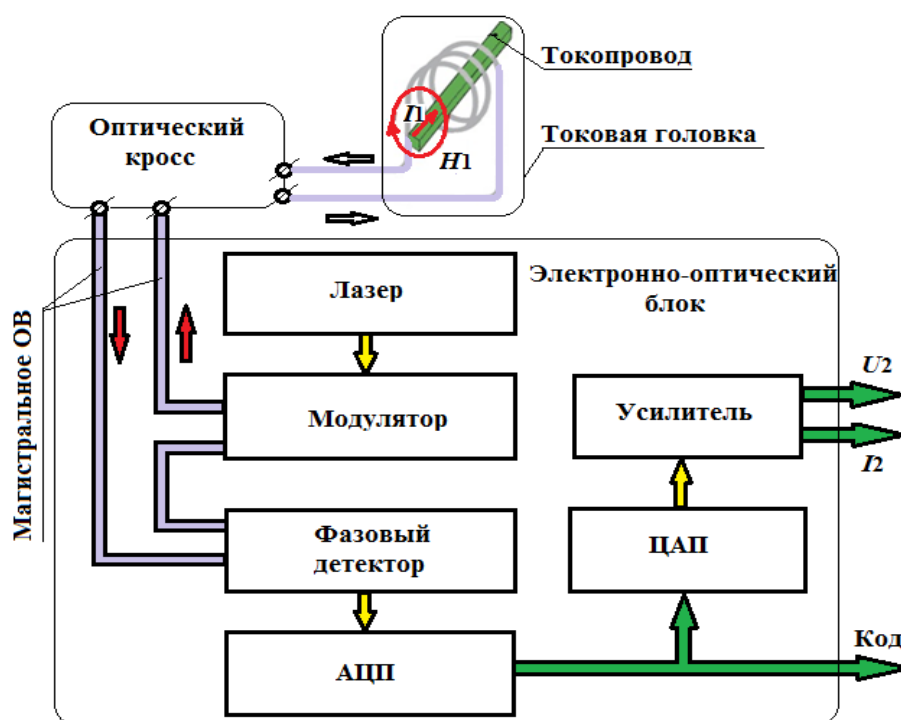


Рис. 49. Упрощенная структурная схема оптического трансформатора тока

Далее этот сигнал через аналого-цифровой преобразователь (АЦП) поступает в виде цифрового кода определенной разрядности на дискретный интерфейсный выход ЭОБ и через цифроаналоговый преобразователь (ЦАП) на усилитель, где формируются нормированные аналоговые выходные сигналы в виде напряжения или тока для выдачи на аналоговый интерфейс ЭОБ. Таким образом, измерительная информация может быть получена на выходе ЭОБ для дальнейшего использования. Конструкция волоконно-оптического датчика тока показана на рис. 50.

В оптическом трансформаторе тока токовые головки устанавливаются на вершине изоляционных колонн, которые выполняют одновременно функции опоры шины с головкой, защиты оптического волокна от воздействий внешней среды, поскольку оптическое волокно проходит внутри колонны от головки к кроссовому блоку, размещаемому, как правило, в основании колонны и дополнительной электрической изоляции кроссового блока и персонала, работающего с ОВ у основания колонны.

Для обеспечения опорной функции колонна изготавливается в виде спиралевидного цилиндра необходимой высоты, а для обеспечения его защитной и изоляционной функций используют композитный материал (стеклопластик) с высокими изоляционными и антикоррозионными свойствами.



Рис. 50. Конструктивное исполнение волоконно-оптического датчика тока

В оптическом преобразователе тока (ОПТ) вместо стандартной токовой головки используется измерительная петля (волоконно-оптический датчик тока (ВОДТ)), форма и размер которой подбираются под токоведущую шину, в которой необходимо измерить ток. ОПТ с такой изменяемой петлей называют трансформируемым. В отличие от ОПТ, применяемых на высоковольтных подстанциях для измерений переменного тока промышленной частоты, ОПТ используют, как правило, при измерении больших переменных или постоянных токов в различных технологических процессах на энергоёмких производствах, например, в электрометаллургической или электрохимической промышленности.

Основные преимущества оптических трансформаторов тока по сравнению с их электромагнитными аналогами в техническом, технологическом и эксплуатационном плане заключаются в следующем.

Технические:

– возможность масштабного преобразования в большом динамическом диапазоне и высокоточные измерения как переменного (до 100 кА), так и постоянного или импульсного (до 600 кА) токов различных уровней напряжений (до 800 кВ);

– малая инерционность и отсутствие явлений гистерезиса, магнитного насыщения и остаточного намагничивания при оптико-электронном преобразовании световых сигналов;

– большой динамический диапазон (от 0,1 до 200 % первичного номинального тока $I_{1ном}$) и высокая точность (0,1 – 0,2 %) для измерений и защиты токовых цепей, достигаемые за счет использования поляризованных световых сигналов и их цифровой обработки, с возможностью в отличие от электромагнитных аналогов электронной перенастройки коэффициентов трансформации, что позволяет использовать один и тот же преобразователь при десятикратно различающихся первичных номинальных токах;

– широкая полоса пропускания сигналов (не менее 6 кГц), позволяющая производить полный анализ не только количества, но и качества электроэнергии в соответствии со стандартом (в части высших гармоник (до 100 гармоник) и переходных процессов (для защиты)).

Технологические:

– возможность интеграции в измерительные и информационные системы с использованием различных интерфейсов – аналоговых, дискретных и цифровых – и исключением влияния вторичной нагрузки на процессы измерения;

– экологичность и полная пожаро-, взрыво- и электробезопасность за счет отсутствия вредных веществ и электропроводящих материалов в ВОДТ и использования маломощных световых сигналов, исключающих возможности искрения и возгорания в нештатных ситуациях (например, при обрыве ОВ);

– высокая помехоустойчивость к электромагнитным помехам, позволяющая монтировать изделия в сложной электромагнитной обстановке без ее предварительного анализа и коррекции.

Эксплуатационные:

– долговечность, долговременная стабильность и высокая повторяемость метрологических характеристик изделий;

– низкая чувствительность к вибрациям и изменениям температуры;

– малые весогабаритные параметры, упрощающие и облегчающие монтаж, а также позволяющие устанавливать изделия в ограниченном пространстве, в любом положении, с установкой на опору или путем подвешивания к жесткой шине;

– простота и надежность конструкции ВОДТ, высокая надежность и самодиагностика электронно-оптических блоков минимизируют требования к техническому обслуживанию и поверке изделий.

Перечисленные преимущества являются следствием практической реализации эффекта Фарадея путем применения в рассматриваемых изделиях маломощных поляризованных световых сигналов, распространяющихся в оптическом волокне, помещенном в магнитное поле измеряемого тока, бесконтактного воздействия поля на данные сигналы и электронной цифровой обработке результатов измерений угла поворота плоскости поляризации.

2.5.2. Измерительные электромагнитные трансформаторы напряжения

Измерительные электромагнитные трансформаторы напряжения предназначены для измерения высокого напряжения электроустановок переменного тока путем снижения этого напряжения до стандартного номинального вторичного напряжения, равного 100 В, для подачи на защитные реле, приборы измерения и системы автоматики.

Измерительные трансформаторы для замера напряжения обеспечивают гальваническую развязку и дают возможность применения стандартных обычных приборов для измерений электрических параметров, при этом увеличивая их диапазон измерения. Защитные реле, подключаемые через эти трансформаторы, как правило, обычного исполнения.

Трансформатор напряжения (ТН) состоит из сердечника и двух или трех обмоток: первичной и одной или двух вторичных. Устройство и принцип работы ТН сходны с силовым трансформатором небольшой мощности, работающего в режиме холостого хода. Первичная обмотка ТН включается на измеряемое напряжение U_1 , а вторичную обмотку замыкают на вольтметр или обмотки напряжения счетчиков, ваттметров, фазометров, и так как входное сопротивление этих обмоток велико, то режим работы ТН можно считать режимом холостого хода, при котором изменения первичного напряжения пропорциональны изменениям вторичного напряжения при неизменном коэффициенте трансформации.

Фаза вторичного напряжения противоположна фазе первичного и при подключении полярных приборов (счетчиков, ваттметров, фазометров), требующих совпадения фаз, необходимо ориентироваться по маркировке зажимов обмоток.

Принято зажимы первичной обмотки ТН маркировать *A* и *X*, а зажимы вторичной – *a* и *x*, при этом генераторными концами являются зажимы *A* и *a*.

В целях электробезопасности один зажим и стальной кожух (при наличии) трансформатора напряжения обязательно заземляют. Общий вид однофазных и трехфазных трансформаторов напряжения разнообразных конструкций и класса напряжений показан на рис. 51.



ТОЛ-110; ТЛК-СТ-35(20); НОЛ-3; 6; 10; 35; 3хЗНОЛП-6(10)



ЗНОМ-35; НТМИА-6(10); НТМИ-6,10; ЗНОМ-35-66 (ЗНОМ-27,5)

Рис. 51. Общий вид трансформаторов напряжения

Измерительные трансформаторы напряжения классифицируют по нескольким признакам и параметрам:

– по числу фаз: однофазные и трехфазные;

- по количеству обмоток: трехобмоточные и двухобмоточные;
- по методу охлаждения: с воздушным охлаждением (сухие) и масляным охлаждением;
- по месту монтажа: внутренние (для монтажа внутри помещений); внешние (для установки снаружи помещений); для распределительных устройств;
- по классам точности: 0,2; 0,5; 1; 3.

Погрешности измерительного трансформатора напряжения зависят от мощности вторичной нагрузки, устройства магнитопровода и его магнитной проницаемости. Отметим, что при подключении ко вторичной цепи слишком много измерительных и других приборов, тогда суммарная мощность нагрузки увеличится и может превысить наибольший предел мощности, определенный инструкцией или паспортом конкретного трансформатора. При этом ток вторичной цепи значительно увеличится, что приведет к перегреву обмотки и повреждению изоляции. Для снижения погрешности изготавливают ТН со сниженным числом витков первичной обмотки и добавленной компенсирующей обмоткой.

Измерительные трансформаторы напряжения с несколькими обмотками позволяют подключать сигнализирующие устройства, которые подают сигнал о замыкании в электрической сети с изолированной нейтралью, а также защитные устройства, защищающие от коротких замыканий электрические сети с заземленной нейтралью.

Основные схемы соединения обмоток многообмоточных ТН и их подключение к трехфазной сети показаны на рис. 52 и 53.

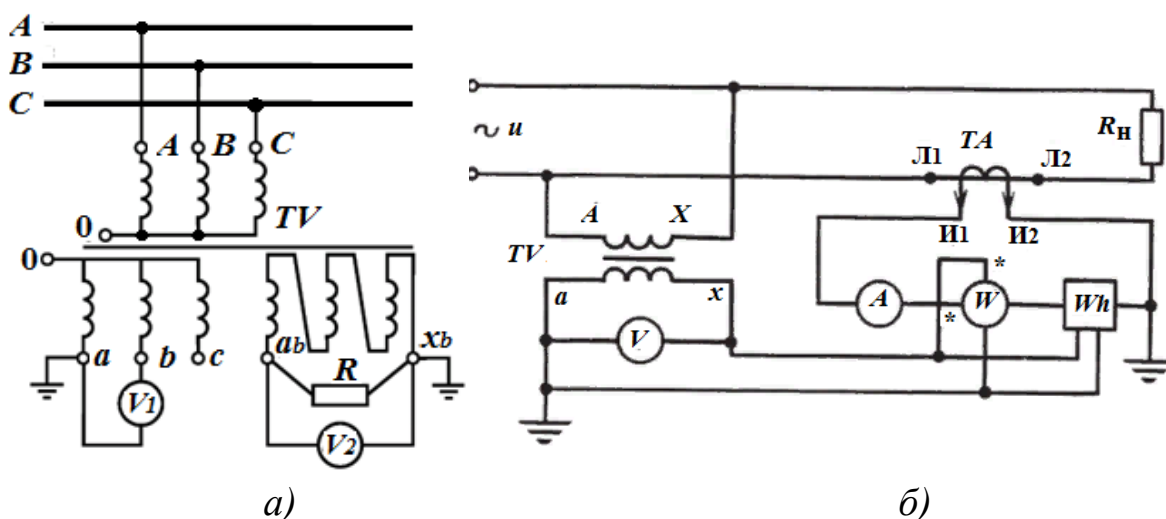


Рис. 52. Схемы подключения измерительных трансформаторов:
а – схема соединения обмоток трехфазного ТН «звезда/звезда/разомкнутый треугольник»; *б* – схема подключения измерительных приборов к измерительным трансформаторам в однофазной сети

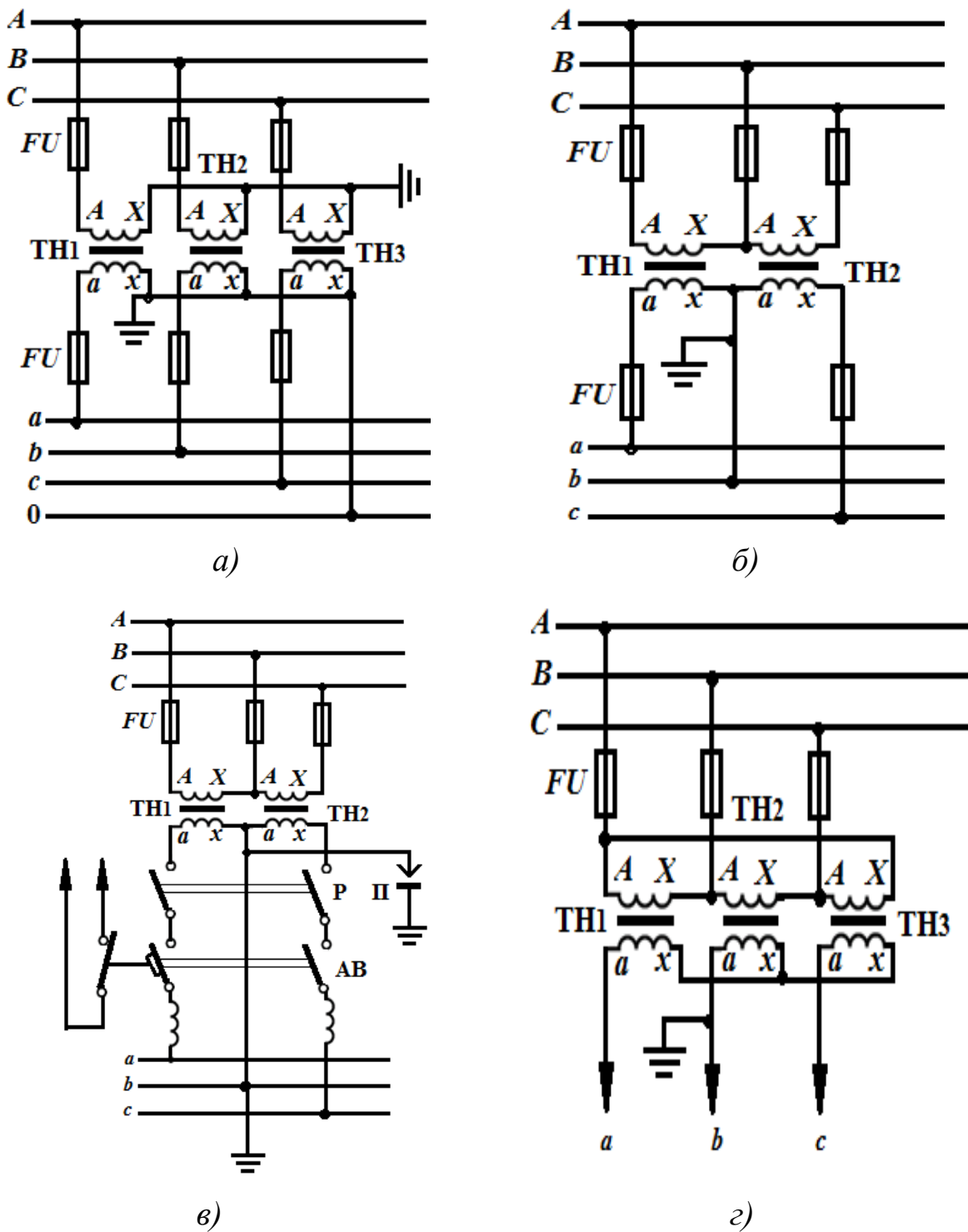


Рис. 53. Основные схемы подключения однофазных измерительных трансформаторов напряжения

Для защиты ТН от токов короткого замыкания в цепях всех незаземленных проводников подключают электрические автоматические выключатели, а также разъединители (рубильники) для образования

видимого разрыва цепи при ее отключении. Первичную обмотку трансформатора напряжения чаще всего защищают путем установки плавкой вставки (предохранителя).

Наиболее простая схема с применением однофазного измерительного трансформатора напряжения изображена на рис. 53, а, часто применяемая в панелях запуска электродвигателей, на пунктах переключения напряжением до 10 В, для подключения реле напряжения и вольтметра.

Схема, изображенная на рис. 53, б, используется для неразветвленных цепей в электроустановках напряжением от 0,4 до 10 кВ, что дает возможность установки заземления вторичных цепей возле трансформатора.

Во вторичной цепи, приведенной на рис. 53, в, подключен двухполюсный автомат вместо предохранителей, при срабатывании которого его контакт замкнет сигнальную цепь «обрыв цепи». Вторичные обмотки заземлены в фазе В на щите, и рубильником можно выключить вторичную цепь, обеспечив при этом видимый разрыв. Такая схема используется в электроустановках напряжением от 6 до 35 кВ при разветвленных вторичных цепях.

На рис. 53, г однофазные измерительные трансформаторы подключены схемой «треугольник – звезда», что позволяет создать вторичное напряжение, необходимое для приборов автоматической регулировки возбуждения компенсаторов. Для повышения надежности функционирования этих приборов предохранители во вторичных цепях не подключают.

2.5.3. Оптические трансформаторы напряжения

Уже не первый десяток лет во многих странах мира разрабатываются измерительные трансформаторы напряжения и тока оптоэлектронного типа, основанные на использовании электрооптических эффектов Керра и Пеккельса (для измерения напряжения) и магнитооптического эффекта Фарадея (для измерения тока).

Внедрение оптических трансформаторов напряжения в ближайшие годы решает проблему постепенной замены по степени износа электромагнитных трансформаторов тока на ПС 6 – 35 кВ (по причине физического износа, старения (порядка 50 %) и перехода на

цифровые технологии (порядка 5 %)). По данным ОАО «Россети», это составит около 5 % рынка измерительных трансформаторов, который за 15 лет займут цифровые оптические трансформаторы (порядка 150 тыс. единиц, т. е. потребуется установка 10 тыс. единиц ежегодно).

Следует отметить, что в настоящее время стоимость оптического измерительного трансформатора значительно превышает стоимость электромагнитного, но, по прогнозу, в ближайшие годы будет наблюдаться обратная тенденция.

В оптических трансформаторах напряжения с ячейками Керра или Погкельса световой поток модулируется электрическим полем в активном материале, расположенном между электродами, к которым приложено измеряемое напряжение. Эффект Керра возникает во многих изотропных веществах (бензол, эпоксидные компаунды и др.), но наиболее часто используется нитробензол, проявляющий наибольший эффект. Линейный электрооптический эффект Погкельса наблюдается в пьезоэлектрических кристаллах, помещенных в электрическое поле. Сильнее всего этот эффект проявляется в кристаллах дигидрофосфата аммония ($\text{NH}_4\text{H}_2\text{PO}_4$) и гидрофосфата калия (KH_2PO_4) в продольном электрическом поле, создаваемом с помощью кольцевых электродов. Возможность применения эффекта Фарадея для бесконтактного измерения в токопроводе значения постоянного тока очевидным образом вытекает из закона Верде. Постоянный ток порождает вокруг токопровода постоянное магнитное поле, поместив в которое чувствительный элемент с линейно поляризованным светом, можно определить по углу поворота $\Delta\varphi$ последнего значение напряженности магнитного поля, а по ней и значение самого тока в токопроводе за те или иные фиксированные промежутки времени

$$\Delta\varphi = \pi L K_{ij} E / \lambda,$$

где L – толщина пластины;

K_{ij} – электрооптические коэффициенты;

E – напряженность электрического поля;

λ – длина волны оптического излучения.

Интенсивность поляризованного оптического излучения $I_s = \varphi(E)$ является функцией напряженности электрического поля E , что обу-

словливает зависимость параметров датчика электрооптического измерительного преобразователя переменного и импульсного напряжения от уровня измеряемого напряжения. Структура оптического трансформатора напряжения с ячейками Керра или Поக்கельса показана на рис. 54.

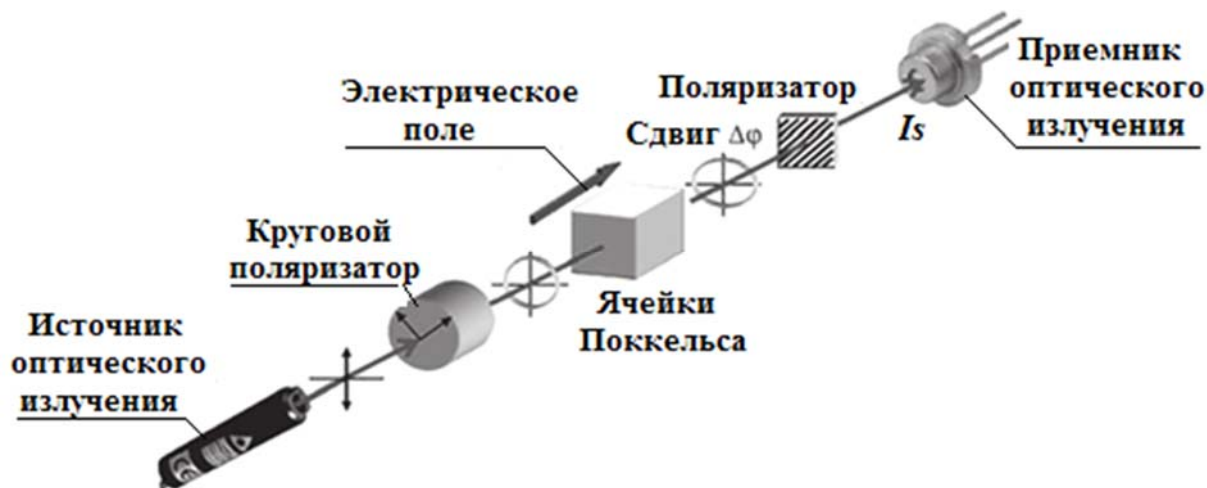


Рис. 54. Структура оптического трансформатора напряжения с ячейками Керра или Поக்கельса

В качестве примера реализации эффекта Керра – Поக்கельса на рис. 55 приведена структура электрооптического измерительного преобразователя переменного и импульсного напряжения ЭПР-МЭ-35,100.

Электрооптический измерительный преобразователь переменного и импульсного напряжения ЭПР-МЭ-35,100 предназначен для масштабного преобразования мгновенных значений высоких переменных и импульсных напряжений в пропорциональные значения низкого напряжения. Он основан на использовании электрооптического эффекта электрогирации. Эффект электрогирации проявляется в появлении оптической активности центрально симметричных кристаллов под действием напряженности электрического поля измеряемого напряжения, которая вызывает поворот плоскости поляризации линейно поляризованного света при его распространении через кристалл на угол, пропорциональный напряженности электрического поля и длине пути света в кристалле.

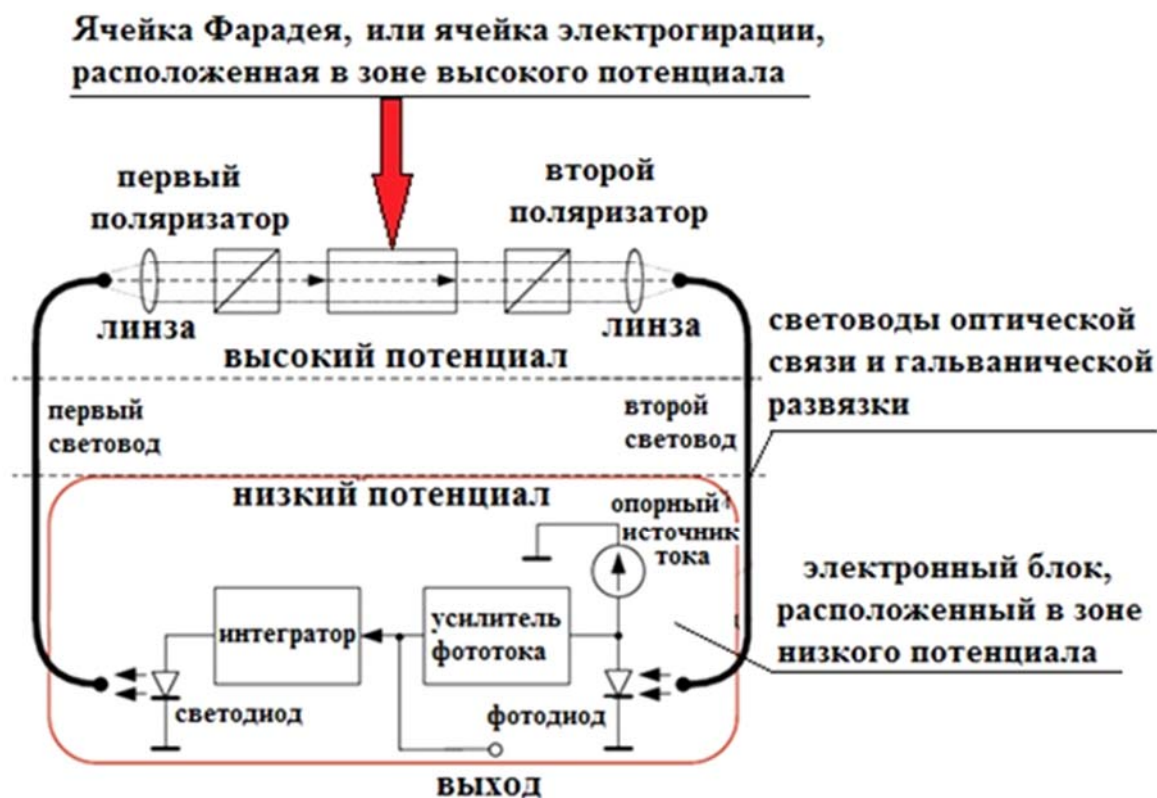


Рис. 55. Электрооптический измерительный преобразователь переменного и импульсного напряжения ЭПР-МЭ-35,100

2.6. Мультикамерные разрядники для воздушной линии напряжением 6 – 35 кВ

Атмосферное электричество, обуславливающее электрический разряд (молнию) вблизи воздушной линии (ВЛ), инициирует в фазных проводах индуктированные перенапряжения, которые имеют электростатическую и электромагнитную составляющие. При этом в соответствии с физическими законами в фазных проводах воздушной линии электропередачи наводятся положительные заряды, которые уравновешиваются отрицательным зарядом ионизированного канала молнии. В случае касания этого канала какого-либо объекта, расположенного на земле, происходит нейтрализация канала молнии (удар молнии, сопровождающийся световой вспышкой) и положительные заряды, сосредоточенные в фазных проводах, начинают перемещаться в обе стороны линии, образуя волны перенапряжений (электростатическая составляющая индуктированных перенапряжений).

Значение электростатической составляющей индуктированного перенапряжения прямо пропорционально зависит от высоты подвеса фазного провода и обратно пропорционально от кратчайшего расстояния от точки удара молнии до ВЛ. Изменение магнитного поля при протекании тока по каналу молнии в момент нейтрализации приводит к появлению на фазных проводах электромагнитной составляющей индуктированного перенапряжения.

Защита от индуктированных перенапряжений обычно актуальна для ВЛ с номинальным напряжением до 35 кВ включительно, поскольку электрическая прочность изоляции таких линий, как правило, не превышает 250 кВ, а значение индуктированных перенапряжений при ударе молнии достигает 300 кВ. Считается, что в среднем вероятность появления индуктированных перенапряжений в распределительной воздушной линии электропередачи составляет 80 – 90 % от близких разрядов молнии.

Для линий напряжением свыше 35 кВ актуальными являются перенапряжения, вызванные прямым ударом молнии. Для защиты ВЛ от различного вида перенапряжений в настоящее время используются ограничители перенапряжений (ОПН) и мультикамерные разрядники типов РМК и ГИРМК.

Разрядники мультикамерные (РМК) предназначены для защиты воздушных линий электропередачи напряжением 6 – 35 кВ трехфазного переменного тока с неизолированными и защищенными проводами от индуктированных грозовых перенапряжений и их последствий. Устанавливаются на ВЛ с любыми видами опор и изоляции. Разрядники рассчитаны для эксплуатации на открытом воздухе в районах с умеренным и холодным климатом (УХЛ1 по ГОСТ 15150-69).

Инновационный принцип действия, заложенный в основу конструкции мультикамерного разрядника, позволил существенно снизить массогабаритные характеристики разрядника по сравнению с длинно-искровыми разрядниками петлевого типа, например РДИП-10, что обеспечивает снижение расходов на транспортировку и хранение.

Основными элементами РМК являются мультикамерная система (МКС), несущий стеклопластиковый стержень и узел крепления разрядника к стержню изолятора (рис. 56, а). Разрядник устанавливается на металлический стержень изолятора с искровым воздушным промежутком $d = 3 - 6$ см между верхним концом разрядника и проводом.

При воздействии грозового перенапряжения сначала пробивается искровой воздушный промежуток, а затем – МКС разрядника. Разрядник устанавливается на металлический стержень изолятора с искровым воздушным промежутком между электродом на верхнем конце разрядника и зажимом на проводе. Разрядник может быть также установлен совместно с подвесной и натяжной изоляцией.

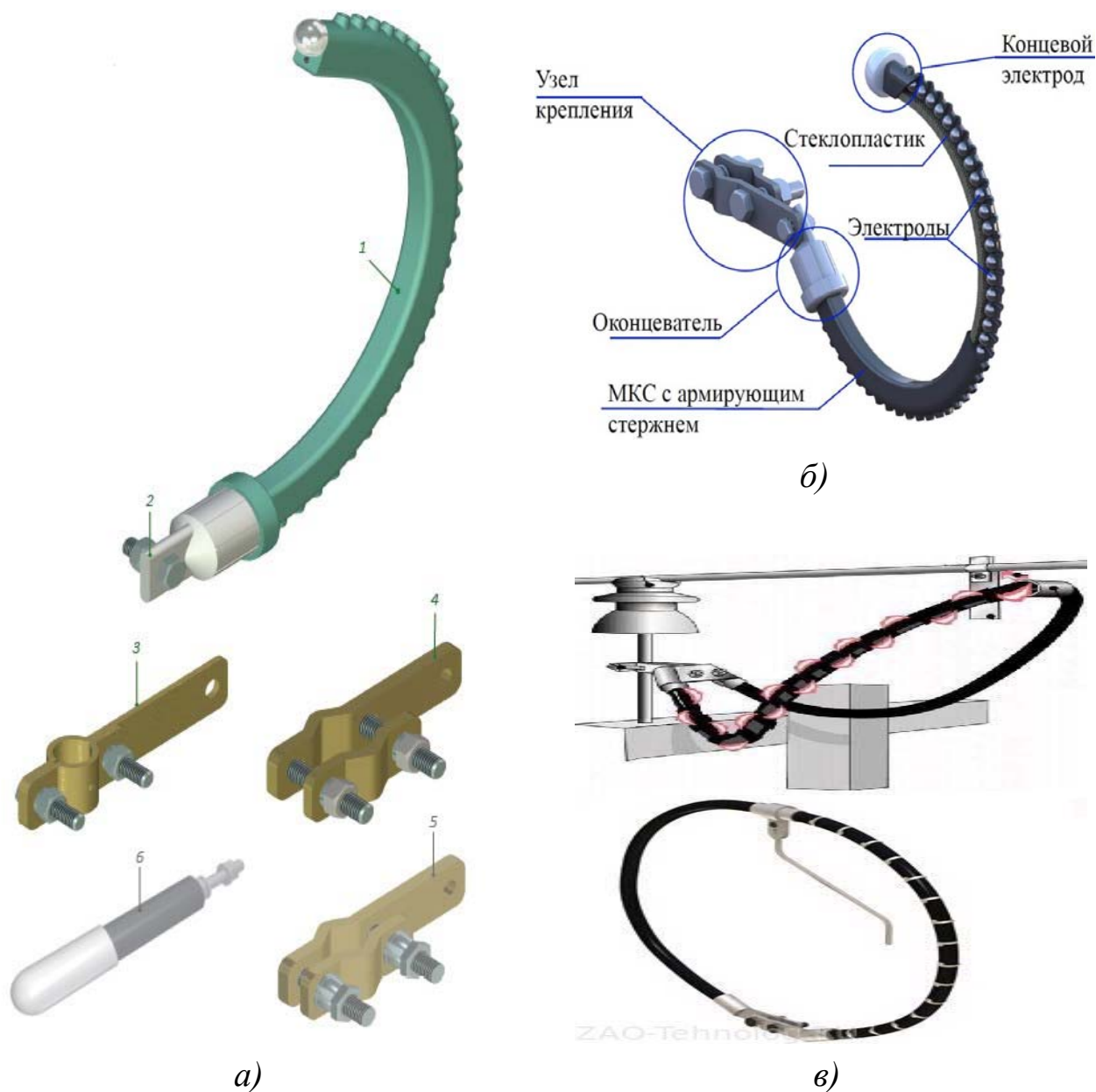


Рис. 56. Разрядник РМК-10 в стандартной комплектации: *а* – общий вид; 1 – разрядный элемент (МКС); 2 – узел крепления; 3 – зажим на провод в антивандальном исполнении; 4 – кронштейн; 5 – кронштейн; 6 – индикатор срабатывания; *б* – РМК в сборке; *в* – РДИП-10-IV ухл1 – разрядник длинноискровой

Для защиты воздушных линий электропередачи напряжением 6 – 10 кВ применяются мультикамерные разрядники типа РМК-10, технические характеристики которого приведены в табл. 22. На одноцепных воздушных линиях для защиты от индуктированных перенапряжений и их последствий разрядники устанавливают по одному на каждую опору с регулярным последовательным чередованием фаз (рис. 57), а на двухцепных ВЛ – по 2 штуки на каждую опору, на одну пару одноименных фаз, по одному разряднику на каждую цепь с тем же принципом чередования защищаемых фаз, что и для одноцепных воздушных линий.

Таблица 22

Технические характеристики РМК-10

Класс напряжения, кВ	Воздушный зазор, мм	Импульсное напряжение, кВ	Одноименное переменное напряжение, кВ	Максимальная амплитуда выдерживаемого импульса 8/50 мкс, имитирующего прямой удар молнии, кА	Масса, кг	Габаритные размеры, мм
10	50 ± 10	100	30	30	0,8	300×246×67

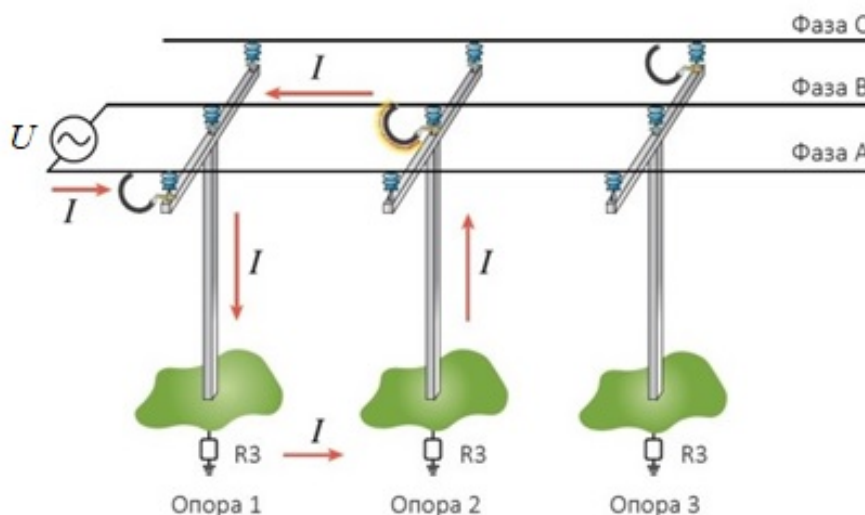


Рис. 57. Установка РМК на опорах одноцепной ВЛ-6-35 кВ

Для регистрации факта срабатывания разрядника РМК-10 создан однократный индикатор срабатывания (см. поз. 6 на рис. 56), хорошо

наблюдаемый с земли. Сработавший индикатор в случае необходимости заменяется новым.

Примеры установки разрядников РМК-10 на ВЛ с различными типами изоляторов и способами их установки показаны на рис. 58.

Разрядник РМК-20-IV-УХЛ1 предназначен для защиты воздушных линий электропередачи с любыми видами опор и изоляторов напряжением 6-10-15-20 кВ трехфазного переменного тока с защищенными (СИП) и неизолированными проводами от индуцированных грозовых перенапряжений и их последствий и рассчитан для работы на открытом воздухе при температуре от -60 до $+50$ °С в течение 30 лет (рис. 59). Принцип работы идентичен принципу работы разрядника РМК-10. Разрядник устанавливается на металлический стержень изолятора с искровым воздушным промежутком между электродом на верхнем конце разрядника и зажимом на проводе.

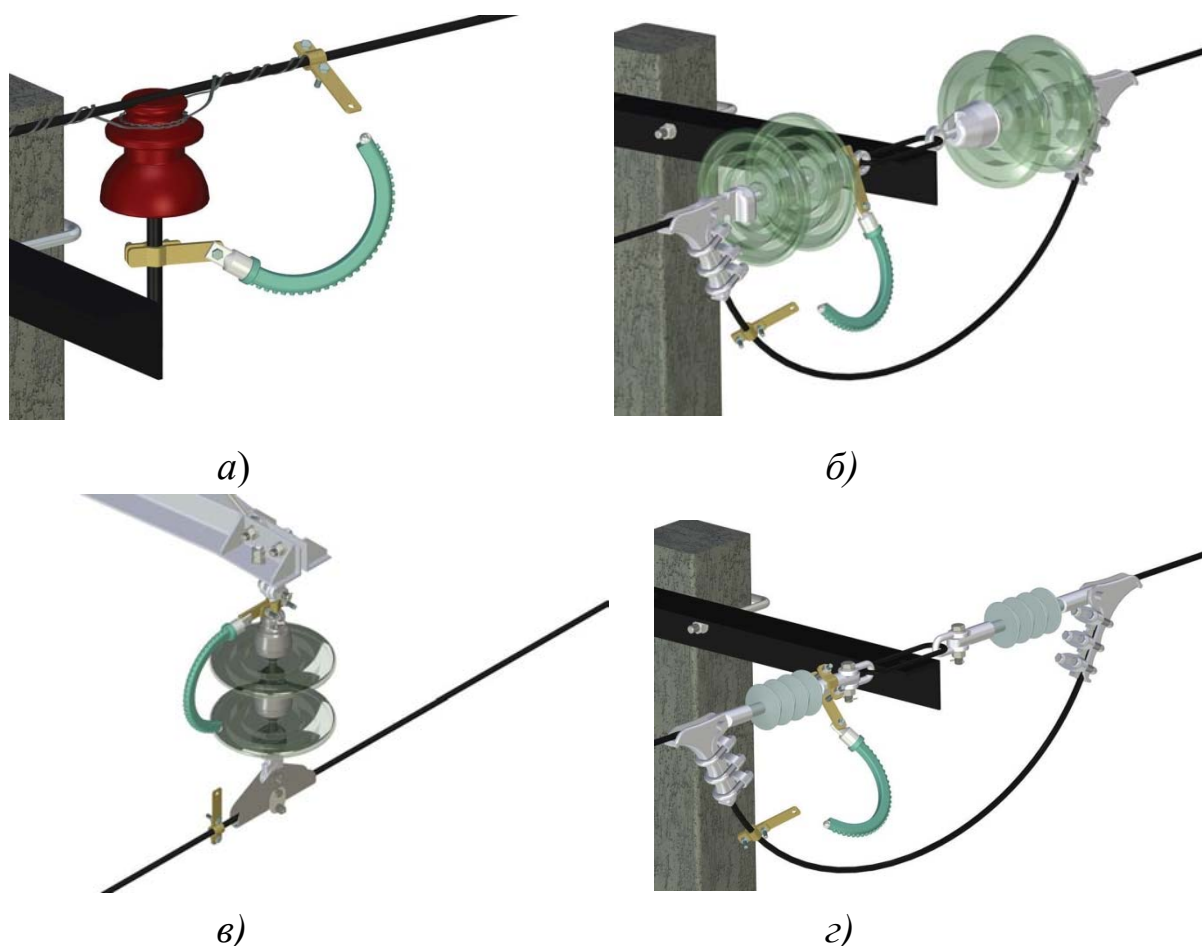


Рис. 58. Примеры установки разрядников РМК-10 на ВЛ с учетом типа изоляции: *а* – со штыревой изоляцией; *б* – с натяжной изоляцией; *в* – с подвесной изоляцией; *з* – с натяжной полимерной изоляцией

Разрядник РМК-10 может быть также установлен совместно с подвесной и натяжной изоляцией. Разрядники РМК-20 устанавливают по одному на опору с чередованием фаз. По техническим характеристикам они полностью идентичны разряднику типа РДИП-10, но значительно превосходят его по массогабаритным показателям.

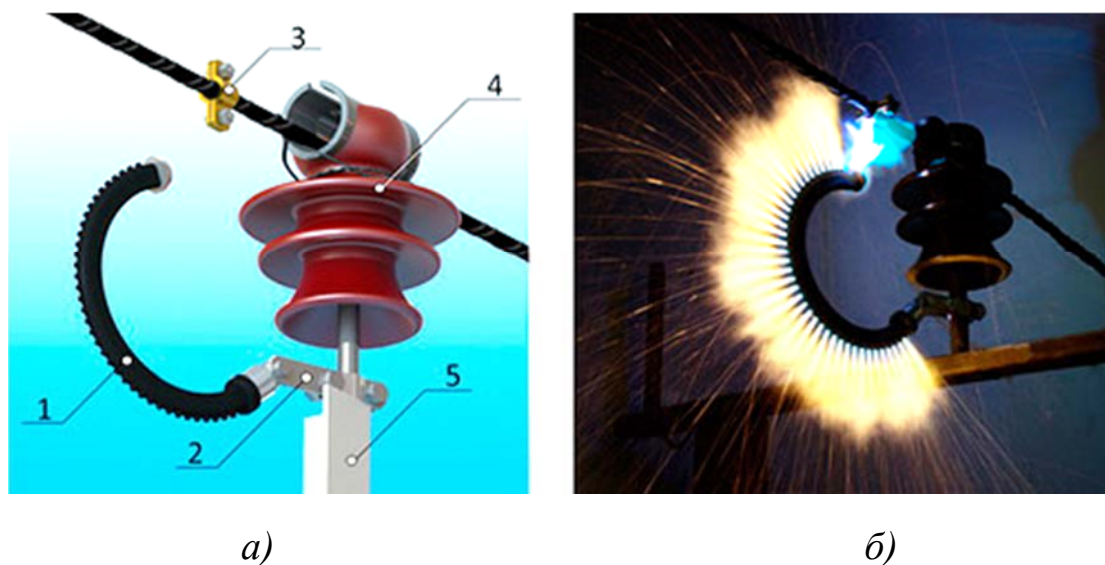


Рис. 59. Разрядник РМК-20-IV: *а* – общий вид; *б* – пример срабатывания

ООО ПО «РосЭнергоРесурс» рекомендует использовать для защиты воздушных линий электропередачи классов напряжения 15, 20 кВ трехфазного переменного тока с неизолированными и защищенными проводами от отключений и повреждений, возникающих вследствие воздействия индуктированных перенапряжений, обратных перекрытий и прямых ударов молнии мультикамерный разрядник экранного типа РМКЭ-20- УХЛ1. Разрядник устанавливают на ВЛ с любыми видами опор совместно со штыревой или полимерной натяжной изоляцией он выдерживает импульсное разрядное напряжение до 140 кВ и напряжение промышленной частоты не менее 30 кВ (под дождем 20 кВ), внешний вид его показан на рис. 60.

Для защиты воздушной линии от прямого удара молнии разрядники устанавливают по три штуки на каждую опору по одному на фазу (рис. 60). Для защиты подходов ВЛ к подстанциям от грозовых перенапряжений разрядники устанавливают комплектами из 3 штук на каждую опору на расстоянии до 200 м от подстанции. Примеры установки разрядников РМКЭ-20 приведены на рис. 61, 62.

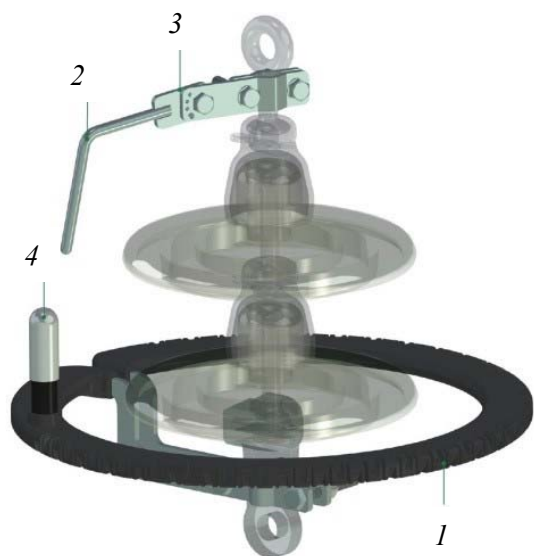


Рис. 60. Общий вид разрядника мультикамерного экранного типа РМКЭ-20 и фото его срабатывания: 1 – разрядный элемент; 2 – отводящий электрод; 3 – узел крепления отводящего электрода к изолятору; 4 – электрод-индикатор

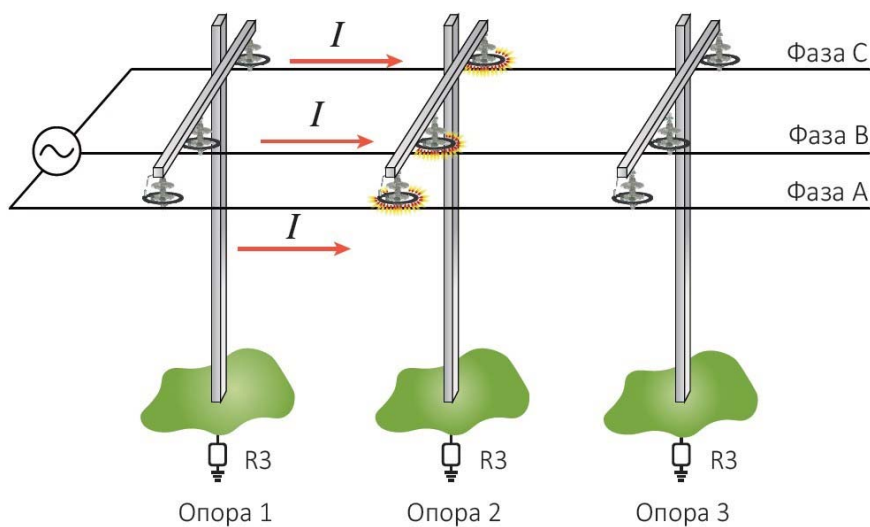


Рис. 61. Схема установки разрядников РМКЭ-20 на ВЛ

Мультикамерный разрядник ГИРМК-35 (рис. 63) состоит из гирлянды изоляторов-разрядников мультикамерных (ИРМК) на основе тарельчатых стеклянных изоляторов U120AD и предназначен:

– для защиты ВЛ от аварийных отключений, возникающих вследствие воздействия индуктированных перенапряжений, обратных перекрытий и прямых ударов молнии в фазные провода;

– для снижения амплитуд и длительностей набегающих на подстанции волн молниевых перенапряжений в результате обеспечения их среза до уровня безопасного для аппаратов молниезащиты подстанции.

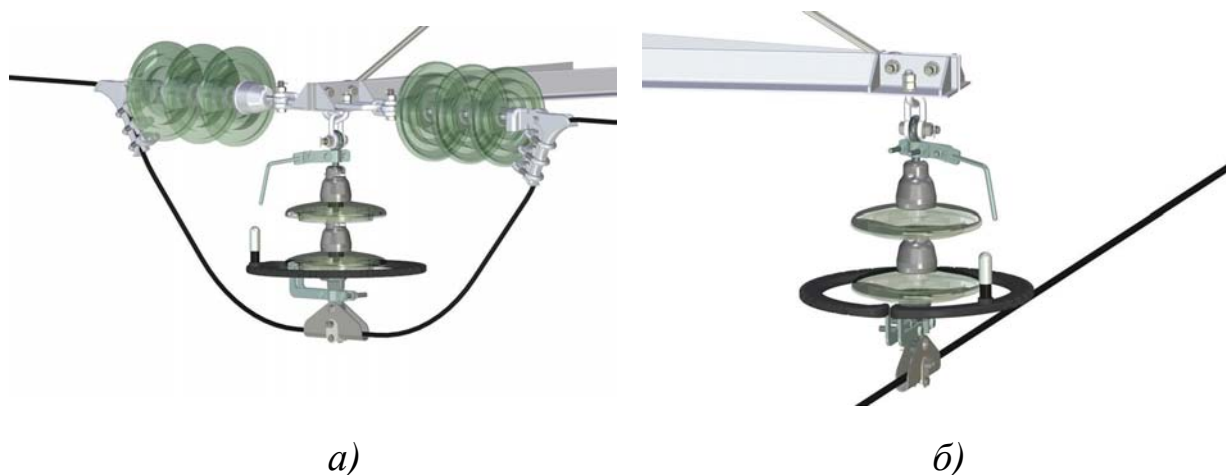
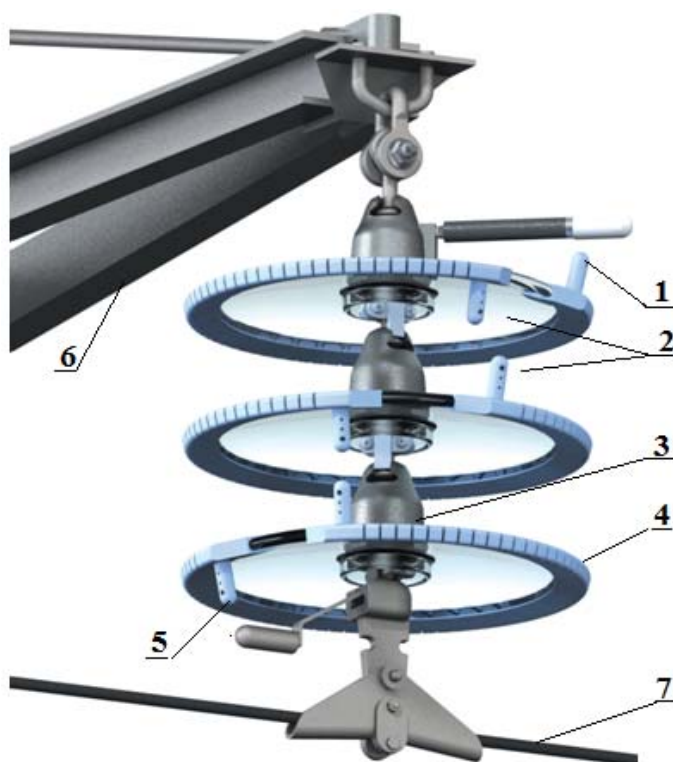


Рис. 62. Примеры установки разрядников РМКЭ-20: *а* – на траверсе с подвесной изоляцией; *б* – на траверсе с натяжной изоляцией

Рис. 63. Общий вид мультикамерного гирляндного разрядника ГИРМК-35: 1 – верхний электрод с индикатором срабатывания; 2 – подводящие электроды; 3 – изолятор; 4 – разрядный элемент с МКС; 5 – нижний подводящий электрод; 6 – траверса опоры; 7 – провод



Основными потребителями мультикамерного гирляндного разрядника ГИРМК-35 являются компании нефте- и газодобывающего сектора, электросетевые компании.

Применение ГИРМК-35 актуально для линий электропередач с грозотросом и без него, так как обеспечивается защита от всех вредных последствий удара молнии: при прямом ударе молнии в фазный провод, обратных перекрытиях и индуктированных перенапряжениях.

В качестве ограничителей перенапряжений в сетях напряжением 110 – 220 кВ применяют мультикамерные разрядники серии ГИРМК, которые состоят из гирлянды изоляторов-разрядников мультикамерных на основе тарельчатых стеклянных изоляторов U120AD. ИРМК-U120AD-УХЛ1. Общий вид и примеры установки на ВЛ напряжением 110 кВ показаны на рис. 64.

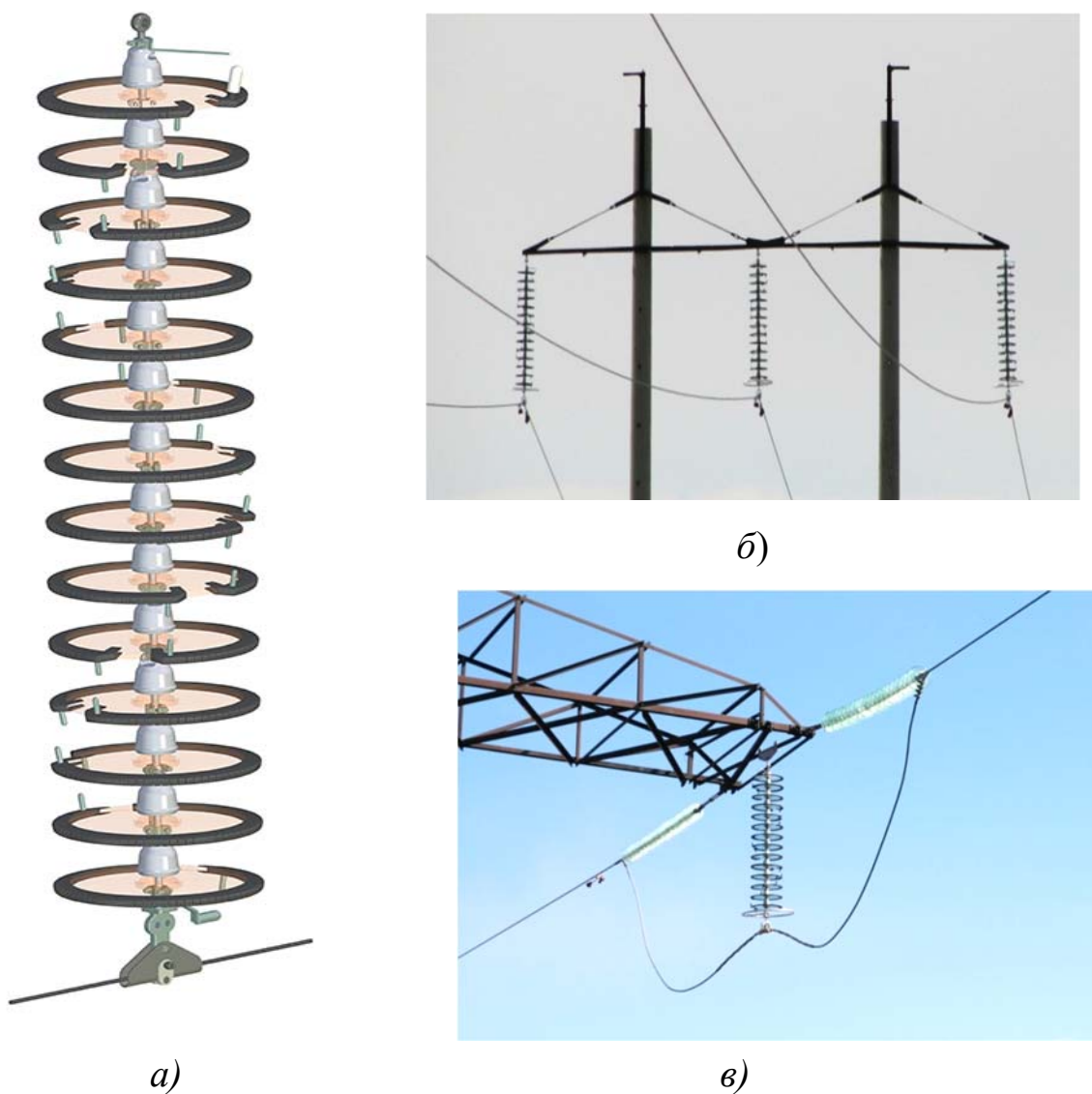


Рис. 64. Мультикамерный разрядник серии ГИРМК-35 / -110 / -220 (гирляндный): *а* – ГИРМК-110 кВ; *б* – установка ГИРМК-110 на ВЛ напряжением 110 кВ; *в* – ГИРМК-220 на опоре ВЛ напряжением 220 кВ

Основу изолятора-разрядника составляет массово выпускаемый стеклянный тарельчатый изолятор U120AD, на который специальным образом установлены мультикамерная система и электроды. Такие дополнения не приводят к ухудшению изоляционных свойств изолятора, но благодаря им он приобретает свойства разрядника. МКС установлена по периметру ребра изолятора. Она занимает примерно пять шестых окружности ребра, оставшаяся часть которого занята профилем из силиконовой резины без электродов. От одного из концов МКС отходит верхний подводящий электрод, а от другого – нижний.

2.7. Режимы работы электроэнергетических систем и устройства компенсации реактивной мощности

Электроэнергетическая система состоит из элементов, которые можно разделить на три группы:

– *основные (силовые) элементы* – генерирующие агрегаты электростанций, преобразующие энергию воды или пара в электроэнергию; трансформаторы, автотрансформаторы, выпрямительные установки, преобразующие значения и вид тока и напряжения; линии электропередач (ЛЭП), передающие электроэнергию на расстояние; коммутирующая аппаратура (выключатели, разъединители), предназначенная для изменения схемы электроэнергетической системы (ЭЭС) и отключения поврежденных элементов;

– *измерительные элементы* – трансформаторы тока и напряжения, предназначенные для подключения измерительных приборов, средств управления и регулирования;

– *средства управления* – релейная защита, регуляторы, автоматика, телемеханика, связь, обеспечивающие оперативное и автоматическое управление схемой и работой электроэнергетической системы.

Состояние ЭЭС на заданный момент или отрезок времени называется *режимом*. Режим определяется составом включенных основных элементов ЭЭС и их нагрузкой. Значения напряжений, мощностей и токов элементов, а также частоты, определяющие процесс производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии, называются

параметрами режима. Если параметры режима неизменны во времени, то режим ЭЭС называется *установившимся*, если изменяются – то *переходным*, но поскольку в ней всегда существует переходный режим, вызванный малыми колебаниями нагрузки, то установившийся режим понимается в том смысле, что параметры режима генераторов электростанций и крупных подстанций практически постоянны во времени.

Основная задача энергосистемы – экономичное и надежное электроснабжение потребителей без перегрузок основных элементов электроэнергетической системы и при обеспечении заданного качества электроэнергии. В этом смысле основной режим ЭЭС – *нормальный установившийся*. В таких режимах ЭЭС работает большую часть времени.

По тем или иным причинам допускается работа ЭЭС в *утяжеленных установившихся (вынужденных)* режимах, которые характеризуются меньшей надежностью, некоторой перегрузкой отдельных элементов и, возможно, ухудшением качества электроэнергии. Длительное существование утяжеленного режима *нежелательно*, так как при этом существует повышенная опасность возникновения аварийной ситуации.

Наиболее опасными для ЭЭС следует назвать *аварийные* режимы, вызванные короткими замыканиями и разрывами цепи передачи электроэнергии, в частности вследствие ложных срабатываний защит и автоматики, а также ошибок эксплуатационного персонала. Длительное существование аварийного режима *недопустимо*, так как при этом не обеспечивается нормальное электроснабжение потребителей и существует опасность дальнейшего развития аварии и распространения ее на соседние районы.

При однофазном замыкании на землю в трехфазной сети с изолированной нейтралью напряжение «больной» фазы зависит от значения переходного сопротивления R_{Π} и при его нулевом значении (металлическое короткое замыкание) достигает линейного (рис. 65). Однако линейные напряжения трехфазной сети с изолированной нейтралью остаются неизменными, и параметры режима нагрузки не зависят от значения фазного напряжения поврежденной фазы, что позволяет устанавливать временную выдержку на отключение линии электропередачи.

Для предотвращения возникновения аварии и прекращения ее развития применяются средства автоматического и оперативного управления, которыми оснащаются диспетчерские центры, электростанции и подстанции.

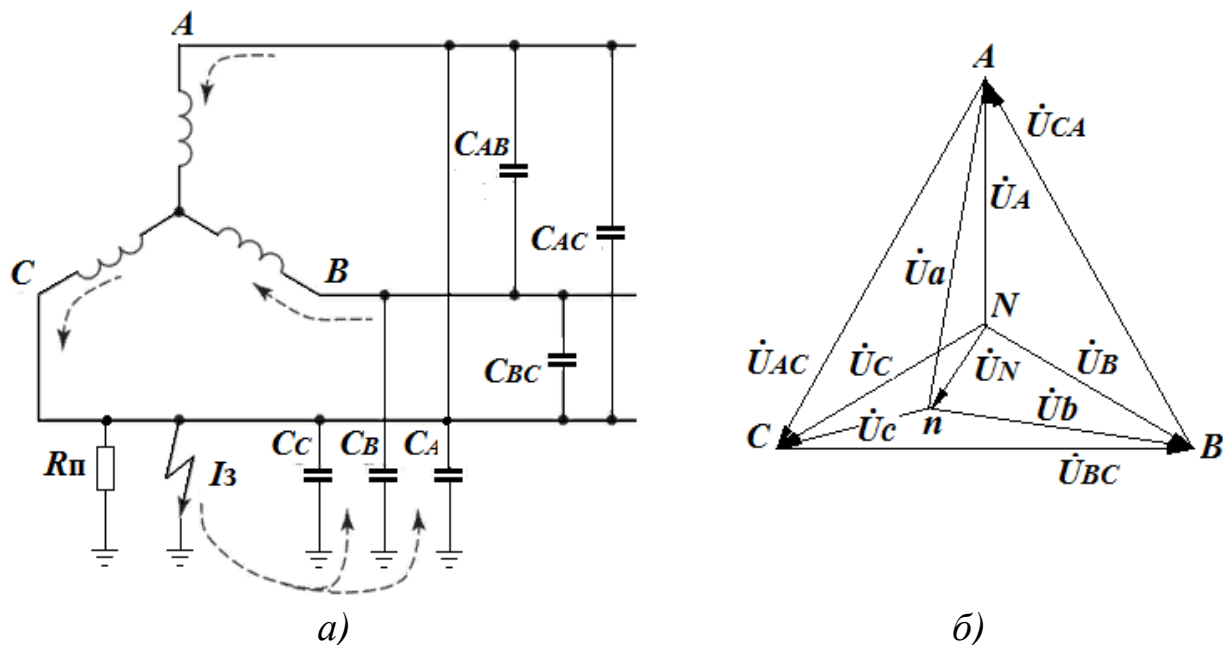


Рис. 65. Однофазное замыкание на землю в трехфазной сети:
 а – упрощенная схема замещения; б – векторная диаграмма

После ликвидации аварии ЭЭС переходит в *послеаварийный установившийся режим*, который не удовлетворяет требованиям экономичности и не полностью соответствует требованиям надежности и качества электроснабжения. Он допускается только как *кратковременный* для последующего перехода к нормальному режиму.

Одним из режимов электроэнергетической системы является *нормальный переходный режим*, вызванный значительными изменениями нагрузки и выводом оборудования в ремонт.

Задачи управления возможными режимами ЭЭС различаются:

- для нормальных режимов – обеспечение экономичного и надежного электроснабжения;
- утяжеленных режимов – обеспечение надежного электроснабжения при длительно допустимых перегрузках основных элементов электроэнергетической системы;
- аварийных режимов – это максимальная локализация аварии и быстрая ликвидация ее последствий;

- послеаварийных режимов – быстрый и надежный переход к нормальному установившемуся режиму;
- нормальных переходных режимов – быстрое затухание колебаний.

Переходные режимы делятся на две большие группы по величине возмущающих воздействий или возмущений:

1. Переходные режимы при малых возмущениях, т. е. установившиеся режимы. ЭЭС должна работать устойчиво при малых возмущениях, иначе говоря, она должна обладать статической устойчивостью.

Статическая устойчивость – это способность ЭЭС восстанавливать исходный режим после малого его возмущения.

2. Переходные режимы при больших возмущениях, возникающих как в нормальных, так и аварийных условиях работы ЭЭС. По отношению к большим возмущениям вводится понятие динамической устойчивости электроэнергетической системы.

Динамическая устойчивость – это способность ЭЭС восстанавливать после большого возмущения исходное состояние или состояние, практически близкое к исходному и допустимое по условиям эксплуатации ЭЭС. Если после большого возмущения синхронная работа ЭЭС сначала нарушается, а затем после некоторого допустимого по условиям эксплуатации асинхронного хода восстанавливается, то считается, что система обладает *результатирующей устойчивостью*.

Переходный режим ЭЭС представляет собой целую гамму переходных процессов, различающихся скоростью протекания:

- волновые переходные процессы (1 – 100 мкс);
- электромагнитные переходные процессы (10 – 500 мс);
- электромеханические переходные процессы (0,1 – 10 с);
- длительные электромеханические переходные процессы, возникающие, например, при каскадном развитии аварий (от нескольких до десятков минут).

Различная скорость протекания этих процессов позволяет в большинстве случаев рассматривать их по отдельности, упрощая тем самым математическое описание ЭЭС. Так, при рассмотрении волновых процессов *линии электропередач* и обмотки *электрических машин и трансформаторов* представляют в виде систем с распределенными параметрами и при этом не учитывают изменение скоростей роторов этих

машин, полагая, что за время протекания волновых процессов они постоянны. При рассмотрении электромагнитных переходных процессов допустимо все элементы ЭЭС считать элементами с сосредоточенными параметрами и также не учитывать изменения скоростей роторов машин. При рассмотрении электромеханических (взаимосвязанных электромагнитных и механических) переходных процессов не учитываются динамические свойства статических элементов ЭЭС (ЛЭП, трансформаторов, обмоток статора электрических машин), но **обязательно** учитывается изменение скоростей роторов электрических машин.

Задачи управления разными переходными процессами различны:

- волновые процессы – облегчение изоляции ЛЭП и других основных элементов ЭЭС за счет снижения атмосферных, коммутационных и рабочих перенапряжений с помощью разрядников и реакторов;
- электромагнитные процессы – отыскание эффективных способов ограничения токов короткого замыкания и согласование их значений с параметрами оборудования электрических сетей различных напряжений (использование токоограничивающих устройств: реакторов, трансформаторов с расщепленными обмотками, резонансных устройств и др.);
- электромеханические процессы – обеспечение устойчивости электроэнергетической системы.

Электроэнергетическая система должна работать так, чтобы некоторые изменения (ухудшения) режима не приводили к нарушению устойчивости ее работы. Простейшая оценка ее запаса устойчивости основывается на сопоставлении показателей проверяемого (исходного) режима и показателей, характеризующих режим, предельный по устойчивости.

Статическая устойчивость. Запас статической устойчивости по напряжению ЭЭС в целом в нормальном режиме должен быть не менее 10 %. Запас статической устойчивости ЭЭС в целом оценивается по наименьшему запасу, полученному для основных узловых точек (т. е. по наихудшей точке). Если наихудшая точка известна заранее, то достаточно рассчитать запас для этой точки. Запас статической устойчивости *электропередачи*, связывающей электростанцию (или группу электростанций) с энергосистемой, должен быть не менее 20 % в нормальном режиме и 8 % в кратковременном послеаварийном режиме (до вмешательства персонала в регулирование режима).

Статическая устойчивость работы ЭЭС в послеаварийных режимах обеспечивается, как правило, за счет мероприятий, не требующих дополнительных капитальных вложений:

- кратковременного повышения напряжения на зажимах генераторов;
- быстрого снижения нагрузки электропередачи путем отключения части генераторов на электростанциях и т. п.

Кроме того, существуют мероприятия, повышающие статическую устойчивость, но требующие некоторых капитальных вложений:

- применение быстродействующей системы возбуждения генераторов;
- использование синхронных компенсаторов на промежуточных подстанциях;
- использование статических тиристорных компенсаторов;
- продольная емкостная компенсация индуктивного сопротивления электропередачи с помощью статических конденсаторов и т. п.

Практически все эти мероприятия позволяют повысить и динамическую устойчивость. В эксплуатации в тех случаях, когда это необходимо для предотвращения ограничения потребителей или потери гидроресурсов, допускается длительная работа электропередачи в нормальном режиме с запасом статической устойчивости, уменьшенным до 5 – 10 % в зависимости от роли электропередачи в энергосистеме и последствий возможного нарушения устойчивости.

Динамическая устойчивость. Расчеты динамической устойчивости имеют своей целью выявление характера динамического перехода от одного режима энергосистемы к другому. Если при этом переходе ни одна мощная электростанция не выпадает из синхронной работы, то переход считается благополучным.

Обычно проверка устойчивости энергосистемы производится при коротких замыканиях, происходящих в наиболее опасных (в смысле возможного нарушения устойчивости) точках энергосистемы при наибольшей возможной нагрузке электропередачи. Динамическая устойчивость должна обеспечиваться при наиболее характерных для данного элемента энергосистемы возмущениях и режимах, принятых расчетными.

В качестве расчетных в соответствии со сказанным следует рассматривать режимы нормальной работы, отвечающие наиболее дли-

тельно передаваемым мощностям по данной электропередаче, или режимы нагрузки, когда по электропередаче передается максимально возможная мощность данной электростанции или энергосистемы, если обоснована возможная длительная работа в таком режиме. Режимы, вызванные ремонтом оборудования, не рассматриваются, если нагрузка может быть снижена до величины, требующейся по условиям пропускной способности и статической и динамической устойчивости.

Даже если в качестве расчетного принимается однофазное или двухфазное короткое замыкание, необходимо принять меры, чтобы нарушение устойчивости при более тяжелых авариях (двухфазных на землю, трехфазных) было маловероятным. Однако применение всякого устройства для улучшения устойчивости должно быть оправдано как анализом его стоимости, так и выявлением убытка от данного вида аварии. Одновременно оцениваются возможность и целесообразность пофазного повторного включения ЛЭП или ее работы без одной фазы.

Согласно действующим нормативам по расчетам динамической устойчивости она должна обеспечиваться в наиболее тяжелых точках энергосистемы при следующих видах коротких замыканий:

- для сетей напряжением 35 кВ – при трехфазном коротком замыкании;
- для сетей напряжением 110 – 1150 кВ – при двухфазном коротком замыкании на землю.

Управление режимами электроэнергетической системы осуществляется оперативным персоналом, а также автоматическими регуляторами и устройствами *противоаварийной автоматики* (ПА) на основе микропроцессорных систем. Автоматические системы управления настраиваются в соответствии с заранее выбранными характеристиками так, чтобы обеспечить экономичность работы ЭЭС и соответствие требованиям качества отпускаемой потребителям электроэнергии.

Выбор используемых автоматических устройств и оценку их эффективности и влияния на надежность работы электроэнергетической системы осуществляют на основе специальных оптимизационных расчетов. Управление режимами электроэнергетической системы должно быть оптимальным, т. е. дающим наилучший технико-экономический эффект в условиях действия противоположных факторов. Например, желая увеличить передаваемую по ЛЭП мощность, можно вызвать аварийное отключение этой линии из-за нарушения устойчивости ее работы.

Для ЭЭС как объекта управления характерны наличие большого числа сложных прямых и обратных связей между многочисленными ее элементами и целевая направленность процесса функционирования.

Перечислим наиболее важные автоматические устройства и их назначение.

Автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) синхронных машин поддерживают напряжение на их шинах на требуемом уровне и в случае необходимости форсируют возбуждение, улучшая тем самым устойчивость работы электроэнергетической системы.

Автоматические регуляторы частоты вращения (АРЧВ) турбин генераторов поддерживают требуемую частоту вращения роторов генераторов и тем самым частоту в ЭЭС.

Автоматическое регулирование частоты и активной мощности (АРЧМ) поддерживает неизменным баланс активной мощности и частоту с учетом возможностей межсистемных электропередач по пропускной способности, т. е. ограничений по передаваемой активной мощности.

Релейная защита (РЗ) элементов электроэнергетической системы действует на сигнал или на отключение элементов энергосистемы в случае их повреждения или ненормальной работы. Информация о состоянии защищаемого объекта непрерывно поступает в защитное устройство, которое обрабатывает ее, и в случае нарушения нормального режима работы устанавливает место и вид повреждения.

Автоматическое включение резерва (АВР) осуществляет ввод резервного оборудования при аварийном отключении основного.

Автоматическое повторное включение (АПВ) повышает надежность электроснабжения потребителей за счет повторного включения ЛЭП после ее автоматического отключения посредством релейной защиты.

Автоматическая частотная разгрузка (АЧР) ЭЭС обеспечивает сохранение баланса мощности при тяжелой аварии, если она сопровождается значительным понижением частоты в энергосистеме (ниже допустимого уровня). В этом случае АЧР отключает ряд наименее ответственных, заранее выбранных потребителей, чтобы предотвратить значительное снижение частоты и напряжения в ЭЭС, следовательно, сохраняет устойчивость работы электроэнергетической системы.

Автоматический частотный пуск (АЧП) агрегатов ГЭС осуществляется при снижении частоты в ЭЭС ниже допустимого уровня в связи с тем, что время набора мощности агрегатами ГЭС составляет около 1 мин.

Основная особенность *энергетической системы*, заключающаяся в единстве технологического процесса и неразрывной связи отдельных ее элементов, требует единого управления процессом работы всей системы. В связи с этим с началом развития энергетических систем стала развиваться и техника управления ими из единого центра.

Диспетчерское управление – это вид оперативного подчинения, когда операции с тем или иным оборудованием ЭЭС проводятся только по распоряжению диспетчера (старшего дежурного персонала), в управлении которого это оборудование находится. В оперативном управлении диспетчера находится оборудование, операции с которым требуют координации действий подчиненного оперативного персонала или согласованных изменений в релейной защите и автоматике. В основе построения диспетчерского управления ЭЭС лежит следующее:

- разграничение диспетчерских и общехозяйственных функций, т. е. обеспечение независимости системы диспетчерского управления (в пределах ее функций) от административно-хозяйственной деятельности руководства энергокомпаний;

- иерархическое построение системы с прямым подчинением дежурного оперативного персонала каждой ступени управления персоналу более высокой ступени;

- представление персоналу каждой ступени максимальной самостоятельности в выполнении всех оперативных функций, не требующих вмешательства оперативного руководителя более высокой ступени;

- четкое разграничение функций и ответственности оперативного персонала всех ступеней управления по ведению нормальных режимов и ликвидации аварийных ситуаций;

- строжайшая диспетчерская дисциплина.

В настоящее время функции диспетчера энергетической системы значительно шире и охватывают регулирование всех процессов в ней, имеющих существенное значение для всей энергосистемы, а не для отдельных ее элементов. Диспетчер системы осуществляет руководство:

- распределением активной и реактивной мощностей между отдельными электростанциями энергосистемы;
- регулированием частоты во всей энергосистеме и напряжений в основных ее точках;
- регулированием потоков мощности по отдельным участкам электрической сети;
- производством всех коммутационных переключений в основных сетях системы и на электростанциях;
- вводом в работу и выводом из работы отдельных агрегатов электростанций и электрических сетей как для целей ремонта, так и в резерв;
- ликвидацией аварий на электростанциях и в основных сетях энергосистемы;
- регулированием режима и водотока ГЭС;
- изменением настройки релейной защиты и т. д.

Диспетчеру энергетической системы подчиняется весь старший оперативный персонал электростанций и электрических сетей.

Для правильного осуществления своих функций диспетчер энергосистемы должен иметь:

- надлежащую, надежную и хорошо резервированную связь со всем подчиненным ему оперативным персоналом, позволяющую диспетчеру непосредственно связываться с подчиненным ему персоналом;
- специальное оборудование, телеизмерительные установки и устройства телесигнализации от важнейших пунктов системы, позволяющие диспетчеру получить необходимые сведения о состоянии основных параметров энергосистемы;
- установки телеуправления, дающие возможность диспетчеру самому осуществлять необходимые и неотложные операции в основной сети;
- инструктивно-справочные материалы, которые позволяют диспетчеру произвести заранее продуманные необходимые действия в сложной обстановке быстромменяющихся в энергосистеме процессов, а также решить в случае необходимости любой вопрос, касающийся режима системы;
- материалы по запланированному режиму энергетической системы, которые позволяют диспетчеру сосредоточить свое внимание главным образом на отклонениях от запланированного режима, что облегчает его работу.

В процессе управления режимом ЭЭС осуществляется управление распределением активной и реактивной мощностей между отдельными электростанциями энергосистемы. Понятие «источники реактивной мощности» (ИРМ) обычно относят к любым устройствам, способным целенаправленно воздействовать на *баланс реактивной мощности* в электроэнергетической системе. Это воздействие может быть достигнуто увеличением (уменьшением) как генерируемой, так и потребляемой реактивной мощности. ИРМ – это обязательно регулируемое устройство, мощность которого изменяется вручную или автоматически, дискретно (ступенями), плавно или плавно-ступенчато. Основным параметр регулирования ИРМ – напряжение в точке его подключения или реактивная мощность нагрузки, для компенсации которой он предназначен, или и то и другое одновременно. Для повышения чувствительности регулирования в регулятор ИРМ вводят каналы, реагирующие на скорость изменения напряжения или реактивной мощности. Структура органов регулирования, источник реактивной мощности и реализуемый закон регулирования определяются его назначением. В целом ИРМ является многофункциональным устройством именно благодаря возможности регулирования реактивной мощности – одного из основных режимных параметров электрической системы.

В электрических системах ИРМ применяют в сетях напряжением 110 кВ и выше для решения следующих задач:

- снижения потерь активной мощности и электроэнергии;
- регулирования напряжения в узлах нагрузки;
- увеличения пропускной способности электропередач;
- увеличения запасов статической устойчивости электропередач и генераторов электростанций;
- улучшения динамической устойчивости электропередач;
- ограничения перенапряжений;
- симметрирования режима.

В *системах электроснабжения (СЭС)* промышленных предприятий источник реактивной мощности применяют с целью компенсации реактивной мощности, потребляемой мощной резкопеременной нагрузкой, и симметрирования нагрузки. Кроме того, в СЭС с нелинейной (несинусоидальной) нагрузкой, генерирующей *токи высших гармоник*, ИРМ могут выполнять и роль фильтрокомпенсирующих устройств.

Регулируемая *компенсация реактивной мощности* обеспечивается с помощью шунтовых устройств, подключаемых к шинам подстанции или нагрузки параллельно. Эти устройства можно разделить на две принципиально отличные друг от друга группы. К первой группе ИРМ относятся вращающиеся синхронные машины: синхронные генераторы электростанций, синхронные компенсаторы, синхронные двигатели. Эти устройства позволяют плавно регулировать реактивную мощность как в режиме генерирования, так и потребления. Ко второй группе относятся статические ИРМ, или статические компенсаторы реактивной мощности. К ним относятся конденсаторные батареи, реакторы, но не токоограничивающие, устройства на базе преобразователей (выпрямители, инверторы) с искусственной коммутацией тиристоров или их комбинации.

Конденсаторные батареи способны регулировать генерируемую ими мощность только ступенчато. Для их коммутации (включения, выключения) применяют в сетях напряжением до 1 кВ обычные контакторы, в сетях 6 – 10 кВ и выше – выключатели либо тиристорные ключи (два тиристора или два тиристорных блока, включенных встречно-параллельно).

Реактивную мощность, потребляемую реакторами, можно регулировать как ступенчато, используя для этого такую же, как и для конденсаторов коммутационную аппаратуру, так и плавно с помощью тиристоров. К особой группе относятся насыщающиеся реакторы, способные плавно изменять потребляемую реактивную мощность параметрически без регулятора в зависимости от приложенного к нему напряжения в точке подключения.

Для систем электроснабжения промышленных предприятий должны применяться ИРМ, способные генерировать реактивную мощность.

К таким источникам реактивной мощности относятся синхронные машины и конденсаторные батареи. Однако первые, обладая способностью плавно регулировать реактивную мощность, что является их достоинством, обладают большой инерционностью, обусловленной постоянной времени системы возбуждения, что является их недостатком.

Конденсаторные батареи, особенно коммутируемые тиристорами, обладают высоким быстродействием (10 – 20 мс) при ступенчатом регулировании реактивной мощности. В ряде задач, например

обеспечения статической устойчивости электропередач, ступенчатое регулирование практически неприемлемо.

Решение проблемы находят в применении комбинированных ИРМ, которые способны при высоком быстродействии плавно регулировать реактивную мощность. Такие ИРМ обычно состоят из регулируемой ступенчато конденсаторной батареи и плавно регулируемого реактора, которые включаются параллельно.

В отличие от конденсаторной батареи, т. е. устройства *прямой компенсации*, комбинированные ИРМ называют устройствами *косвенной компенсации*, имея в виду, что реактор в таком ИРМ выполняет вспомогательную роль, обеспечивая плавность регулирования тогда, когда источник реактивной мощности в целом генерирует реактивную мощность. Но ИРМ косвенной компенсации в зависимости от соотношения установленных мощностей конденсаторов и реакторов может не только генерировать, но и потреблять реактивную мощность при плавном переходе от одного режима к другому. Однако при относительно большой мощности регулируемых тиристорами реакторов комбинированные ИРМ становятся источниками высших гармоник тока. И это их недостаток, устранение которого возможно путем установки фильтров высших гармоник тока.

Обычно роль фильтрокомпенсирующих устройств выполняют секционированные конденсаторные батареи. Для этого последовательно с конденсаторами включают небольшие реакторы, обеспечивая условия, при которых сопротивление цепи конденсатор – реактор близко к нулю на частоте настройки на компенсируемую гармонику.

Синхронные генераторы как основные источники реактивной мощности считаются также одним из основных средств регулирования напряжения.

Возможность генератора как регулирующего устройства определяется его исполнением (гидро- или турбогенератор), тепловым режимом, системой возбуждения и автоматическим регулятором возбуждения (АРВ). Регулируемым параметром генератора служит напряжение на его зажимах, которое для большинства генераторов может изменяться в пределах $0,95U_{ном} < U_{г} < 1,05U_{ном}$. Заданное напряжение может поддерживаться только в том случае, если выработка генератором реактивной мощности находится в допустимых пределах: $Q_{min} < Q_{г} < Q_{max}$.

Для турбогенераторов вследствие их конструктивной особенности регулировочный диапазон по реактивной мощности можно принимать в зависимости от его коэффициента мощности. Для гидрогенераторов полная мощность, как правило, не зависит от коэффициента мощности. Гидрогенераторы в большинстве случаев проектируются для работы в режиме *синхронного компенсатора*, т. е. для них выполняется условие $Q_{\Gamma} = S_{\Gamma, \text{ном}}$.

Турбогенератор может не только генерировать, но и потреблять реактивную мощность. Необходимость в этом связана с регулированием (поддержанием) напряжения на зажимах генератора (на шинах генераторного напряжения). Способность генератора в этом отношении иллюстрируется его статической характеристикой $U_{\Gamma} = f(Q_{\text{э}})$ и обеспечивается его АРВ путем изменения тока возбуждения. С увеличением тока возбуждения реактивная мощность возрастает, изменяясь при этом в допустимых пределах от $Q_{\Gamma \text{min}}$ до $Q_{\Gamma \text{max}}$. Если при уменьшении $Q_{\text{э}}$ реактивная мощность генератора уменьшается до $Q_{\Gamma \text{min}}$, напряжение на его шинах начинает возрастать. И наоборот, если реактивная мощность увеличивается до $Q_{\Gamma \text{max}}$, напряжение на его шинах снижается. На участке от $Q_{\Gamma \text{min}}$ до $Q_{\Gamma \text{max}}$ напряжение благодаря действию АРВ поддерживается с заданным статизмом, определяемым наклоном его статической характеристики. Такое регулирование напряжения возможно, как уже отмечалось, в диапазоне $(0,95 - 1,05)U_{\text{ном}}$.

Синхронные компенсаторы (СК) предназначены для стабилизации напряжения в точке подключения СК в пределах $\pm 5\%$ номинального значения, а также для генерирования и потребления реактивной мощности, чем они и влияют на режим электроэнергетической системы. Синхронные компенсаторы устанавливаются в тех точках ЭЭС, где график нагрузки меняется в широких пределах, в связи с чем существенно изменяется баланс реактивной мощности.

Как правило, это подстанции напряжением 330 – 500 кВ, где СК присоединяется к шинам низшего напряжения 10 – 20 кВ.

Синхронный компенсатор – электрическая вращающаяся машина, работающая в режиме холостого хода, т. е. без активной нагрузки. Синхронный компенсатор, включенный в систему без возбуждения, потребляет реактивную мощность (индуктивный режим). Потребляемая в этом режиме реактивная мощность может быть приближенно определена как $Q_{\text{СК}} = U^2/x_d$, где x_d – синхронное реактивное

сопротивление СК. При включении возбуждения и постепенном увеличении тока ротора СК переходит в режим генерирования реактивной мощности (емкостной режим).

Минимальная длительно допустимая реактивная мощность синхронного компенсатора, как правило, не ниже 50 % номинальной мощности. Снижение потребляемой в этом режиме мощности сопровождается снижением ЭДС синхронной машины, и как следствие снижается запас устойчивой работы, чем и ограничивается минимальный уровень потребляемой реактивной мощности.

В режиме генерирования реактивной мощности $Q_{\max} = S_{\text{ном}}$ допускаются и кратковременные перегрузки путем форсировки тока возбуждения СК. Так же как и для генераторов, свойства СК определяются и его регулятором возбуждения. Достоинством СК является положительный регулирующий эффект, т. е. способность увеличивать генерируемую реактивную мощность при снижении напряжения на его шинах. Параметрами регулирования СК можно назвать реактивную мощность и напряжение, ограниченные допустимыми диапазонами изменения $Q_{\min} < Q_{\text{СК}} < Q_{\max}$, $0,95U_{\text{ном}} < U_{\text{СК}} < 1,05U_{\text{ном}}$. Статическая характеристика синхронного компенсатора аналогична характеристике синхронного генератора.

Потери электроэнергии в синхронном компенсаторе или генераторе, переведенном в режим СК, определяются по формуле

$$\Delta W_{\text{СК}} = (0,4 + 0,1\beta_0^2)\Delta P_{\text{ном}} T_p, \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

где β_0 – коэффициент максимальной нагрузки СК в базовом периоде;
 $\Delta P_{\text{ном}}$ – потери мощности в режиме номинальной загрузки СК в соответствии с паспортными данными, кВт.

T_p – число часов работы синхронного компенсатора.

Допускается определять потери в синхронном компенсаторе на основе справочных данных.

Конденсаторные батареи (КБ) являются простым и надежным статическим устройством. Конденсаторные батареи собирают из отдельных конденсаторов, которые выпускаются на различные мощности и номинальные напряжения.

Конденсатор – это электротехническое устройство, которое состоит из двух проводников, разделенных диэлектриком. Конденсатор, если к нему приложено напряжение, способен накапливать электрический заряд (заряжаться) и отдавать его (разряжаться). В пространстве

между проводниками, которые могут иметь любую форму, при заряде конденсатора образуется электрическое поле. Заряд конденсатора тем больше, чем больше его электрическая емкость и приложенное к его проводникам напряжение. *Электрическая емкость конденсатора*, в свою очередь, тем больше, чем больше внутренняя поверхность проводников, образующих конденсатор, и чем меньше расстояние между этими проводниками.

Пространство между проводниками заполнено диэлектриком, т. е. материалом, обладающим высокими изоляционными свойствами или, можно сказать, очень низкой электропроводностью и малыми диэлектрическими потерями. К таким материалам относятся, например, воздух, конденсаторная бумага, керамика, синтетическая пленка. Диэлектрик, применяемый в конденсаторах, должен обладать высокой электрической прочностью, т. е. сохранять свои изолирующие свойства при высоком напряжении и небольшой толщине (10 – 15 мкм). Качество диэлектрика для конденсаторов тем выше, чем выше его диэлектрическая проницаемость, т. е. способность аккумулировать электрический заряд. Например, относительная диэлектрическая проницаемость конденсаторной бумаги, пропитанной маслом, составляет 3,5 – 4, а полистирольной пленки – 2,5 – 2,7.

Таким образом, электрическая емкость конденсатора, измеряемая в микрофарадах (мкФ), составляет $C = \epsilon S \cdot 10^{-6}/d$, где ϵ – диэлектрическая проницаемость, Ф/м; S – площадь поверхности обкладок (проводников) конденсатора, м²; d – расстояние между обкладками (толщина диэлектрика, разделяющего эти обкладки), м · 10⁻⁶.

Конденсатор, как и любой элемент электроэнергетической системы, характеризуется потерями активной мощности, которые приводят к его нагреву.

Эти потери тем больше, чем выше приложенное напряжение, его частота и емкость конденсатора. Потери в конденсаторе зависят и от свойств диэлектрика, определяемых тангенсом угла диэлектрических потерь и характеризующих удельные потери в конденсаторе. В зависимости от типа и назначения конденсатора потери в них могут составлять от 0,5 до 4 Вт/квар.

В электроэнергетике для компенсации реактивной мощности применяют так называемые косинусные конденсаторы, предназначен-

ные для работы при частоте напряжения 50 Гц. Их мощность, измеряемая в киловольт-амперах реактивных (квар), составляет от 10 до 100 квар.

Конструктивно конденсатор представляет собой металлический (стальной или алюминиевый) корпус, в котором размещаются секции (пакеты), намотанные из нескольких слоев алюминиевой фольги, проложенных конденсаторной бумагой или синтетической пленкой толщиной 10 – 15 мкм (0,01 – 0,015 мм). Соединенные между собой секции имеют выводы, расположенные снаружи корпуса, в его верхней части. Трехфазные конденсаторы имеют три фарфоровых вывода, однофазные – один.

Шкала *номинальных напряжений* конденсаторов – от 230 В до 10,5 кВ, что позволяет собирать из них установки для сетей напряжением от 380 В и выше. Конденсаторы обладают хорошей перегрузочной способностью по току (до 30 % от номинального) и по напряжению (до 10 % от номинального). Группу конденсаторов, соединенных между собой параллельно или последовательно, или параллельно-последовательно, называют *конденсаторной батареей*. Конденсаторная батарея, оборудованная коммутационной аппаратурой, средствами защиты и управления, образует *конденсаторную установку (КУ)*. В сетях напряжением 0,4 кВ обычно используют микропроцессорные установки с фильтрами высших гармоник, что позволяет строго выдерживать заданный коэффициент мощности.

Мощность, генерируемая конденсаторной батареей, при ее заданной емкости C , пропорциональна квадрату приложенного напряжения и его частоте $Q_{\text{КБ}} = U^2 f C$. Поэтому нерегулируемые КБ обладают *отрицательным регулирующим эффектом*, что в отличие от синхронных компенсаторов является их недостатком. Это значит, что мощность конденсаторной батареи снижается со снижением приложенного напряжения, тогда как по условиям режима эту мощность необходимо увеличивать.

Преодоление этого недостатка находят в формировании конденсаторной батареи из нескольких секций, каждая из которых, управляемая регулятором напряжения и/или мощности, подключается к сети через свой выключатель, наращивая таким образом емкость батареи в целом. Применяемое ступенчатое переключение позволяет увеличивать

суммарную реактивную мощность конденсаторной батареи при снижении напряжения на ее зажимах.

Ступенчатое регулирование требует введения в регулятор напряжения конденсаторной установки *зоны нечувствительности* по напряжению. В пределах этой зоны при снижении напряжения подключение очередной секции недопустимо. Невыполнение этого условия привело бы к неустойчивой работе КУ. Ширина зоны нечувствительности должна быть больше, чем приращение напряжения, вызванное подключением очередной секции КУ. В противном случае напряжение на конденсаторной установке достигнет напряжения уставки срабатывания на отключение этой секции сразу после ее включения. Вероятность такого эффекта тем больше, чем больше мощность подключаемой секции и чем меньше *зона нечувствительности* регулятора конденсаторной установки.

Конденсаторная установка состоит, как правило, из нескольких секций, имеющих общую систему управления. Низковольтные конденсаторные установки напряжением 380 В собираются из трехфазных конденсаторов, включенных параллельно. Для защиты таких КУ от коротких замыканий и перегрузки применяют предохранители. Высоковольтные конденсаторные установки собираются из однофазных конденсаторов, включенных последовательно-параллельно.

Включение КУ сопровождается бросками тока, а отключение – перенапряжением, что отрицательно сказывается на сроке службы конденсаторов и коммутационной аппаратуры. Поэтому КУ, оборудованную выключателями (контакторами), не рекомендуется включать-выключать более 2 – 4 раз за сутки. Для ограничения бросков тока конденсаторы перед включением обязательно должны быть разряжены с помощью разрядных резисторов R или трансформаторов напряжения TU . Обычно эти устройства постоянно подключены к конденсаторам, а резисторы могут быть встроены внутри конденсатора. В этой связи такие конденсаторные установки пригодны только для регулирования реактивной мощности с целью обеспечения ее баланса в той или иной точке сети или в узле нагрузки. В этом режиме КУ применяют для снижения потерь напряжения в передающей сети, а также потерь мощности и электроэнергии.

Суммарный эффект и в том, и в другом случае проявляется за счет компенсации реактивной мощности, протекающей по линии, питающей нагрузку.

Конденсаторы в силу их параметрических свойств очень чувствительны к искажениям синусоидальной формы кривой напряжения, т. е. к высшим гармоникам тока. Действительно, сопротивление конденсатора $X_C = 1/(nfC)$ тем меньше, чем выше частота nf гармоники в несинусоидальной кривой приложенного напряжения.

В результате за счет высших гармоник тока, проникающих в конденсатор, резко возрастают и потери активной мощности в конденсаторах, что приводит к их дополнительному нагреву.

Потери электроэнергии в статических компенсирующих устройствах – батареях статических конденсаторов (БК) и статических тиристорных компенсаторах (СТК) – определяются по формуле

$$\Delta W_{\text{ку}} = \Delta P_{\text{ку}} S_{\text{ку}} T_p, \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

где $\Delta P_{\text{ку}}$ – удельные потери мощности в соответствии с паспортными данными КУ, кВт/квар;

T_p – число часов работы конденсаторной установки;

$S_{\text{ку}}$ – мощность КУ (для СТК принимается по емкостной составляющей), квар.

При отсутствии паспортных данных оборудования значение $\Delta P_{\text{ку}}$ принимается равным для БК – 0,003 кВт/квар, для СТК – 0,006 кВт/квар.

Как уже отмечалось, параметрическое свойство конденсаторов широко используют при создании фильтрокомпенсирующих установок (ФКУ).

Применение КУ в задачах, где требуется быстродействующее регулирование реактивной мощности, частое переключение секций КБ, практически невозможно из-за систематических бросков тока и перенапряжений, возникающих при коммутациях КБ обычными выключателями. Броски тока при включении КБ и перенапряжения при их отключении достигались за счет применения вместо обычных выключателей *тиристорных ключей*, обеспечивающих коммутацию конденсаторной батареи в определенный момент времени.

Тиристорный ключ состоит из двух тиристорov, включенных встречно-параллельно, их применяют для регулирования конденсаторных батарей и реакторов. В силу специфики коммутационных свойств конденсаторов и реакторов управление их мощностью с помощью тиристорov принципиально различно. Так, для ограничения бросков тока

тиристор следует открывать в тот момент времени, когда мгновенное значение напряжения сети и на КБ равны (идеальный случай) или близки.

Для ограничения перенапряжений при отключении КБ тиристор следует закрывать при переходе тока в нем через нулевое значение. Следуя этому принципу, можно практически исключить броски тока и перенапряжения, сняв таким образом ограничение на частоту переключения конденсаторной батареи.

Обычно реактор подключается с помощью *выключателя* или *отделителя* непосредственно на шины электропередачи или к третичной обмотке трансформатора. Высоковольтный реактор, как и трансформатор, может быть одно- или трехфазным. Сердечник реактора выполняется либо с зазором, либо броневое типа. Статическая характеристика реактора линейна, т. е. реактор обладает постоянным реактивным сопротивлением. Низковольтные реакторы обычно не имеют стального сердечника. Выключатели, предназначенные для коммутации реакторов, могут быть оборудованы внешними резисторами, а сами реакторы – разрядниками для ограничения перенапряжений, вызванных отключением электропередачи.

Статическая характеристика реактора со стальным сердечником линейна в рабочем диапазоне, а за его пределами она может быть и нелинейной. Быстродействие реактора, т. е. время выхода на установившийся режим после его включения, составляет около 100 мс. Такой реактор, функционируя в рабочем диапазоне, не является источником высших гармоник тока, однако высшие гармоники могут возникать в токе реактора в том случае, если повышение напряжения на нем выведет его вебер-амперную характеристику на нелинейную часть или в так называемый *режим насыщения*.

Потери в реакторе достаточно невелики и обычно составляют 0,2 – 0,4 % его номинальной мощности. Такие реакторы нечувствительны к перенапряжениям и сверхтокам, т. е. не выходят из строя в этих случаях. Реакторы обладают положительным регулирующим эффектом, т. е. увеличивают потребление реактивной мощности при увеличении напряжения, чем и способствуют его ограничению.

Обычно реакторы применяют для регулирования напряжения в протяженных электропередачах напряжением 220 кВ и выше, а также

для компенсации зарядной мощности в тех же электропередачах. Установленная мощность реактора может составлять от 10 Мвар в распределительных сетях до 150 Мвар в сетях напряжением 750 кВ. Реакторы устанавливают на конечных и промежуточных подстанциях. Их включение и отключение обычно осуществляется эксплуатационным персоналом по распоряжению диспетчера системы.

Насыщающимся называют реактор, рабочий диапазон регулирования которого находится именно в насыщенной части его статической характеристики. Благодаря этому такой реактор можно рассматривать как *параметрическое* устройство для регулирования реактивной мощности. Сопротивление реактора в нелинейной части характеристики изменяется в зависимости от приложенного к нему напряжения. С увеличением напряжения ток в реакторе интенсивно возрастает, увеличивая потребляемую реактивную мощность и тем самым способствуя стабилизации напряжения в точке его подключения.

В связи с тем что рабочий диапазон реактора находится в нелинейной части характеристики, его следует рассматривать как источник высших гармоник тока. Для их компенсации применяют сложные 6- и 9-стержневые сердечники и специальные схемы соединения обмоток. Применение таких реакторов ввиду сложности их конструкции весьма ограничено.

Для плавного регулирования реакторы в отличие от конденсаторов можно включать через *тиристорные ключи*, изменяющийся угол управления которыми и обеспечивает изменение тока в реакторе. Основной недостаток реактора, управляемого тиристорами, связан с тем, что при углах управления больших 90° он становится источником высших гармоник тока.

Комбинированные ИРМ применяют тогда, когда необходимо обеспечить плавное регулирование реактивной мощности в режимах ее потребления и генерирования. Такие ИРМ состоят из управляемых тиристорами реакторов или насыщающихся реакторов и коммутируемых выключателями или тиристорами конденсаторных батарей. Рабочий диапазон регулирования реактивной мощности, установленная мощность нерегулируемой или ступенчато регулируемой конденсаторной батареи, мощность регулируемых тиристорами реакторов выбираются в зависимости от назначения СТК.

Возможны, например, следующие соотношения этих мощностей для СТК, состоящего из нерегулируемой секции КБ и регулируемого тиристорами реактора:

- установленные мощности реактора и КБ равны $Q_p = Q_{КБ}$,
- установленная мощность реактора больше мощности КБ, например $Q_p = 2Q_{КБ}$.

2.7.1. Продольная компенсация реактивности сильноточной нагрузки

Успешное решение вопросов энергоэффективности и энергосбережения позволяет увеличить коэффициент полезного действия устройств электропитания сильноточных электроприемников (например, электродуговых печей) и уменьшить потери мощности в системе электропитания и короткой сети электродуговой печи, потери в которой составляют около 35 % общих потерь или 7 – 15 % подведенной мощности.

Суммарное реактивное сопротивление элементов короткой сети электродуговой печи токопровода большого сечения, выполненного в виде трубошины, шихтованных пакетов, соединяющих выводы печного трансформатора с гибким токопроводом, и электрической дуги при низких значениях $\cos \varphi$ (около 0,7), практически равно активному сопротивлению и составляет порядка $(0,2 \div 0,4)10^{-3}$ Ом, что приводит к увеличению тока примерно в $\sqrt{2}$ раз и, следовательно, увеличению потерь активной мощности в 2 раза. Применение устройств последовательной компенсации реактивной мощности (УПК) позволяет увеличить значение коэффициента мощности до 0,92 – 0,95 и уменьшить значение потерь активной мощности примерно на 50 %.

Эффективность электрооборудования характеризуют *энергетическим коэффициентом*

$$K_{\varepsilon} = \frac{P_{\text{ВЫХ}}}{P_{\text{ВХ}}} \frac{I_1}{I} \cos \varphi ,$$

где $P_{\text{ВЫХ}}$, $P_{\text{ВХ}}$ – активные выходная и входная мощности соответственно;

I_1, I – действующие значения первой гармоники тока и несинусоидального периодического тока соответственно;

$\cos \varphi = P_{\text{ВХ}}/S = P_{\text{ВХ}}/\sqrt{P_{\text{ВХ}}^2 + Q^2 + D^2}$ – фазовый сдвиг между первыми гармониками напряжения и тока;

D – мощность небаланса, или мощность искажения, $V \cdot A$. Для синусоидального режима и линейных нагрузок $D = 0$.

При синусоидальном режиме и линейной нагрузке эффективность использования и потребления электрической энергии зависит от потребляемой реактивной мощности, коэффициента полезного действия устройства и $\cos \varphi$, характеризующего уровень потребления реактивной мощности. Поэтому практически основным фактором, позволяющим решить вопрос энергосбережения и повышения энергоэффективности использования электрооборудования, является снижение потребления реактивной мощности, или компенсация реактивной мощности.

Решение вопроса энергоэффективности и энергосбережения затрудняют нагрузки с большим технологическим диапазоном изменения мощностей (от режима холостого хода до режима короткого замыкания) и низким значением коэффициента мощности (порядка 0,7 и менее). К нагрузкам такого рода относятся электродуговые печи, в частности ферросплавные. На рис. 66 показаны графики изменения активной и реактивной мощностей при использовании компенсирующего устройства для повышения коэффициента мощности короткой сети ферросплавной электродуговой печи с 0,7 до 0,95 при исходных значениях рабочих параметров режима электродов (соединение треугольником): $U = 99 \text{ В}$; $I = 49\,887 \text{ А}$.

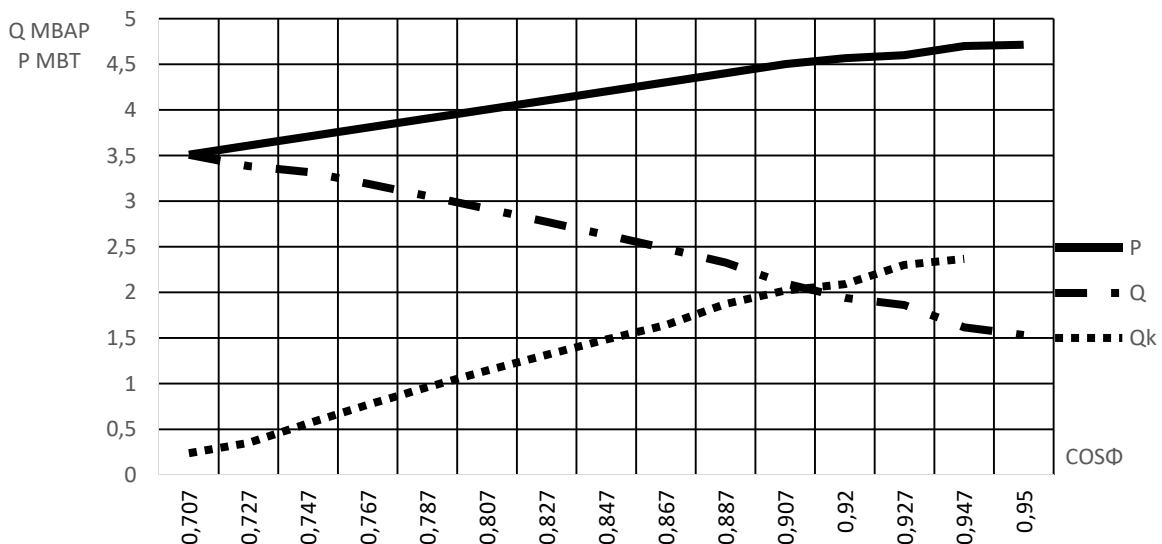


Рис. 66. Графики зависимости активной и реактивной мощностей ферросплавной электродуговой печи с рабочими параметрами режима $U = 99 \text{ В}$; $I = 49887 \text{ А}$ от коэффициента мощности

Ферросплавные печи пригодны для ряда электротермических производств: получения ферросплавов, плавки чугуна, производства карбида кальция и др. В зависимости от осуществляемого технологического процесса электрические печи разделяют на две основные группы: рудовосстановительные печи и печи для рафинированных процессов. Рудовосстановительные печи непрерывного действия – это печи, в которых электрическая дуга все время закрыта слоем твердой шихты. Рафинированные печи работают подобно сталеплавильным с проплавлением шихты. Плавка в них проходит частично с закрытой, частично с открытой дугой.

В зависимости от конструкции печи могут быть открытыми и закрытыми, как со стационарными, так и вращающимися ваннами. По форме ванны могут быть овальными, прямоугольными или круглыми, также имеются электропечи с выкатывающимися ваннами.

Ферросплавную печь характеризуют следующие параметры (табл. 23): номинальная мощность P , кВ · А; производительность G , т/сут; интервал вторичных напряжений, В; максимальная сила тока в электроде, кА; удельный расход электроэнергии w , МДж; коэффициент мощности $\cos \varphi$; электрический КПД; диаметр электрода $d_э$, мм; диаметр распада электродов d_p , мм; внутренний диаметр ванны $d_в$, мм; глубина ванны h , мм; диаметр кожуха d_{Kt} , мм; высота кожуха H , мм (некоторые из них приведены в табл. 23). При рациональной конструкции короткой сети и наличии установок искусственной компенсации реактивной мощности такие печи могут работать с высоким коэффициентом мощности, достигающим значения 0,95 (даже у агрегатов мощностью 40 – 60 МВ · А).

Токопровод вторичного напряжения (короткая сеть) – важная часть конструкции ферросплавной печи, он включает в себя проводники тока от обмотки трансформатора к контактными щекам, щеки и электроды печи (рис. 67). Общий вид электродуговой печи с элементами короткой сети приведен на рис. 68.

Электрический баланс мощной ферросплавной печи показывает, что потери в короткой сети составляют около 35 % общих потерь или 7 – 15 % подведенной мощности. Значение потерь токопроводящей сети при больших токах возрастает сильнее, чем значение полезной мощности печи. Поэтому работают обычно по режиму, определяемому

превышением полезной мощности над потерями электроэнергии в короткой сети при достаточно высоком коэффициенте мощности ($\cos \varphi$). Однако обеспечение удовлетворительных электрических характеристик печной установки при заданном рабочем напряжении все более затрудняется по мере увеличения мощности печи ввиду роста индуктивного сопротивления контура.

Таблица 23

Технические данные ферросплавных печей

Параметр	Тип печи						
	ПКО-2,5	ПКО-3,5	ПКО-10,5	ПКО-16,5 ПКЗ-16,5	ПКЗ-24	ПКЗ-33	ПКЗ-48
Мощность, P , кВт · А	2500	3500	10500	16500	24000	33000	48000
Вторичное напряжение, В	178 – 89	371 – 260	250 – 100	210 – 132	245 – 155	250 – 130	238,5 – 137
Максимальная сила тока в электроде, кА	13,0	13,0	38,4	59,0	71,0	87,0	111,8
Диаметр электрода $d_э$, мм	300 – 450	300 – 450	800	1200	1200	1500	2800× 650
Диаметр ванны, $d_в$, мм	2700	2700	4000	6200/6700	7200	8700	20340× 6000
Глубина ванны h , мм	1200	1300	1700	2300	2600	3000	2850
Диаметр кожуха $d_{Кт}$, мм	4300	5000	6200	7800/8300	8900	10500	22140× 7800

В короткой сети дуговой электропечи выделяют следующие основные участки:

- пакет плоских медных шин, соединяющих выводы печного трансформатора с гибким токопроводом;
- пакет медных шин или водоохлаждаемых труб, соединяющих гибкий токопровод с находящимся в электрододержателе электродом.

Мощность, потребляемая дуговой электропечью, составляет десятки мегавольтампер при напряжении от 100 до 400 В, что обуславливает значение силы тока в короткой сети в несколько десятков килоампер, поэтому токопровод короткой сети выполняют, как правило, из медных шин большого сечения (несколько тысяч квадратных миллиметров на фазу).

Для уменьшения потерь активной мощности плотность тока в шинах и водонехлаждаемых кабелях, а также в водоохлаждаемых кабелях принимают в пределах 2,3 – 3 А/мм², в водоохлаждаемых трубах 3 – 3,5 А/мм². При длине вторичного токопровода в несколько метров его активное и особенно индуктивное сопротивление, которое в 3 – 7 раз больше активного и рассчитать его точно невозможно, является определяющим для электрического КПД установки и ее коэффициента мощности (рис. 67).

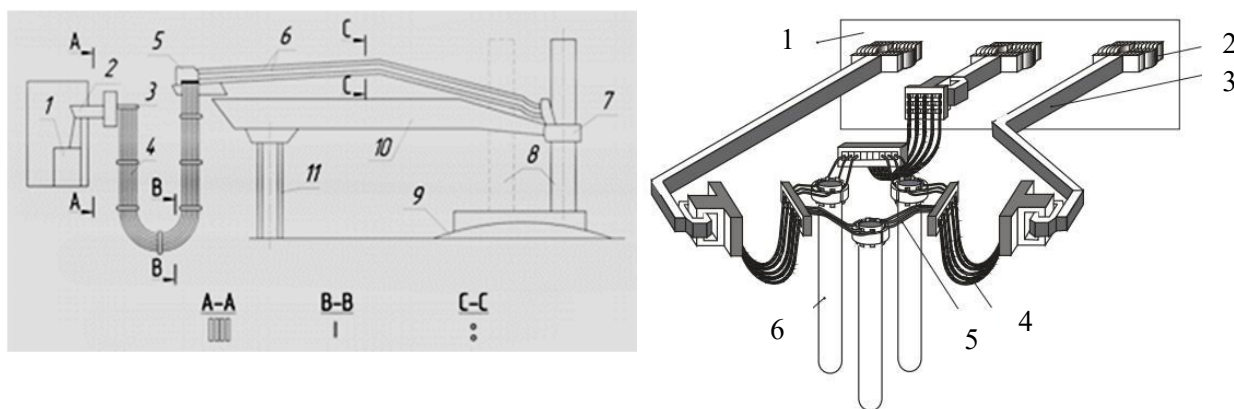


Рис. 67. Схема короткой сети ферросплавной электродуговой печи: 1 – печной трансформатор; 2 – шинный мост; 3 – неподвижный башмак; 4 – гирлянда гибких кабелей; 5 – подвижный башмак электродержателей; 6 – трубошины; 7 – электродные зажимы; 8 – электроды; 9 – свод печи; 10 – рукав электродержателя; 11 – стойка рукава

Большие сечения токопроводов (тысячи квадратных миллиметров), сложные конфигурации и шихтовка проводников делают заметными и значительно усиливают на промышленной частоте явления поверхностного эффекта и эффекта динамического взаимодействия между собой частей тока одной фазы, протекающего по нескольким параллельным шинам, а также взаимодействия общего тока одной фазы с током другой фазы.

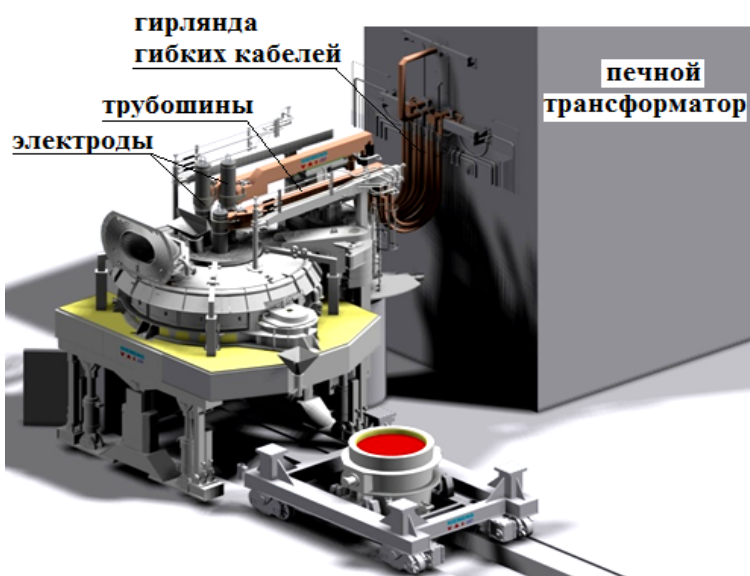


Рис. 68. Общий вид электродуговой печи с элементами короткой сети

Мероприятия, направленные на уменьшение активного и реактивного сопротивления короткой сети, базируются на электродинамической и термической стойкости токоведущих проводников по длине, взаимному расположению и сечению. Некоторые оптимизированные варианты соединения токопроводов с электродами электродуговой печи показаны на рис. 69.

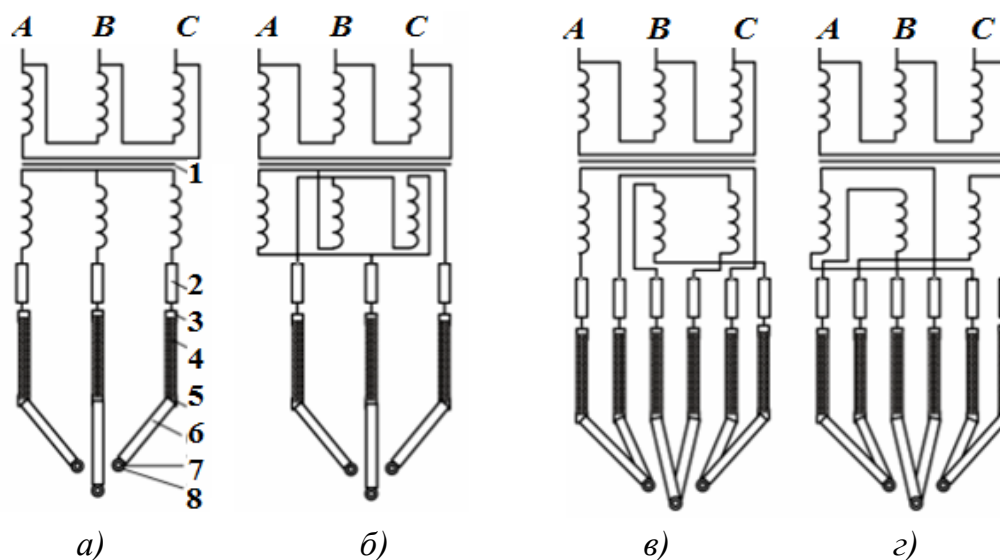


Рис. 69. Оптимизированные схемы короткой сети дуговой сталеплавильной печи с соединением токопроводов на электродах в треугольник: *а* – симметричный; *б* – несимметричный; *в* – в звезду на электродах; *г* – в треугольник на выводах вторичных обмоток электропечного трансформатора; 1 – электропечной трансформатор; 2 – шины; 3 – неподвижные башмаки; 4 – кабели; 5 – подвижные башмаки; 6 – трубошины; 7 – держатели электродов; 8 – электроды

Мероприятия по коррекции коэффициента мощности системы электроснабжения электродуговой печи при питании от трехобмоточного трансформатора можно выполнить на стороне высшего напряжения (ВН) или на стороне среднего (СН) или низшего напряжения (НН).

Компенсацией реактивной мощности на стороне высшего напряжения можно выполнить основные требования к коэффициенту мощности управлением по энергосбережению, но это не решает проблему потерь мощности в короткой сети печного трансформатора. Кроме того, с увеличением мощности электродуговой печи увеличивается и питающее напряжение, что значительно усложняет решение проблемы компенсации реактивной мощности.

Техническая реализация компенсирующей установки на стороне низшего напряжения связана с увеличением габаритных размеров и усложнением монтажа из-за больших значений тока компенсации НН в несколько десятков тысяч ампер, но может повышать эффективность печного трансформатора.

Наиболее целесообразной оказывается компенсация реактивной мощности на стороне среднего напряжения, которую можно разделить на параллельную и последовательную.

Параллельная компенсация реактивной мощности на стороне среднего напряжения аналогична с действием компенсации на стороне ВН с теми же недостатками. Последовательная компенсация СН и параллельная компенсация НН могут решать проблему потерь мощности в короткой сети печного трансформатора, при этом коэффициент мощности может достигнуть 0,92.

Последовательную компенсацию реактивной мощности на стороне среднего напряжения принято называть продольной компенсацией, поскольку компенсационные электрические емкости оказываются включенными последовательно с нагрузкой в главном контуре. При этом реактивная мощность конденсатора обусловлена значением протекающего тока электрода и, следовательно, меняется с колебанием реактивной мощности под нагрузкой, поэтому может выполнять компенсацию в реальном времени без изменения напряжения рабочей шины. По сравнению с параллельной компенсацией продольная компенсация может повышать вторичное напряжение печного трансформатора и увеличивать активную мощность, потребляемую электродуговой печью.

Упрощенная на одну фазу схема включения компенсирующей емкости в обмотку среднего напряжения трехобмоточного трансформатора без дополнительных элементов защиты от коммутационных перенапряжений на конденсаторе показана на рис. 70.

Трансформатор Т1 представим трехлучевой звездой, а трансформатор Т2 – Г-образной прямой схемой замещения без учета трансформации. Ветви намагничивания включаем на первичных

зажимах трансформаторов (зажимы 1 – 2 для Т1 и зажимы А-Х для Т2). Параметры схемы замещения трехобмоточного трансформатора Т1 – активные и реактивные сопротивления обмоток ВН, СН и НН приведены к напряжению первичной обмотки трансформатора (рис. 70). Ветвь намагничивания включена на первичных зажимах схемы замещения и ее параметры определяются так же, как и для двухобмоточных трансформаторов.

Реактивное сопротивление обмотки СН или НН (X_C или X_H), расположенной между двумя другими обмотками, из-за их взаимного влияния имеет значение, близкое к нулю, либо небольшое отрицательное значение и в практических расчетах принимается равным нулю.

Для оценки влияния компенсирующей емкости на режим работы электродуговой ферросплавной печи составим схему замещения компенсирующей установки по схеме рис. 71 на одну фазу. На первом этапе составим схему замещения без учета расположения обмоток ВН, СН и НН на стержне трехобмоточного печного трансформатора.

В паспортных данных трехобмоточного трансформатора всегда указаны три нормированных (приведенных к номинальной мощности) значения напряжения короткого замыкания $u_{КВ}, u_{КС}, u_{КН}$ и одно $\Delta P_{КВ-С}$ или $\Delta P_{КВ-Н}$, или три значения потерь короткого замыкания $\Delta P_{КВ-Н}; \Delta P_{КВ-С}; \Delta P_{КС-Н}$.

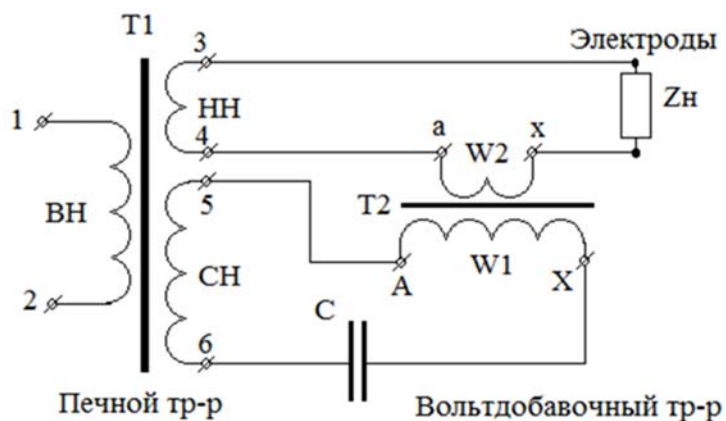


Рис. 70. Упрощенная схема включения компенсирующей емкости в обмотку СН трехобмоточного трансформатора

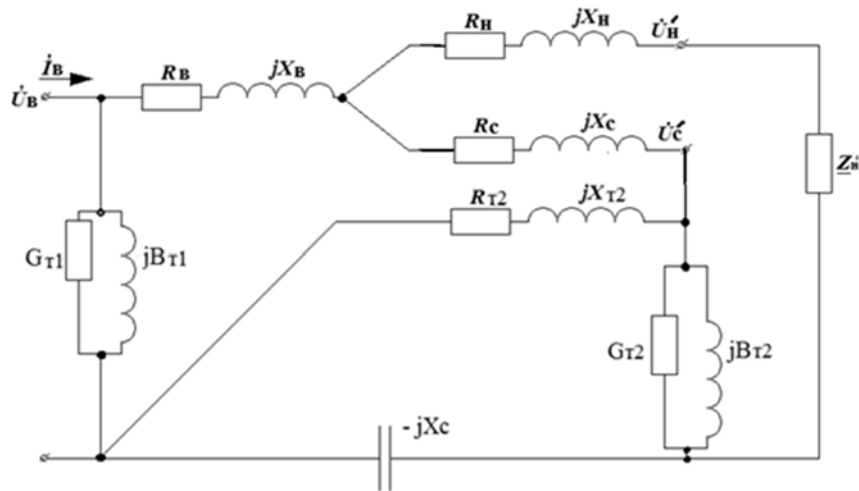


Рис. 71. Схема замещения компенсирующей установки с компенсирующей емкостью на стороне СН

Для трехобмоточного трансформатора с одинаковыми мощностями обмоток суммарные потери короткого замыкания на пару обмоток поровну распределяются между соответствующими обмотками, т. е. активные сопротивления лучей схемы замещения вычисляются по формуле $R_B = R_C = R_H = \frac{1}{2} \frac{\Delta P_K U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2}$.

При расположении обмотки СН между обмотками ВН и НН значение $X_C = 0$ и схема замещения принимают вид, показанный на рис. 72. При расположении обмотки НН между обмотками ВН и СН значение $X_H = 0$ и схема замещения принимают вид, показанный на рис. 72.

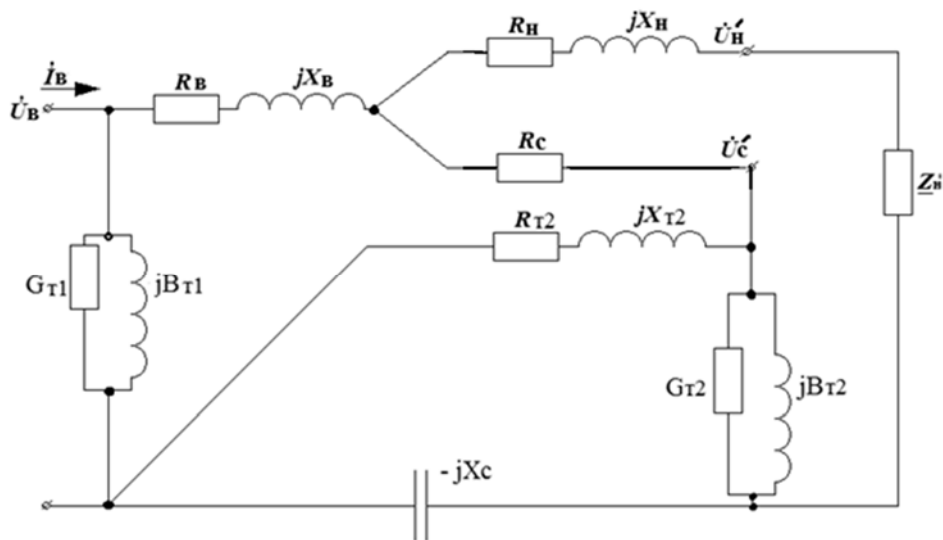


Рис. 72. Схема замещения компенсирующей установки при $X_C = 0$

Двухобмоточный трансформатор представлен простой Г-образной схемой замещения – прямой с подключением ветви проводимостей со стороны высшего напряжения (в данном случае это напряжение СН трансформатора Т1), поскольку трансформатор Т2 является понижающим.

Параметры элементов первичной обмотки трансформатора Т2 и ее нагрузка приведены к обмотке низшего напряжения.

В полнофазном режиме двухобмоточного трансформатора потери мощности в трех фазах равны утроенному значению фазных потерь, т. е. $\Delta P_K = 3 \cdot \Delta P_{K\phi}$, линейное напряжение $U_{НОМ} = \sqrt{3} \cdot U_{\phi\text{НОМ}}$, номинальная мощность трансформатора $S_{НОМ} = 3 \cdot S_{\phi\text{НОМ}}$. Тогда активное сопротивление обмоток двухобмоточного трансформатора можно определить по паспортным данным по формуле $R_{Т2} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} 10^{-3}$, Ом.

Индуктивное сопротивление трансформатора $X_{Т2}$ определяется напряжением короткого замыкания u_K . Тогда полное сопротивление трансформатора, Ом,

$$Z_{Т2} = R_{Т2} + jX_{Т2} = \frac{u_K}{100} \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} I_{НОМ}} = \frac{u_K}{100} \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}}.$$

Для оценки влияния компенсирующей емкости на режим работы электродуговой ферросплавной печи при расположении обмотки СН между обмотками ВН и НН необходимо определить входной ток компенсирующей установки I_B по схеме замещения, приведенной на рис. 73.

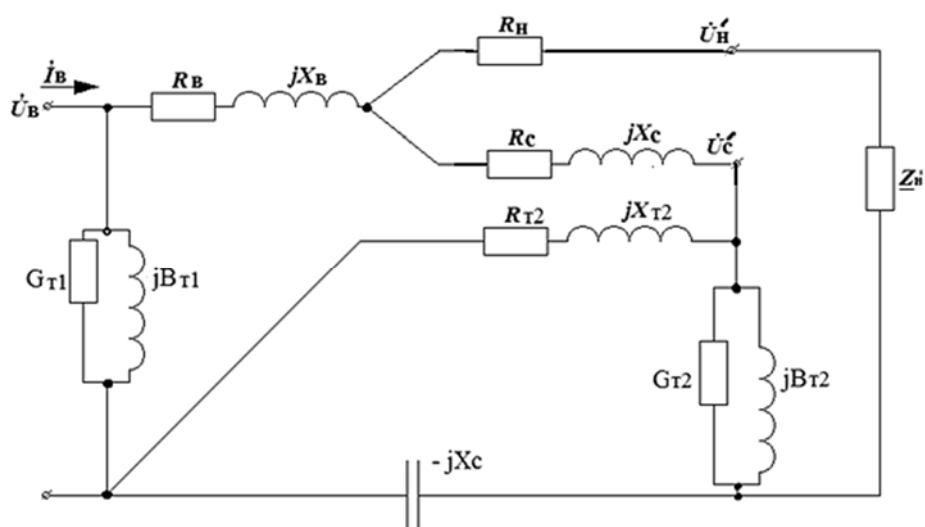


Рис. 73. Схема замещения компенсирующей установки при $X_H = 0$

Параметры элементов схемы по рис. 70 могут быть определены по паспортным данным трансформаторов Т1 и Т2: потерям холостого хода и короткого замыкания, току холостого хода и напряжению короткого замыкания, номинальному напряжению и номинальной полной мощности, значению коэффициента трансформации идеального трансформатора.

Без учета влияния ветвей намагничивания трансформаторов Т1 и Т2 схема замещения рис. 73 принимает вид, показанный на рис. 74. Схема замещения короткой сети ферросплавной электродуговой печи с нагрузочным сопротивлением электрической дуги $R'_д$, активным $R_{кc}$ и реактивным $X_{кc}$ сопротивлениями короткой сети, сопротивлением компенсирующей емкости $X_{с\tau 2}$, включенных на среднее напряжение, приведена на рис. 74, где элемент R' – это сумма активных сопротивлений обмотки среднего напряжения трансформатора Т1, короткой сети и электрической дуги $R' = R_c + R_{кc} + R'_д$.

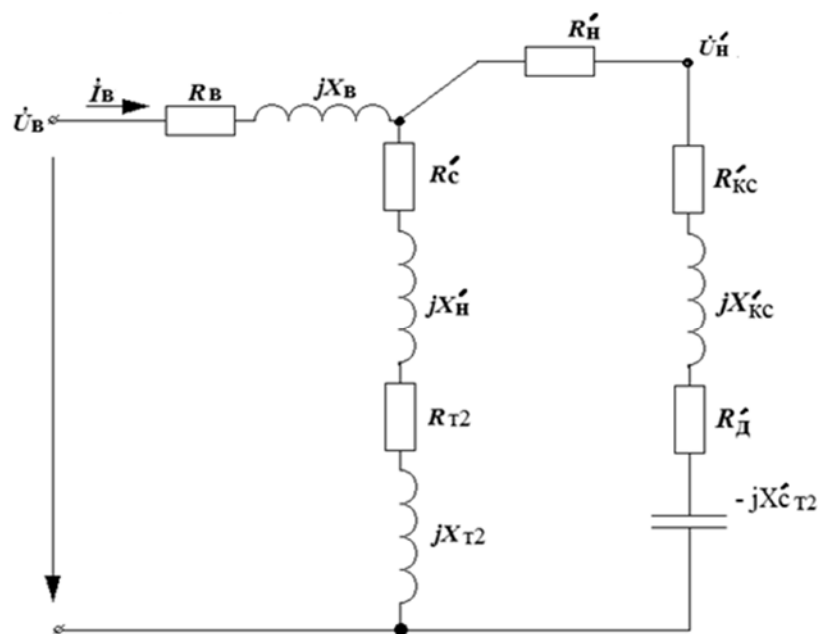


Рис. 74. Схема замещения компенсирующей установки при исключении ветвей намагничивания

Отметим, что при больших токах электрическую дугу при инженерных расчетах с достаточной степенью точности целесообразно моделировать активным, неизменным во времени сопротивлением, поскольку ее динамическая характеристика прямолинейна

и ток дуги пропорционален напряжению (рис. 75). При этом ток дуги и напряжение сохраняют синусоидальную форму.

Реактивную мощность компенсирующей емкости для заданного типа ферросплавной печи с известными характеристиками печного трансформатора можно вычислить по параметрам рабочего режима обмотки среднего напряжения ($U_c, I_c, \cos \varphi_1$) без учета нагрузочных потерь активной мощности в короткой сети и трансформаторах и значению реализуемого коэффициента мощности $\cos \varphi_2$ после компенсации

$$Q_k = UI \cos \varphi_1 (\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2),$$

или емкость компенсирующего конденсатора $C_k = \frac{Q_k \cdot 10^3}{2\pi f U^2}$, мкФ, где U – напряжение на зажимах конденсатора, кВ; Q_k – реактивная мощность конденсатора, кВ · Ар; f – частота питающей сети, Гц.

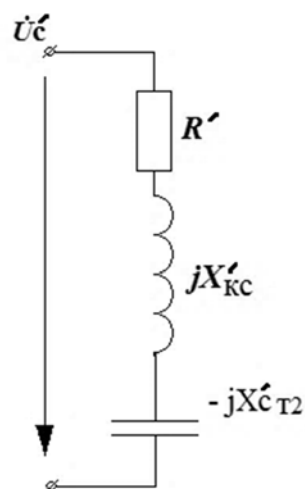


Рис. 75. Схема замещения короткой сети с нагрузочным сопротивлением электрической дуги и сопротивлением компенсирующей емкости

2.7.2. Энергоэффективность трансформаторного агрегата с устройством продольной компенсации силовоточной нагрузки

При синусоидальном режиме и линейной нагрузке эффективность использования и потребления электрической энергии обусловлена коэффициентом полезного действия устройства и коэффициентом мощности ($\cos \varphi$).

Поэтому практически основным фактором, позволяющим решить вопрос энергосбережения и повышения энергоэффективности использования электрооборудования, например ферросплавной печи, является снижение потребления реактивной мощности или компенсация реактивной мощности, что достигается корректировкой электрических параметров рабочего режима электродуговой печи.

Мероприятия технического свойства по совершенствованию энергоснабжения ферросплавной печи преимущественно связаны с внедрением современного основного электротехнологического и вспомогательного оборудования.

Наиболее эффективным способом повышения коэффициента мощности электродуговой печи стало применение устройства продольной компенсации (УПК) реактивности короткой сети с включением батареи конденсаторов в цепь обмотки высшего напряжения вольтодобавочного трансформатора. При этом рабочий ток электрода, протекающий по первичной обмотке вольтодобавочного трансформатора, корректирует в режиме реального времени напряжение вольтодобавки, тем самым стабилизируя рабочий режим печи.

Современные печные агрегаты состоят из основного печного трансформатора, вольтодобавочного трансформатора и токоограничивающего реактора, расположенных в общем баке. Схема печного агрегата типа ЭОДЦНК-16000/10 показана на рис. 76.

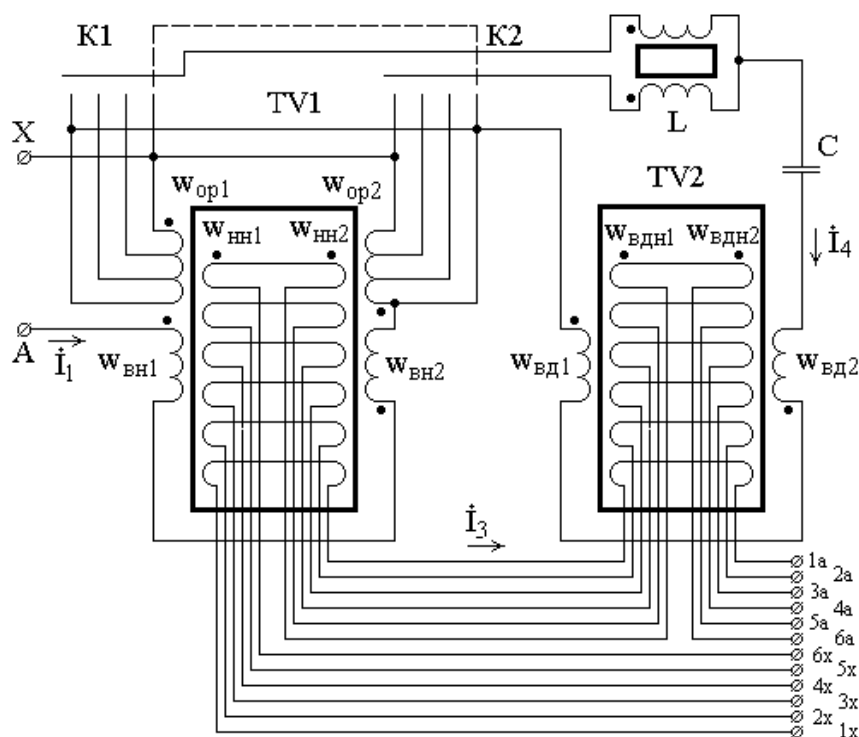


Рис. 76. Схема печного агрегата типа ЭОДЦНК-16000/10

Главный трансформатор TV1 с неизменным по величине напряжением вторичной обмотки имеет регулировочную обмотку (OP)

класса напряжения 20 кВ с отпайками. Отрегулированное с помощью переключающего устройства напряжение ОР главного трансформатора подается на первичную обмотку вольтодобавочного трансформатора TV2. Рабочий режим ферросплавной печи определяется напряжением и током вторичной обмотки трансформатора TV1, значения которых зависят от положения ступени переключения. Характер изменения коэффициента трансформации трансформатора TV1 показан на графике рис. 77.



Рис. 77. График зависимости изменения коэффициента трансформации трансформатора TV1 от номера ступени переключения

Вольтодобавочный трансформатор TV2 выполнен с неизменным коэффициентом трансформации. Однако при анализе зависимости напряжения вольтодобавки от тока в цепи электрода в схемах продольной компенсации реактивной мощности короткой сети ферросплавной печи необходимо учитывать также зависимость реального коэффициента трансформации от значения рабочего тока.

Установлено, что приращение значения реального коэффициента трансформации вольтодобавочного трансформатора определяется приращением напряжения на компенсирующем конденсаторе $\Delta k_{m2} = \frac{\Delta U_c}{U_c}$.

Напряжение вольтодобавки $U_{вд}$ определяется суммой приведенных к обмотке низшего напряжения вольтодобавочного трансформатора TV2, напряжения на первичной обмотке (среднего напряжения) \dot{U}'_1 и напряжения на компенсирующем конденсаторе \dot{U}'_c в соответствии с условной положительной ориентацией токов и напряжений на схеме замещения рис. 78.

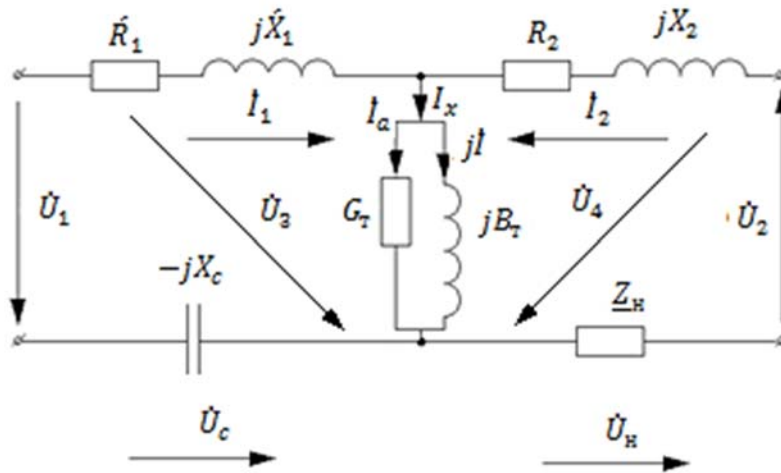


Рис. 78. Схема замещения УПК с вольтодобавочным трансформатором TV2

Относительное приращение напряжения на компенсирующем конденсаторе можно выразить через относительное изменение рабочего тока электрода печи или напряжения вольтодобавки, тогда выражение для относительного приращения значения коэффициента трансформации трансформатора продольного включения принимает вид

$$\frac{\Delta k_{m2}}{k_{m2}} = \frac{\Delta U'_c}{U'_c} = \left(1 - \frac{\Delta I_{2\text{НОМ}}}{I_{2\text{НОМ}}}\right) = \frac{\Delta U_{\text{ВД}}}{U_{\text{ВД}}}.$$

При неизменном среднем напряжении приращение напряжения вольтодобавки определится приращением напряжения на компенсирующем конденсаторе, которое, в свою очередь, зависит от приращения тока нагрузки в рабочем режиме

$$\frac{\dot{U}'_1 + \dot{U}'_c}{k_{m2}} = \dot{U}'_1 + \dot{U}'_c = U_{\text{ВД}}.$$

Относительное изменение напряжения вольтодобавки можно оценить по формуле

$$\frac{\Delta U_{\text{ВД}}}{U_{\text{ВД}}} = \frac{\Delta U'_1}{U'_1} + \frac{\Delta U'_c}{U'_c}.$$

Полагая значение среднего напряжения U'_1 неизменным, получим

$$\frac{\Delta U_{\text{ВД}}}{U_{\text{ВД}}} = \frac{\Delta U'_c}{U'_c} = \left(1 - \frac{\Delta I_{1\text{НОМ}}}{I_{1\text{НОМ}}}\right).$$

Следовательно, относительные приращения значений параметров вольтодобавочного трансформатора, напряжения на компенсирующем конденсаторе и напряжения вольтодобавки полностью определяются

относительным изменением номинального тока рабочего режима электродуговой печи. Необходимо отметить, что неизменность тока вторичной обмотки главного трансформатора в рабочем режиме на каждой ступени переключения (см. рис. 78) обеспечивается влиянием напряжения вольтодобавки (напряжения на компенсирующем конденсаторе), характер зависимости которого от тока нагрузки представлен на рис. 79.

Ток в цепи электрода (ток нагрузки) в первом приближении можно определить при исключении ветви намагничивания трансформатора TV2 через сумму напряжений – входного \dot{U}_1 , выходного \dot{U}_2 и входного сопротивления схемы замещения относительно зажимов с напряжением \dot{U}_1 (см. рис. 77) $I_1 = \frac{(\dot{U}_1 + \dot{U}_2)}{Z_{вх}}$, где $Z_{вх} = Z_{m2} + Z_{н} + (-jX_c)$. График зависимости действующего значения тока вторичной обмотки главного трансформатора от номера ступени переключения по данным завода-изготовителя показан на рис. 79. При полной компенсации реактивности короткой сети, электрической дуги и трансформатора выражение для тока нагрузки принимает вид $I_1 = \frac{(\dot{U}_1 + \dot{U}_2)}{R_{вх}}$.



Рис. 79. График зависимости действующего значения тока вторичной обмотки TV1 от номера ступени переключения

Отметим, что при больших токах электрическую дугу при инженерных расчетах с достаточной степенью точности целесообразно моделировать активным неизменным во времени сопротивлением, поскольку ее динамическая характеристика прямолинейна и ток дуги пропорционален напряжению (рис. 80).

$$R_{д} = \frac{\dot{U}_{н}}{I_1} = \frac{-\left[\frac{\dot{U}_1 + \dot{U}_c}{k_{m2}} + \dot{U}_2\right]}{I_1} = \frac{\dot{U}_{вд} + \dot{U}_2}{I_1}.$$

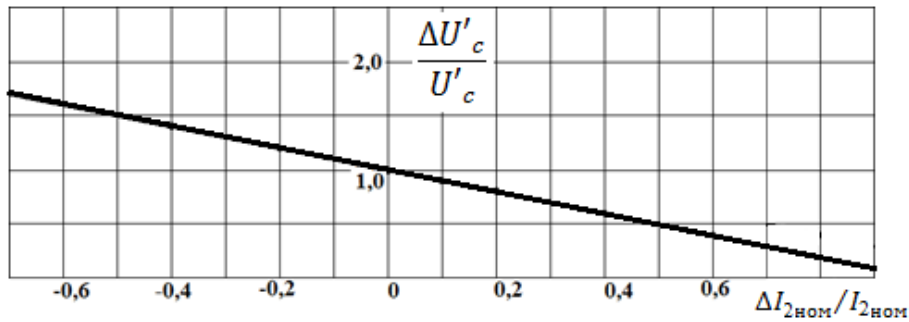


Рис. 80. График относительного изменения напряжения на компенсирующем конденсаторе

Суммарное активное сопротивление короткой сети $R_{кc}$ и электрической дуги можно определить по параметрам рабочего режима и значению коэффициента мощности

$$R_{\Sigma} = R_{кc} + R_{д} = \frac{U_{\Sigma}}{I \cdot \cos \varphi},$$

где U_{Σ} – модуль геометрической суммы напряжения нагрузки и напряжения вольтодобавки.

Полученные выражения относительного изменения напряжения на компенсирующем конденсаторе и установление взаимосвязи с изменением параметров вольтодобавочного трансформатора и напряжением вольтодобавки свидетельствуют об их пропорциональном влиянии на относительное изменение номинального тока рабочего режима электродуговой печи и, следовательно, о компенсации реактивной мощности короткой сети электродуговой печи в реальном времени при изменении тока электрода.

Информация о соотношении активных сопротивлений короткой сети и электрической дуги позволит скорректировать параметры рабочего режима электродуговой печи с целью повышения электрического коэффициента полезного действия.

2.8. Современные технические средства автоматизации энергосистем

Автоматизированная система диспетчерского управления (АСДУ) ЕЭС представляет собой иерархически построенную человеко-машинную систему, обеспечивающую по всей территории, охватываемой электрическими сетями, сбор, преобразование, передачу, переработку и отображение информации о состоянии и режиме энергосистемы, формирование на основе собранной информации управляющих команд, их передачу и реализацию с целью выполнения системой (за счет

располагаемых средств) функций надежного и экономичного снабжения электрической и тепловой энергией требуемого качества всех ее потребителей.

АСДУ включает в себя:

- управляющие вычислительные центры (УВЦ) в ЦДУ ЕЭС, ОДУ ОЭС, ЦДС ЭЭС, диспетчерские пункты (ДП) предприятий электрических сетей (ПЭС);

- автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП) электростанций, энергоблоков электростанций и подстанций;

- централизованные и локальные системы автоматического регулирования и управления.

Все элементы АСДУ ЕЭС объединяет единая первичная сеть сбора и передачи оперативной информации и управляющих команд. Основной составляющей АСДУ в УВЦ являются оперативные информационно-управляющие комплексы (ОИУК), с помощью которых диспетчерский персонал ЦДУ, ОДУ и ЦДС осуществляет контроль за текущим состоянием управляемой энергосистемы (схемой, режимами и средствами управления), ретроспективный анализ происшедших событий, оценку перспективных режимов.

Используя информацию о текущем и перспективном состоянии ЭЭС, графиках нагрузки, планах проведения ремонтных работ по оперативным заявкам с учетом указаний и рекомендаций диспетчерских инструкций и директивных материалов, диспетчерский персонал обеспечивает:

- выработку воздействий на управляемые объекты (регулирование режима ЭЭС по активной и реактивной мощности, включая регулирование графиков нагрузки электростанций);

- вывод оборудования и средств автоматического и оперативного управления в ремонт и ввод их в работу после ремонта;

- ввод в работу нового оборудования и средств управления;

- изменение схемы контролируемой сети;

- ликвидацию аварийных ситуаций и восстановление нормального режима работы ЭЭС;

- ведение оперативной отчетности;

- передачу оперативной информации.

Управляющие воздействия передаются диспетчерским персоналом ЦДУ, ОДУ, ЦДС на оперативно подчиненные объекты через диспетчерский персонал этих объектов или непосредственно на АСУТП и системы автоматического регулирования и управления энергообъектами с помощью устройств телеуправления. Управляющие воздействия обеспечивают изменение:

- схемы электрической сети;
- состава оборудования электростанций и подстанций;
- алгоритмов и параметров настройки средств автоматического и оперативного управления;
- устройств автоматики;
- нагрузки агрегатов электростанций;
- нагрузки потребителей;
- напряжений в контрольных точках электрической сети (посредством воздействия на возбуждение синхронных машин, включения или отключения устройств компенсации реактивной мощности, переключения анцапф трансформаторов).

Все задачи управления, которые обеспечивают формирование управляющих решений, делятся на оптимизационные и оценочные. Решение оптимизационных задач достигается при удовлетворении какого-либо критерия оптимизации, а оценочных задач – при удовлетворении соответствующих уравнений состояния объекта.

Основной задачей управления ЕЭС является надежное снабжение электрической и тепловой энергией требуемого качества при минимальных затратах на ее производство, преобразование, передачу и распределение, поэтому основным критерием при выработке управляющих решений на всех уровнях иерархии управления ЕЭС, когда это возможно, выступает минимум затрат в течение рассматриваемого периода времени. Хозяйственная самостоятельность отдельных территорий, охватываемых сетями ЕЭС, может приводить к тому, что критерии управления для различных частей ЕЭС (ОЭС, ЭЭС) окажутся разными и потребуется их взаимное согласование с использованием специальных алгоритмов. При формировании и решении задач в АСДУ необходимо обеспечить требования по качеству электрической и тепловой энергии и надежности электроснабжения и теплоснабжения потребителей.

Информационное обеспечение АСДУ состоит из следующей информации:

- прогноза метеорологической обстановки для повышения точности прогнозирования нагрузки и вероятностей отказов оборудования;
- маневренных характеристик агрегатов и электростанций для расчета их располагаемой и рабочей мощности и состава работающего и резервного оборудования на них;
- отказов основного оборудования ЕЭС для расчета и прогнозирования его показателей надежности;
- качества топлива, которое поставляется на ТЭС;
- состояния основного оборудования (генераторов, ЛЭП, трансформаторов и др.) для принятия решения о времени вывода его в ремонт (определяется заблаговременно в процессе его диагностики);
- фактически обеспечиваемой надежности электроснабжения и теплоснабжения потребителей для выбора оптимальных способов ее повышения;
- прогноза притока воды в водохранилища ГЭС для оптимизации выработки электроэнергии на ГЭС.

Необходимая информация поступает извне или вырабатывается внутри ЕЭС в процессе управления, а наибольшие объемы информации вырабатываются и используются в темпе процесса производства, передачи и распределения электроэнергии. Разные управляемые процессы изменяются по-разному: быстро, недостаточно быстро и медленно, соответственно и задержки в реализации управляющих воздействий будут различные, разным будет и время получения и использования информации.

Информация, которая обеспечивается средствами телемеханики, называется *телемеханической*. Рассмотрим примерные допустимые диапазоны ее задержки при передаче от объектов управления в центр управления (*контрольная информация*) и обратно (*командная информация*):

- информация для автоматических противоаварийных систем (телеотключение) – десятки миллисекунд;
- телесигнализация положения выключателей и разъединителей – секунды;
- телеизмерения контролируемых параметров (мгновенные значения) – единицы и десятки секунд;

- телеизмерения, телерасчет (интегральные значения) – несколько десятков секунд;
- телеизмерения и телекоманды для систем автоматического регулирования – до одной секунды;
- телеуправление (ТУ) – несколько секунд;
- ответная телесигнализация (после ТУ) – до 10 с;
- межуровневый машинный обмен между информационными базами данных ЭВМ ОИУК – несколько минут;
- диспетчерская ведомость по производству и потреблению энергии – 1 раз в час.

Качество телемеханической информации определяется погрешностью (классом точности) всех устройств, входящих в цепочку передачи информации, и лежит в пределах от долей процента до нескольких процентов. Кроме того, существенное влияние на качество телеинформации оказывает запаздывание телепередачи. Чтобы уменьшить это запаздывание, приходится увеличивать частоту производимых измерений и скорость передачи информации, что требует расширения каналов связи и увеличения их стоимости. Применение существующих каналов связи без их расширения требует использования методов сжатия информации, адаптивных алгоритмов передачи сообщений, системы приоритетов и т. п.

Одной из основных задач АСДУ следует назвать противоаварийное управление с целью локализации аварий и ликвидации аварийного режима работы ЭЭС или отдельных ее частей. Для такого управления в настоящее время разработан ряд **устройств противоаварийной автоматики (ПА)**. В соответствии с требованиями, которые предъявляются к каждому элементу системы ПА, ее структуру можно разделить на три подсистемы:

- предупредительную;
- локализующую;
- восстановительную.

Предупредительная подсистема необходима для обнаружения и предотвращения аварийной ситуации. Она включает в себя:

1) *релейную защиту (РЗ)*, которая обнаруживает аварийные ситуации и дает сигнал готовности к возможному действию остальным устройствам ПА; состоит из большого числа элементов, каждый из которых отвечает за определенный участок системы или вид аварии;

2) *автоматическое повторное включение (АПВ)*; это устройство пытается восстановить нормальную работу энергосистемы после отключения того элемента, в котором обнаружена аварийная ситуация, путем включения этого элемента;

3) *автоматическое регулирование возбуждения (АРВ)* синхронных генераторов; это устройство путем воздействия на ток возбуждения генератора пытается удерживать параметры энергосистемы (напряжение на зажимах генератора) в допустимых границах;

4) *автоматику предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ)* параллельной работы энергосистем; это устройство осуществляет непрерывный контроль частоты в энергосистеме и режимов работы межсистемных связей, что позволяет ему в случае возникновения аварийной ситуации путем воздействия на регуляторы скорости турбин не только перераспределять нагрузку электростанций между собой, но и регулировать частоту в энергосистеме или отдельных ее частях.

В свою очередь, АПНУ включает в себя следующие виды автоматики разгрузки, действующие:

– при отключении одной или двух ЛЭП [автоматика разгрузки одной ЛЭП (АРОЛ) или двух ЛЭП (АРОДЛ)], т. е. при отключении по какой-либо причине одной или двух параллельных ЛЭП, входящих в состав межсистемных связей, и нарушении нормального режима ЭЭС, что вызывает снижение частоты в одной части ЭЭС и ее повышение в другой части ЭЭС, АПНУ перераспределяет нагрузку электростанций с целью возвращения частоты к номинальному значению;

– статической перегрузке ЛЭП (автоматика разгрузки при статической перегрузке (АРСП)), в этом случае АПНУ стремится сохранить статическую устойчивость работы электроэнергетической системы;

– динамической перегрузке ЛЭП (автоматика разгрузки при динамической перегрузке (АРДП)), в этом случае АПНУ стремится сохранить динамическую устойчивость работы электроэнергетической системы;

– отключении генераторов (автоматика разгрузки при отключении генераторов (АРОГ));

– при отключении генераторов по каким-либо причинам и снижении частоты в ЭЭС. АПНУ перераспределяет нагрузку этих генераторов другим электростанциям;

– близких или затяжных коротких замыканиях (автоматика разгрузки при коротких замыканиях (АРКЗ)), в этих случаях АПНУ стремится сохранить динамическую устойчивость путем разгрузки генераторов электростанций.

С целью выполнения своих функций АПНУ может воздействовать:

- на отключение генераторов;
- кратковременную (импульсную) или длительную разгрузку турбин;
- отключение части нагрузки потребителей;
- частотный пуск гидрогенераторов и перевод их из режима синхронного компенсатора в режим генерации активной мощности;
- загрузку гидро- и турбогенераторов;
- электрическое торможение агрегатов;
- отключение шунтирующих реакторов;
- форсировку устройств продольной и поперечной компенсации;
- форсировку возбуждения генераторов;
- изменение уставки АРВ по напряжению генераторов.

В случае, если автоматика предупредительной подсистемы не смогла ликвидировать аварийную ситуацию, используется автоматика локализирующей и восстановительной подсистем.

Локализирующая подсистема включает в себя:

1) *автоматику ликвидации асинхронного режима (АЛАР)* части энергосистемы или всей энергосистемы; это устройство контролирует перегрузку ЛЭП или группы ЛЭП по току и активной мощности, а также может отслеживать разницу фаз напряжений между узлами, ограничивающими межсистемные ЛЭП, в случае появления больших колебаний скоростей роторов генераторов и соответственно частоты в ЭЭС АЛАР разгружает генераторы электростанций;

2) *автоматику ограничения снижения напряжения (АОСН)*; в случае снижения напряжения ниже допустимого уровня это устройство может воздействовать не только на АРВ генераторов и синхронных компенсаторов, но и на отключение шунтирующих реакторов, которые обычно включают с целью снижения напряжения на ЛЭП СВН и УВН при небольших потоках мощности по ним;

3) *автоматику ограничения повышения напряжения (АОПН)*; в случае повышения напряжения выше допустимого уровня это устрой-

ство может воздействовать на АРВ генераторов и синхронных компенсаторов и на включение шунтирующих реакторов (противоположное АОСН действие);

4) *автоматическую частотную разгрузку (АЧР) 1-й очереди*; это устройство отключает часть нагрузки энергосистемы (обычно это потребители III категории по надежности электроснабжения) в случае снижения частоты ниже допустимого уровня, т. е. когда все другие возможности регулирования частоты исчерпаны.

На АЛАР возлагаются следующие функции:

- деление электроэнергетической системы;
- ресинхронизация частей энергосистемы, вышедших из синхронной работы;
- предварительное деление ЭЭС с последующей ресинхронизацией частей ЭЭС, работающих раздельно.

Восстановительная подсистема включает в себя:

1) АЧР 2-й очереди, т. е. когда АЧР 1-й очереди исчерпала свои возможности по предотвращению дальнейшего снижения частоты в энергосистеме;

2) АПВ по напряжению (АПВН); это устройство восстанавливает работу тех элементов энергосистемы, которые отключила АОСН;

3) АПВ по частоте (ЧАПВ); это устройство восстанавливает электроснабжение потребителей, отключенных АЧР.

Кроме того, в объединенной ЭЭС существуют:

1) *автоматика ограничения снижения частоты (АОСЧ)*, которая выполняет следующие функции:

- автоматическую частотную разгрузку;
- дополнительную разгрузку, действующую при больших местных дефицитах мощности в целях предотвращения лавины частоты и напряжения;
- мобилизацию резервов активной мощности;
- выделение электростанций или генераторов со сбалансированной нагрузкой, выделение генераторов на питание собственных нужд электростанций;
- восстановление питания отключенных потребителей при восстановлении частоты (ЧАПВ);

2) *автоматика ограничения повышения частоты (АОПЧ)*, которая осуществляет отключение генераторов электростанций в случае повышения частоты выше допустимого уровня;

3) *автоматика разгрузки оборудования (АРО)*, которая снижает ток в контролируемом оборудовании в случае недопустимой его перегрузки; в зависимости от перегрузки АРО может:

- разгрузить турбину, отключить генераторы электростанций;
- отключить нагрузку;
- разделить сеть;
- отключить перегруженное оборудование.

Применение перспективных технологий позволит совершить переход к электрической сети нового технологического уклада с качественно новыми характеристиками надежности, эффективности, доступности, управляемости и клиентоориентированности ЭСК Российской Федерации в целом, что может быть достигнуто широким внедрением цифровых технологий.

Интеллектуальная электроэнергетическая сеть (ИЭС) – это сеть нового поколения, основанная на мультиагентном принципе управления и развития. Цель ИЭС – обеспечение эффективного использования всех видов ресурсов (природных, социально-производственных и человеческих) для надежного, качественного и эффективного энергообеспечения потребителей энергии за счет гибкого взаимодействия ее субъектов (всех видов генерации, электрических сетей и потребителей) на основе современных технологических средств и единой интеллектуальной системы управления.

Цифровая подстанция (ЦПС), структура которой показана на рис. 81, – автоматизированная подстанция, оснащенная взаимодействующими в режиме единого времени цифровыми информационными и управляющими системами и функционирующая без присутствия постоянного дежурного персонала (п. 3.27 СТО 34.01-21-004-2019). ЦПС обозначает особое (цифровое) построение и взаимодействие технологических систем подстанции (таких как РЗА, АСУ ТП, АИИС КУЭ и т. д.).

Состав цифровой подстанции:

- серверы АСУ ТП / ССПИ;
- серверы и АРМ SCADA системы ЦПС;
- устройства регистрации параметров переходных процессов в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах;

– средства информационной интеграции цифровой ПС и ЦУС в соответствии с МЭК 61850-90-2.

Данный уровень должен быть образован серверами, объединенными в отказоустойчивый кластер, на платформе виртуализации которого работают серверы и АРМ уровня подстанции. Все связи между устройствами и описание ИЭУ должны быть представлены в виде SCD файла, а логические узлы с привязкой к элементам однолинейной схемы в виде SSD файла, разрабатываемых в специализированных программах.

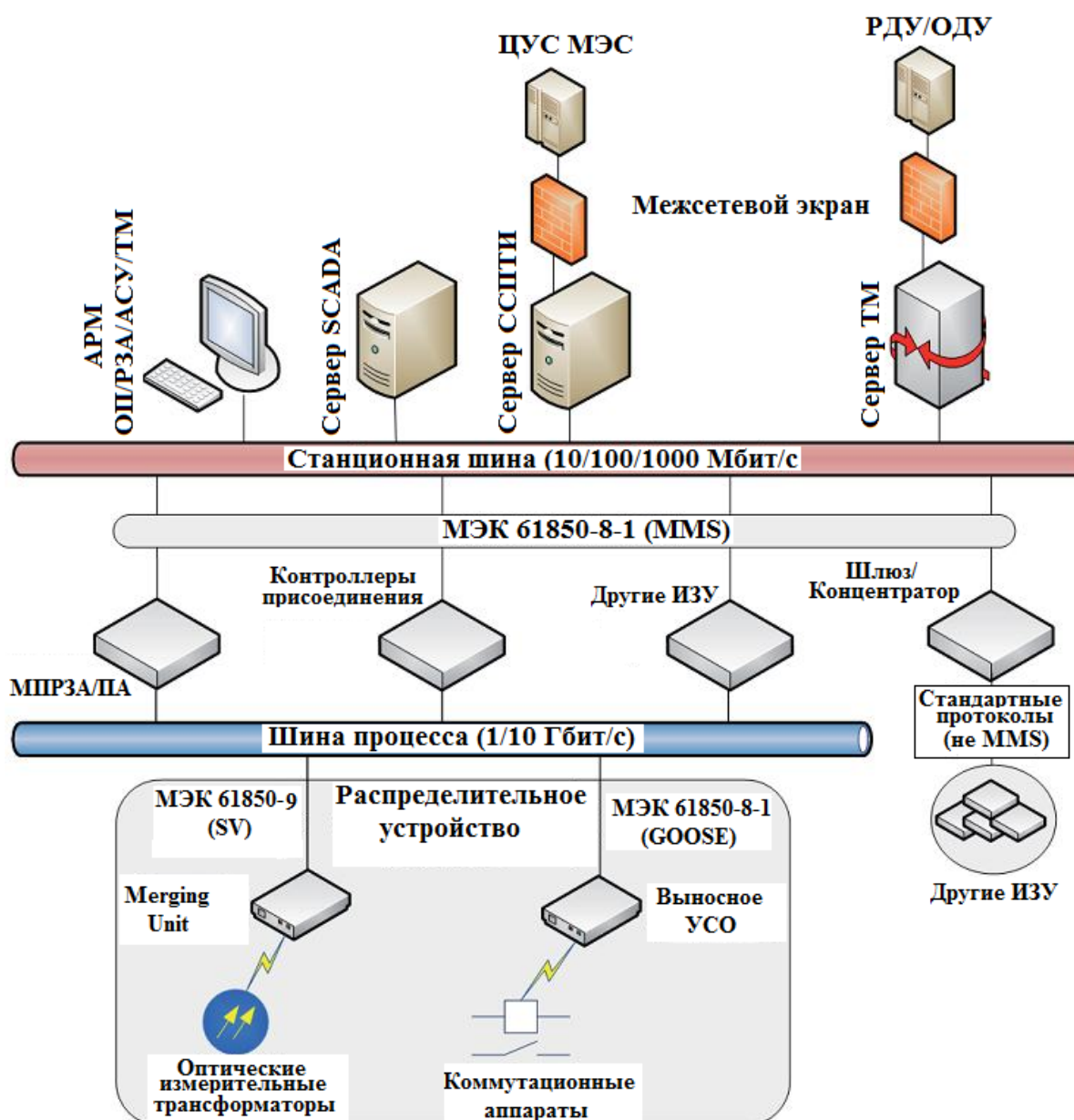


Рис. 81. Структура цифровой подстанции

Работа и управление цифровыми подстанциями базируются на программно-техническом комплексе цифровой подстанции (ПТК ЦПС), разделенном на структурные уровни (процесса, присоединения и подстанции), которые объединяются между собой посредством сегментов локально-вычислительной сети Ethernet. От основного оборудования до преобразователей аналоговых и дискретных сигналов (ПАС и ПДС) информация передается по контрольному кабелю с медными жилами. ПАС и ПДС необходимо установить максимально близко к основному оборудованию. Далее от ПАС и ПДС по волоконно-оптическим кабельным линиям информация поступает в коммутаторы шины процесса.

Аналоговая информация в цифровом виде передается в виде потока данных SV-поток, который состоит из кадров Ethernet в соответствии со спецификацией МЭК 61850-9-2LE. Дискретная информация в цифровом виде передается с использованием протокола МЭК 61850-8-1 GOOSE, MMS. В случае отсутствия у основного оборудования встроенного цифрового интерфейса для оцифровки сигналов используют устройства сопряжения с объектом (УСО): ПАС (AMU) – преобразователи аналоговых сигналов; ПДС (DMU) – преобразователи дискретных сигналов.

Интеллектуальные электронные устройства (ИЭУ) выполняют прикладные функции АСТУ, включая РЗА, для соответствующего основного оборудования (п. 5.2.1 СТО 34.01-21-004-2019). Мгновенные значения тока и напряжения принимаются ИЭУ по протоколу МЭК 61850-9-2 SV по шине процессов по волоконно-оптическим линиям связи.

Цифровой питающий центр – цифровая подстанция напряжением 110 – 220 кВ и (или) узловая цифровая подстанция с высшим напряжением 35 кВ, от РУ СН и НН которой электрическая энергия распределяется по электрической сети (п. 3.28 СТО 34.01-21-004-2019).

Цифровая электрическая сеть – организационно-техническое объединение электросетевых объектов, оснащенных цифровыми системами измерения параметров режима сети, мониторинга состояния оборудования и линий электропередачи, защиты и противоаварийной автоматики, сетевого и объектового управления, информационный обмен между которыми осуществляется по единым протоколам

с обеспечением синхронизации по времени (п. 3.29 СТО 34.01-21-004-2019).

В табл. 24 обозначены протоколы и сокращения:

GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event) – протокол (сервис), описанный в IEC 61850-8-1, для передачи данных по технологии «издатель – подписчики», предназначенный для передачи широкосетчатых сообщений (дискретных сигналов) о событиях на подстанции (п. 3 СТО 56947007-29.240.10.248-2017).

MMS (Manufacturing Message Specification) – протокол, описанный в IEC 61850-8-1, для передачи данных по технологии «клиент – сервер», используемый для обмена данными, результатами измерений, диагностическими сообщениями, передачи команд управления и других целей (п. 3 СТО 56947007-29.240.10.248-2017).

PRP (Parallel Redundancy Protocol) – протокол параллельного резервирования предполагает создание двух независимых сетей (п. 3 СТО 56947007-25.040.40.226-2016).

ЛВС (локальная вычислительная сеть) – единая, интегрированная, иерархическая распределенная человеко-машинная система, оснащенная средствами управления, измерения, сбора, обработки, отображения, регистрации, хранения и передачи информации (п. 5.1 СТО 56947007-25.040.40.226-2016).

ПТК (программно-технический комплекс) – единая, интегрированная, иерархическая распределенная человеко-машинная система, оснащенная средствами управления, измерения, сбора, обработки, отображения, регистрации, хранения и передачи информации (п. 5.1 СТО 56947007-25.040.40.226-2016).

– совокупность средств вычислительной техники, программно-вычислительного обеспечения и средств создания и заполнения машинной информационной базы при вводе системы в действие, достаточных для выполнения одной или более задач АСУ ТП (п. 3 СТО 56947007-25.040.40.236-2016).

Согласно п. 5.2.8 СТО 34.01-21-004-2019 рекомендуется в части применения протоколов передачи данных (и применении соответствующего оборудования) руководствоваться табл. 24.

Протоколы передачи данных

Класс напряжения РУ, кВ	Протоколы передачи данных	Примечания
6, 10, 20	MMS, GOOSE PRP, ЛВС, ПТК	Протокол SV применяется только для вводных ячеек РУ
35	MMS, GOOSE	Протокол SV применяется для вводных ячеек РУ Протокол SV для измерений в рамках РУ может быть применен при дополнительном обосновании
110, 220	MMS, GOOSE	–

К достоинствам построения оптимальной цифровой ПС можно отнести:

- значительно меньшее общее количество и номенклатура оборудования в составе ПТК, что снижает объем профилактического обслуживания, сокращает время восстановления работоспособности и требуемые объемы запасных частей;

- значительное снижение количества кабельных связей в составе комплекса и их полная диагностируемость, что ускоряет поиск неисправности и сокращает время восстановительного ремонта;

- сокращение времени поставки и затрат на поставку запасных частей за счет использования вычислительных и коммуникационных средств общего назначения (серверов) в составе системы, которые имеют более низкую стоимость по сравнению со специальными при более высокой производительности;

- снижение объемов и частоты периодических проверок за счет организации более оптимального планирования профилактических и необходимых восстановительных работ (п. 8.1 СТО 34.01-21-004-2019).

Недостатки применения ЦПС могут появиться в случае неоптимального ПТК с дублированием, что приведет к увеличению стоимости оборудования. Кроме того, остро встает вопрос кибербезопасности.

2.9. Коммерческие потери электроэнергии

Потери электроэнергии при передаче от электростанции до потребителя неизбежны в силу ряда объективных причин, поэтому уровень потерь служит важнейшим показателем экономичности работы энергоснабжающей организации, технического состояния электрооборудования станций и потребителей и системы учета электроэнергии, а также эффективности их энергосбытовой деятельности. Решения о развитии, реконструкции и техническом перевооружении электрических сетей принимаются с учетом потерь электроэнергии. Следствием этих решений становится совершенствование методов и средств их эксплуатации и автоматизации управления электрическими сетями, а также повышение точности измерения и учета отпускаемой и потребляемой электроэнергии, эффективности и своевременности сбора денежных средств за поставленную потребителям всех уровней электроэнергию.

Принято считать, что относительные потери электроэнергии при передаче от электростанции до потребителя в электрических сетях большинства наиболее промышленно развитых стран мира можно считать удовлетворительными, если они не превышают 4 – 5 % от выработанной электроэнергии. Потери электроэнергии на уровне 10 % считаются максимально допустимыми с точки зрения физики передачи электроэнергии по сетям, а уровень потерь более 12 % абсолютно недопустимым. Отметим, что особое внимание к проблеме снижения потерь электроэнергии в электрических сетях связано как с грядущим кризисом органических энергоносителей, так и с возникновением ряда негативных тенденций, отрицательно влияющих на уровень потерь в сетях, таких как устаревшее оборудование (износ до 70 %), физический и моральный износ средств учета электроэнергии, несоответствие установленного оборудования передаваемой мощности вследствие недостаточной развитости электрических сетей. Поэтому проблема снижения потерь электроэнергии в электрических сетях актуальна, поскольку связана с обеспечением финансовой стабильности энергоснабжающих организаций (реализация планов модернизации электрических сетей) и экономически обоснованного, качественного и надежного электропитания потребителей.

Одним из видов потерь электроэнергии, влияющих на финансовое благополучие энергоснабжающих организаций, можно назвать коммерческие потери, в создании которых участвуют две стороны – производители и потребители электроэнергии. Степень их участия следует из определений:

Абсолютные потери электроэнергии – разность электроэнергии, отпущенной в электрическую сеть генерирующей компанией, и полезно отпущенной потребителям электроснабжающей организацией.

Технологические потери электроэнергии (ТПЭ) при ее передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций, (ТСО), федеральной сетевой компании (ФСК) и магистральных сетевых компаний (МСК) включают в себя технические потери в линиях и оборудовании электрических сетей, обусловленных физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии в соответствии с техническими характеристиками и режимами работы линий и оборудования, с учетом расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций и потери, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии. Объем потерь электроэнергии в целях определения норматива технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям рассчитывается в соответствии с Методикой расчета технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям в базовом периоде (приказ Минэнерго РФ от 30 декабря 2008 г. № 326).

Технологические потери электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям на регулируемый период рассчитываются как в целом, так и с разбивкой по уровням напряжения: на высоком напряжении – 110 кВ и выше (ВН); на среднем первом напряжении – 27,5 – 60 кВ (СНІ); на среднем втором напряжении – 1– 20 кВ (СНІІ); на низком напряжении – 0,4 кВ и ниже (НН).

Технические потери электроэнергии – потери, обусловленные физическими процессами передачи, распределения и трансформации электроэнергии, определяются расчетным путем по методикам электроснабжающих организаций. Технические потери электроэнергии в электрических сетях, возникающие при ее передаче по электрическим сетям, состоят из потерь, не зависящих от величины передаваемой мощности (нагрузки) – условно-постоянных потерь, и потерь, объем

которых зависит от значения передаваемой мощности (нагрузки) – нагрузочных (переменных) потерь.

Условно-постоянные потери включают потери на холостой ход силовых трансформаторов (автотрансформаторов); на корону в воздушных линиях напряжением 110 кВ и выше; потери в синхронных компенсаторах, батареях статических конденсаторов, статических тиристорных компенсаторах, шунтирующих реакторах (ШР); потери в соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций (СППС); в системе учета электроэнергии (трансформаторах тока, трансформаторах напряжения, счетчиках и соединительных проводах); потери в вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжений; в устройствах присоединений высокочастотной связи; в изоляции кабелей; потери от токов утечки по изоляторам ВЛ; расход электроэнергии на собственные нужды (СН) подстанций; расход электроэнергии на плавку гололеда.

Нагрузочные потери электроэнергии включают в себя потери в воздушных и кабельных линиях; трансформаторах (автотрансформаторах); шинпроводах; токоограничивающих реакторах. Нагрузочные потери электроэнергии в электрической сети в целом за T часов (D дней) в зависимости от информационной обеспеченности могут быть рассчитаны одним из пяти следующих методов в зависимости от объема имеющейся информации о схемах и нагрузках сетей (методы расположены в порядке снижения точности расчета):

- 1) методом оперативных расчетов;
- 2) расчетных суток;
- 3) средних нагрузок;
- 4) числа часов наибольших потерь мощности;
- 5) оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети.

Потери мощности в сети при использовании для расчета потерь электроэнергии методов 1 – 4 рассчитываются на основе заданной схемы сети и нагрузок ее элементов, определенных с помощью измерений или расчета нагрузок элементов электрической сети в соответствии с законами электротехники.

Потери электроэнергии по методам 2 – 4 могут рассчитываться за каждый месяц расчетного периода с учетом схемы сети, соответствующей данному месяцу. Допускается рассчитывать потери за расчетные

интервалы, включающие в себя несколько месяцев, схемы сетей в которых могут рассматриваться как неизменные.

Потери электроэнергии за базовый период определяют как сумму потерь, рассчитанных для входящих в базовый период месяцев (расчетных интервалов).

Метод оперативных расчетов позволяет наиболее точно определить нагрузочные потери электроэнергии в ВЛ, КЛ, шинопроводе или двухобмоточном трансформаторе за базовый период

$$\Delta W_{Hj} = 3 \cdot R \sum_{j=1}^M (I_j^2 \Delta t_j) 10^{-3} = R \sum_{j=1}^M \left(\frac{P_j^2 + Q_j^2}{U_j^2} \Delta t_j \right) 10^{-3}, \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

где R – активное сопротивление ВЛ, КЛ, шинопровода или двухобмоточного трансформатора, Ом;

M – количество интервалов времени в базовом периоде;

I_j – токовая нагрузка ВЛ, КЛ, шинопровода или двухобмоточного трансформатора, принимаемая на интервале времени неизменной, А;

P_j, Q_j – значения активной и реактивной мощности ВЛ, КЛ, шинопровода или двухобмоточного трансформатора, принимаемые на интервале времени неизменными, МВт, Мвар соответственно;

U_j – значение напряжения на ВЛ, КЛ, шинопроводе или двухобмоточном трансформаторе, принятое на интервале неизменным, кВ;

Δt_j – интервал времени, в течение которого нагрузка элемента сети с сопротивлением R принимается неизменной;

По *методу средних нагрузок* нагрузочные потери электроэнергии в ВЛ, КЛ, шинопроводе или двухобмоточном трансформаторе за базовый период определяют по формуле

$$\Delta W_H = k_k \Delta P_{cp} T k_{\phi}^2, \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

где k_k – коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки (принимается равным 0,99), о.е.;

ΔP_{cp} – потери мощности в ВЛ, КЛ, шинопроводе или двухобмоточном трансформаторе при средних за базовый период нагрузках, кВт;

T – число часов в базовом периоде, ч.

k_{ϕ}^2 – квадрат коэффициента формы графика нагрузки за базовый период, о.е.

Коэффициенты формы и заполнения графика нагрузки рассчитывают по формулам

$$k_{\phi} = \frac{1 + 2k_3}{3k_3}, \text{ о. е.}$$

$$k_3 = \frac{W_0}{P_{\max} T} = \frac{T_{\max}}{T} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}}, \text{ о. е.,}$$

где W_0 – отпуск электроэнергии в сеть за время T , кВт · ч;

T_{\max} – число часов использования наибольшей нагрузки сети;

P_{\max} – наибольшее значение из m значений P_i в расчетном интервале, кВт.

При отсутствии данных о коэффициенте заполнения графика нагрузки допускается принимать $k_3 = 0,5$.

Нагрузочные потери мощности при средних за базовый период нагрузках в ВЛ, КЛ, шинопроводе или двухобмоточном трансформаторе вычисляются по равенству

$$\Delta P_{\text{ср}} = 3I_{\text{ср}}^2 R \cdot 10^{-3} = \frac{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{ср}}^2}{U_{\text{ср}}^2} R = \frac{P_{\text{ср}}^2 (1 + \text{tg}^2 \varphi)}{U_{\text{ср}}^2} R \cdot 10^{-3},$$

где $I_{\text{ср}}$ – среднее значение токовой нагрузки, А;

R – активное сопротивление ВЛ, КЛ, шинопровода или двухобмоточного трансформатора, Ом;

$P_{\text{ср}}, Q_{\text{ср}}$ – средние значения активной и реактивной мощности за базовый период T , МВт, Мвар;

$\text{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности, о.е.;

$U_{\text{ср}}$ – среднее напряжение элемента за базовый период T , кВ.

Технические потери электроэнергии в линиях электропередачи и силовых трансформаторах распределительных сетей составляют примерно половину от общего числа потерь, причем около 80 % потерь из этой половины приходится на линии электропередач, поэтому целесообразно рассмотреть этот вопрос более подробно и желательно с точки зрения оптимизации потерь.

Потребление активной мощности потребителями характеризуется непрерывностью и наличием минимумов и максимумов, поэтому в соответствии с теоремой о среднем суммарном потреблении электроэнергии за определенный интервал времени его можно оценить по графику нагрузки соотношением

$$\Delta W = \int_0^T P(t) dt = P_{\text{ср}} T,$$

где $P_{\text{ср}}$ – среднее значение активной мощности за рассматриваемый интервал времени;

T – интервал времени: часы, сутки, месяц, год и т. д.

Поскольку определение значений P_i на интервале времени обычно не производится при вычислении значений $P_{\text{ср}}$, то оперируют суммарными показаниями счетчиков электроэнергии за рассматриваемый интервал времени. Отметим, что погрешность определения средней мощности зависит от класса точности счетчика электроэнергии $P_{\text{ср}} = W/T$, где W – суммарные показания счетчиков электроэнергии за рассматриваемый интервал времени.

Метод оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети применяется для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях напряжением 0,4 кВ. Нагрузочные потери электроэнергии в сети напряжением 0,4 кВ рассчитываются следующими методами:

– оценки потерь электроэнергии на основе зависимости потерь от обобщенной информации о схемах и нагрузках сети;

– расчета потерь электроэнергии в линиях напряжением 0,4 кВ в зависимости от величины падения напряжения;

– поэлементного расчета потерь мощности и электроэнергии с использованием схемы электрической сети и ее режимных параметров.

Потери электроэнергии в N линиях напряжением 0,4 кВ со средним сечением головных участков $F_{\text{г.ср}}$, отпуском электроэнергии в линии за период D дней рассчитываются в соответствии с методом оценки потерь электроэнергии на основе зависимости потерь от обобщенной информации о схемах и нагрузках сети

$$\Delta W = k_{0,4} \left(\frac{W_{0,4}}{N} \right)^2 \frac{(1 - d_{\text{н}})^2 (1 + \text{tg}^2 \varphi) L_{\text{экв}}}{F_{\text{г.ср}} D} \frac{1 + 2 \cdot k_3}{3 \cdot k_3}, \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч},$$

где $k_{0,4}$ – коэффициент, учитывающий характер распределения нагрузок по длине линии и неодинаковость нагрузок фаз;

$d_{\text{н}}$ – доля электроэнергии, потребляемая на расстоянии 1 – 2 пролета от ТП, по отношению к суммарному отпуску в сеть напряжением 0,4 кВ.

$\text{tg} \varphi$ – средний коэффициент реактивной мощности;

$L_{\text{экв}}$ – эквивалентная суммарная длина линий, км.

Коэффициент $k_{0,4}$ определяют следующим образом:

$$k_{0,4} = k_u(7,78 - 2,76d_p - 1,48d_p^2)(1,25 + 0,14d_p),$$

где k_u – коэффициент, принимаемый равным 1 для линии 400/230 В и равным 3 для линии 220/127 В;

d_p – доля энергии, отпускаемой населению по отношению к суммарному отпуску в сеть напряжением 0,4 кВ, о. е..

Коэффициент $F_{г.ср}$ находят по выражению:

$$F_{г.ср} = \frac{\sum_{i=1}^N F_{ri} L_{ri}}{\sum_{i=1}^N L_{ri}}, \text{ мм}^2,$$

где F_{ri} – сечение головного участка i -й линии, мм²;

L_{ri} – длина головного участка i -й линии, км.

Эквивалентную суммарную длину N линий рассчитывают по формуле

$$L_{эКВ} = L_M + 0,44L_{2-3} + 0,22L_1, \text{ км},$$

где L_M – суммарная длина магистралей N линий напряжением 0,4 кВ, км;

L_{2-3} – суммарная длина двухфазных и трехфазных ответвлений N линий напряжением 0,4 кВ, км;

L_1 – суммарная длина однофазных ответвлений N линий 0,4 кВ, км.

Отметим, что при определении магистрали одной линии 0,4 кВ рассчитывается наибольшее расстояние от шин 0,4 кВ распределительного трансформатора напряжением 6 – 20/0,4 кВ до наиболее удаленного потребителя, присоединенного к трехфазной или двухфазной линии. При определении эквивалентной длины линии в длину ответвления не включают электрические сети, относящиеся к общедомовому имуществу многоквартирных жилых домов (в том числе внутридомовые электрические сети), а также ответвления к жилым домам, если граница балансовой принадлежности (эксплуатационной ответственности) находится на опоре.

При наличии алюминиевых, стальных и медных проводов в магистрали или ответвлениях в формулу определения эквивалентной длины линии подставляют длины линий

$$L = L_a + 4L_c + 0,6L_{мед}, \text{ км},$$

где L_a , L_c , $L_{мед}$ – длины алюминиевых, стальных и медных проводов линий соответственно, км.

При необходимости точного расчета потерь электроэнергии в электрических сетях напряжением 0,4 кВ и при наличии достаточного

количества исходной информации, а также при расчете потерь электроэнергии в отдельных линиях напряжением 0,4 кВ рекомендуется использовать методы поэлементного расчета потерь мощности и электроэнергии с использованием схемы электрической сети и ее режимных параметров. Расчеты потерь электроэнергии в линиях напряжением 0,4 кВ в зависимости от величины падения напряжения и поэлементные расчеты потерь мощности и электроэнергии с использованием схемы электрической сети и ее режимных параметров допускается проводить по случайной выборке распределительных линий напряжением 0,4 кВ, питающихся от не менее чем 20 % суммарного количества ТП 6-20/0,4 кВ, если это количество превышает 100 шт.

Суммарные потери электроэнергии ΔW_T в двухобмоточных силовых трансформаторах напряжением 10 – 0,38 кВ состоят из двух составляющих – ΔW_X и ΔW_H

$$\Delta W_T = \Delta W_X + \Delta W_H,$$

где ΔW_X – условно-постоянные потери холостого хода в стали трансформаторов;

ΔW_H – переменные нагрузочные потери.

Нагрузочные потери электроэнергии в трансформаторах электрической системы ΔW_H за расчетный период времени определяют по формуле

$$\Delta W_H = \sum_{j=1}^m \frac{W_{pj}^2 (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_j)}{U_{\text{НОМ}}^2 T} k_{\phi j}^2 R_j,$$

где m – общее число трансформаторов в сети;

W_{pj} – поток активной энергии через j -й трансформатор;

T – расчетный период времени;

$\operatorname{tg} \varphi_j$ – коэффициент реактивной мощности;

$k_{\phi j} = \frac{P_{\text{СКВ}}}{P_{\text{СР}}}$ – коэффициент формы графика нагрузки;

$$P_{\text{СКВ}} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T P^2(t) dt} \approx \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{i=1}^d P_i^2 t_i} \quad - \quad \text{среднеквадратичная}$$

нагрузка за расчетный период времени T , определяемая по аналитическому выражению графика нагрузки;

d – число элементарных интервалов времени расчетного периода;

R_j – активное сопротивление трансформатора;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение.

Потери в стали трансформаторов ΔW_x зависят от ее качества и значения потерь холостого хода

$$\Delta W_x = \Delta P_x T,$$

где $\Delta P_x = \sum_{j=1}^m \Delta P_{xj}$; ΔP_{xj} – заданные потери мощности холостого хода в j -м трансформаторе.

Для одного трансформатора нагрузочные потери электроэнергии

$$\Delta W_H = \Delta P_k \left(\frac{S_{\text{ср}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \left(\frac{P_{\text{СКВ}}}{P_{\text{ср}}} \right)^2 T,$$

где ΔP_k – потери мощности;

$S_{\text{ср}}$ – средняя полная мощность трансформатора за время T ;

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора.

Тогда суммарные потери электроэнергии в силовых двухобмоточных трансформаторах напряжением 10 – 0,38 кВ с учетом изложенного определяются соотношением

$$\Delta W_T = \Delta P_x T + \Delta P_k \left(\frac{S_{\text{ср}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 T$$

или

$$\Delta W_T = \Delta P_x T + \Delta P_k \beta^2 T,$$

где $\beta = S_{\text{ср}}/S_{\text{ном}}$ – коэффициент загрузки трансформатора.

Потери в линии электропередачи напряжением 10 кВ состоят из двух компонентов: собственно линии электропередачи и трансформаторов. Суммарные потери электроэнергии ΔW_{10} в такой сети складываются из трех составляющих

$$\Delta W_{10} = \Delta W_{\text{л10}} + \Delta W_x + \Delta W_{\text{т10}},$$

где $\Delta W_{\text{л10}}$ – нагрузочные потери электроэнергии в линиях напряжением 10 кВ;

ΔW_x , $\Delta W_{\text{т10}}$ – потери в трансформаторах соответственно холостого хода и нагрузочных.

Разветвленная электрическая сеть напряжением 10 кВ часто представляется в виде двух последовательно включенных эквивалентных по потерям сопротивлений – линий и трансформаторов. Для отдельной распределительной линии (РЛ) с индивидуальными эквивалентными сопротивлениями $r_{\text{эл}}$ и $r_{\text{эт}}$ справедливо соотношение

$$\Delta W_{10} = \Delta P_x + \left(\frac{S_{\text{ср}}}{U_{\text{НОМ}}}\right)^2 r_{\text{ЭТ}} k_{\text{ФТ}}^2 T + \left(\frac{S_{\text{ср}}}{U_{\text{НОМ}}}\right)^2 r_{\text{ЭЛ}} k_{\text{ФЛ}}^2 T$$

или

$$\Delta W_{10} = \Delta P_x + \left(\frac{S_{\text{ср}}}{S_{\text{НОМ}}}\right)^2 \frac{S_{\text{НОМ}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} r_{\text{ЭТ}} k_{\text{ФТ}}^2 T + \left(\frac{S_{\text{ср}}}{S_{\text{НОМ}}}\right)^2 \frac{S_{\text{НОМ}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} r_{\text{ЭЛ}} k_{\text{ФЛ}}^2 T,$$

где $k_{\text{ФТ}}$ – коэффициент формы графика нагрузки трансформатора;
 $k_{\text{ФЛ}}$ – коэффициент формы графика нагрузки линий.

Для расчета индивидуальных эквивалентных сопротивлений рекомендуются выражения

$$r_{\text{ЭЛ}} = \frac{\sum_1^m S_{\text{НОМ}i}^2 r_{\text{Л}i}}{S_{\text{НОМ}}^2},$$

$$r_{\text{ЭТ}} = \frac{\sum_1^n S_{\text{НОМ}j}^2 r_{\text{Т}j}}{S_{\text{НОМ}}^2},$$

где $S_{\text{НОМ}i}$ – номинальная мощность трансформаторов, подключенных к i -му участку линии с сопротивлением $r_{\text{Л}i}$;

$S_{\text{НОМ}j}$ – номинальная мощность j -го трансформатора с сопротивлением $r_{\text{Т}j}$;

m – число линейных участков в схеме распределительной линии;

n – число трансформаторов.

Приведенные расчетные соотношения можно использовать для процедуры оптимизации потерь электроэнергии при ее передаче потребителю.

Коммерческие потери электроэнергии – потери, определяемые как разность абсолютных и технических потерь (структура коммерческих потерь приведена в табл. 25).

Отметим, что в большинстве случаев коммерческие потери электроэнергии обусловлены конкретными объективными причинами, в том числе и человеческим фактором. Однако потребители электроэнергии с преимущественно однофазной нагрузкой, к которым относятся учреждения здравоохранения, образования, жилищно-коммунальное хозяйство и другие, обеспечивают значительную долю (до 50 %) коммерческих потерь за счет несимметричных режимов работы и являются вероятными виновниками ухудшения качества электроэнергии. Однако финансовая ответственность за потери, созданные в этом случае потребителем, перекладывается на поставщиков электроэнергии. Подключение несимметричных электрических нагрузок даже

в синусоидальном режиме без компенсирующих устройств приводит к появлению токов обратной последовательности, дополнительных потерь, пульсаций мгновенной мощности и несимметрии напряжения, в конечном итоге к ухудшению качества энергии

Таблица 25

Коммерческие потери электроэнергии

Причина потерь	Структура потерь
Потери из-за недостатков энергосбытовой деятельности	Потери при выставлении счетов Потери из-за несоответствия дат снятия показаний расчетных счетчиков с расчетным периодом Потери из-за расчетов потребленной электроэнергии абонентом на основе договоров безучетного электропотребления и др.
Потери из-за ограничения потребляемой мощности	Неоплата мощности ограничения
Потери на истребование долгов, выявление и ликвидация хищения электроэнергии	Судебные расходы Транспортные расходы и др.
Потери при востребовании оплаты за потребленную электроэнергию	Задержки платежей Недоплата или неполная оплата и др.
Хищение электроэнергии	Незаконное подключение к сетям электроснабжения; Мошенничество с приборами учета и др.
Потери из-за нарушения качества электроэнергии	Законный отказ от оплаты некачественной электроэнергии или уменьшение платежей Затраты на ремонт электроустановок, локализацию и ликвидацию причин нарушения качества электроэнергии

Дополнительные потери при несимметричной электрической нагрузке, а она составляет около 40 % всей нагрузки промышленного предприятия и 80 % для жилищно-бытового комплекса, могут даже

превышать потери от реактивной мощности. При этом предельно допустимое значение коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности в точках общего присоединения к четырехпроводным электрическим сетям с номинальным напряжением 0,38 кВ превышает 10 % вместо 4 %.

Поскольку эти дополнительные потери не влияют на количество электроэнергии, зафиксированной счетчиками потребителя, то в проигрыше остается энергоснабжающая организация, которая, в свою очередь, закладывает эти потери в тарифы на электроэнергию.

Поэтому расчет дополнительных потерь электроэнергии при несимметричных режимах представляется актуальной и довольно интересной задачей, для решения которой необходимо рассмотреть в качестве исходных симметричные режимы, а затем частичные и полные несимметричные режимы.

В **синусоидальном режиме** энергетические процессы в точках общего присоединения к четырехпроводным электрическим сетям несимметричной трехфазной электрической нагрузки полностью определяются комплексами действующих значений фазных напряжений и токов (в общем случае трехмерными комплексными векторами с вещественными координатами)

$$\mathbf{V} = \begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_a e^{j\psi_a} \\ V_b e^{j\psi_b} \\ V_c e^{j\psi_c} \end{bmatrix}; \quad \mathbf{I} = \begin{bmatrix} \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_a e^{j\varphi_a} \\ I_b e^{j\varphi_b} \\ I_c e^{j\varphi_c} \end{bmatrix}.$$

Известно, что скалярное произведение трехмерных комплексных векторов (транспонированный вектор напряжения \mathbf{V}^T на комплексно сопряженный вектор тока \mathbf{I}^*) в случае синусоидального режима позволяет определить полную комплексную мощность трехфазной электрической нагрузки

$$\dot{S} = \mathbf{V}^T \mathbf{I}^* = \dot{V}_a I_a^* + \dot{V}_b I_b^* + \dot{V}_c I_c^* = \dot{S}_a + \dot{S}_b + \dot{S}_c = P + jQ. \quad (1)$$

В этом случае действительная и мнимая части полной комплексной мощности (1) определяют активную и реактивную мощности трехфазной нагрузки

$$P = \operatorname{Re}(\dot{S}) = P_a + P_b + P_c, \quad Q = \operatorname{Im}(\dot{S}) = Q_a + Q_b + Q_c.$$

В случае синусоидального режима активная и реактивная мощности жестко связаны между собой через модуль полной комплексной

мощности, который можно назвать геометрической мощностью трехфазной нагрузки (в математике это среднегеометрическое)

$$S_G = |\dot{S}| = |\dot{S}_a + \dot{S}_b + \dot{S}_c| = \sqrt{P^2 + Q^2}. \quad (2)$$

При **синусоидальном режиме и симметричной нагрузке** (комплексные проводимости фаз равны) геометрическая мощность трехфазной нагрузки S_B , определяемая как произведение модулей трехмерных комплексных векторов, будет равна геометрической мощности, вычисляемой по равенству (2):

$$S_B = |\mathbf{V}||\mathbf{I}| = \sqrt{V_a^2 + V_b^2 + V_c^2} \cdot \sqrt{I_a^2 + I_b^2 + I_c^2} = \sqrt{P^2 + Q^2},$$

т. е. выполняется равенство $S_B = S_G$.

В случае **синусоидального симметричного режима в точке подключения несимметричной нагрузки** напряжение смещения нейтрали и ток в нейтральном проводе будут отличны от нуля и поэтому векторное произведение трехмерных комплексных векторов с вещественными координатами позволяет определить мощность несимметрии нагрузки (мощность небаланса)

$$\mathbf{D} = \mathbf{V} \times \mathbf{I} = \begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_a e^{j\psi_a} \\ V_b e^{j\psi_b} \\ V_c e^{j\psi_c} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_a e^{j\varphi_a} \\ I_b e^{j\varphi_b} \\ I_c e^{j\varphi_c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{V}_b \dot{I}_c - \dot{V}_c \dot{I}_b \\ \dot{V}_c \dot{I}_a - \dot{V}_a \dot{I}_c \\ \dot{V}_a \dot{I}_b - \dot{V}_b \dot{I}_a \end{bmatrix}. \quad (3)$$

Вектор \mathbf{D} будет нулевым только при синусоидальном симметричном режиме и симметричной нагрузке (как произведение двух нулевых векторов), а при несимметричной нагрузке вектор \mathbf{D} считают трехмерным вектором реактивной (по определению векторного умножения) мощности небаланса (все слагаемые выражения (3) имеют размерность мощности) $\mathbf{D} = [D_a, D_b, D_c,]$, а его модуль $D_u = |\mathbf{D}|$ – действующей величиной реактивной мощности небаланса.

В случае **синусоидального режима при несимметричных напряжениях фаз и несимметричной нагрузке** вектор \mathbf{D} геометрически суммируется с вектором полной мощности симметричного режима, поэтому справедливо следующее соотношение:

$$|\mathbf{I}|^2 |\mathbf{V}|^2 = |\mathbf{V}^m \mathbf{I}^*|^2 + |\mathbf{V} \times \mathbf{I}|^2.$$

Следовательно, $S_B^2 = S_G^2 + D_u^2$.

Таким образом, геометрическая мощность трехфазной нагрузки в случае синусоидального режима при несимметричных напряжениях фаз и несимметричной нагрузке включает в себя и дополнительные потери, обусловленные током небаланса и напряжением смещения нейтрали и имеющие смысл потерь от реактивной мощности, не учитываемые счетчиками активной энергии энергоснабжающей организации

$$S_B^2 = P^2 + Q^2 + D_u^2 .$$

Поскольку вектор напряжения смещения нейтрали и ток в нейтральном проводе (ток небаланса) обусловлены как несимметрией фазных напряжений, так и несимметрией сопротивлений фаз нагрузки, то мощность небаланса (вектор D) можно определить также векторным произведением вектора смещения напряжения нейтрали на вектор тока нейтрали

$$D_u = \dot{U}_N \times \dot{I}_N .$$

Наличие дополнительных потерь, обусловленных током небаланса и напряжением смещения нейтрали, приводит к несимметричным падениям напряжения, ухудшению качества электроэнергии, уменьшению коэффициента мощности, недоучету электроэнергии, т. е. к увеличению коммерческих потерь.

В идеальном случае коммерческие потери электроэнергии в электрической сети должны быть равны нулю. Очевидно, однако, что в реальных условиях отпуск от генерации в сеть, полезный отпуск потребителю и технические потери определяются с погрешностями. Разности этих погрешностей фактически и являются структурными составляющими коммерческих потерь.

К основным составляющим погрешностей измерений отпущенной в сеть и полезно отпущенной электроэнергии относятся:

а) погрешности измерений электроэнергии в нормальных условиях работы измерительных комплексов (ИК), определяемые классами точности трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и счетчика электроэнергии (СЭ);

б) дополнительные погрешности измерений электроэнергии в реальных условиях эксплуатации ИК, обусловленные:

– заниженным против нормативного коэффициентом мощности нагрузки (дополнительной угловой погрешностью);

– влиянием на счетчик электроэнергии магнитных и электромагнитных полей различной частоты недогрузкой и перегрузкой ТТ, ТН и СЭ;

– несимметрией и уровнем подведенного к ИК напряжения; работой СЭ в неотапливаемых помещениях с недопустимо низкой температурой и т. п.;

– недостаточной чувствительностью СЭ при их малых нагрузках, особенно в ночные часы;

в) систематические погрешности, обусловленные сверхнормативными сроками службы ИК; погрешности, связанные с неправильными схемами подключения электросчетчиков, ТТ и ТН, в частности, нарушениями фазировки подключения счетчиков;

г) погрешности, обусловленные неисправными приборами учета электроэнергии; погрешности снятия показаний электросчетчиков из-за ошибок или умышленных искажений записей показаний;

д) неодновременности или невыполнения установленных сроков снятия показаний счетчиков, нарушения графиков обхода счетчиков; ошибок в определении коэффициентов пересчета показаний счетчиков в электроэнергию.

Следует заметить, что при одинаковых знаках составляющих погрешностей измерений отпуска в сеть и полезного отпуска коммерческие потери будут уменьшаться, а при разных – увеличиваться. Это означает, что с точки зрения снижения коммерческих потерь электроэнергии необходимо проводить согласованную техническую политику повышения точности измерений отпуска в сеть и полезного отпуска. В частности, если, например, односторонне уменьшать систематическую отрицательную погрешность измерений (модернизировать систему учета), не меняя погрешность измерений, коммерческие потери при этом возрастут, что, кстати, имеет место на практике.

Коммерческая составляющая потеря, обусловленная занижением полезного отпуска из-за недостатков энергосбытовой деятельности, включает в себя:

– неточность данных о потребителях электроэнергии, в том числе недостаточной или ошибочной информацией о заключенных договорах на пользование электроэнергией;

– ошибки при выставлении счетов, в том числе невыставленные потребителям счета из-за отсутствия точной информации по ним и постоянного контроля за актуализацией этой информации;

– отсутствие контроля и ошибки в выставлении счетов клиентам, пользующимся специальными тарифами;

– отсутствие контроля и учета откорректированных счетов и т. п.

Потери от хищений электроэнергии – наиболее существенная составляющая коммерческих потерь. Опыт борьбы с хищениями электроэнергии в различных странах обобщается специальной экспертной группой по изучению вопросов, касающихся кражи электроэнергии и неоплаченных счетов (неплатежей). При этом термин «кража электроэнергии» применяется только в тех случаях, когда электроэнергия не учитывается или не полностью регистрируется по вине потребителя, либо когда потребитель вскрывает счетчик или нарушает систему подачи электропитания с целью снижения учитываемого счетчиком расхода потребляемой электроэнергии.

Обобщение международного и отечественного опыта по борьбе с хищениями электроэнергии показало, что в основном этими хищениями занимаются бытовые потребители. Имеют место кражи электроэнергии, осуществляемые промышленными и торговыми предприятиями, но объем этих краж нельзя считать определяющим. Хищения электроэнергии имеют достаточно четкую тенденцию к росту, особенно в регионах с неблагоприятным теплоснабжением потребителей в холодные периоды года, а также практически во всех регионах в осенне-весенние периоды, когда температура воздуха уже сильно понизилась, а отопление еще не включено.

Как правило, в осенне-зимние и зимне-весенние периоды года имеют место недоплаты за электроэнергию, а в весенне-летние и летне-осенние периоды эти недоплаты в определенной мере компенсируются. В настоящее время осенне-зимние и зимне-весенние сезонные недоплаты за электроэнергию намного превышают в большинстве случаев суммарную оплату в другие периоды года. Поэтому коммерческие потери имеют место по месяцам, кварталам и за год в целом.

Коммерческие потери электроэнергии нельзя измерить, их можно с той или иной погрешностью вычислить. Значение этой погрешности

зависит не только от погрешностей измерений объема хищений электроэнергии, наличия «бесхозных потребителей», других рассмотренных выше факторов, но и от погрешности расчета технических потерь электроэнергии.

Чем более точными будут расчеты технических потерь электроэнергии, тем, очевидно, точнее будут оценки коммерческой составляющей.

2.10. Моделирование потерь электроэнергии в системах электроснабжения с учетом нелинейности нагрузки

При проектировании систем электроснабжения предприятия, микрорайона, узла нагрузки, оснащенных современными техническими средствами передачи электроэнергии, одним из основных требований остается минимизация потерь электроэнергии при ее передаче потребителю и сохранении параметров режима.

При проведении предпроектного анализа прежде всего необходимо оценить условия, в которых будут работать потребители, и оборудование электрической сети, что позволит установить допустимость анализируемого режима по условиям передачи по сети требуемых мощностей с учетом различного рода коммутаций и предусмотреть меры для обеспечения требуемого качества электроэнергии и устойчивой работы системы электроснабжения.

Как правило, нагрузки в системе электроснабжения обычно задают значениями потребляемых ими активных и реактивных мощностей и коэффициента мощности при номинальных условиях, что позволяет осуществить выбор основного оборудования по значению токов короткого замыкания. В этом случае технические и нагрузочные потери электроэнергии при заданных параметрах режима остаются как бы неизменными.

Однако мощности, потребляемые комплексной нагрузкой из сети, будут зависеть от напряжения в точке подключения нагрузки в сети, т. е. кроме задания нагрузки, целесообразно учитывать ее нелинейность статическими характеристиками нагрузки при номинальных условиях (СХН).

Статические характеристики комплексной нагрузки отображают зависимости активной и реактивной мощности потребителей,

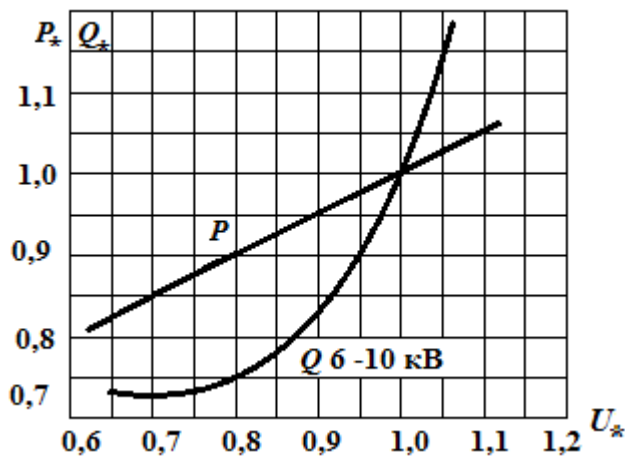


Рис. 82. Статические характеристики комплексной нагрузки

$$U_* = U/U_{\text{ном}}; \quad P_* = P/P_{\text{ном}}; \quad Q_* = Q/Q_{\text{ном}},$$

где $P_{\text{ном}}$, $Q_{\text{ном}}$ и $U_{\text{ном}}$ — номинальные активная и реактивная мощности нагрузки; номинальное напряжение на нагрузке в исходном режиме соответственно (точка с координатами 1,0; 1,0 на статической характеристике рисунка).

При учете нагрузки статическими характеристиками расчет режима и устойчивости электрической системы существенно усложняется, но при этом можно выявить некоторые качественные изменения.

В инженерных расчетах комплексную нагрузку, активная и реактивная мощности которой представлены статическими характеристиками, можно моделировать с достаточной степенью точности полиномами второго порядка:

$$P(U) = P_{\text{ном}} \left[\alpha_0 + \alpha_1 \frac{U}{U_{\text{ном}}} + \alpha_2 \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \right],$$

$$Q(U) = Q_{\text{ном}} \left[\beta_0 + \beta_1 \frac{U}{U_{\text{ном}}} + \beta_2 \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \right].$$

Значения коэффициентов аппроксимирующего полинома статической характеристики комплексной нагрузки для электрической сети напряжением 6 – 10 кВ приведены в табл. 26.

входящих в состав нагрузки, от напряжения на шинах нагрузки в относительных единицах.

На осях графиков рис. 82 приведены значения мощностей и напряжения в относительных единицах (о. е.), и при расчетах для конкретного значения нагрузки эти значения денормируются в соответствии с выражениями

Коэффициенты аппроксимирующих полиномов

$U_{\text{НОМ}}$, кВ	α_0	α_1	α_2	β_0	β_1	β_2
6 ÷ 10	0,83	-0,30	0,47	4,9	10,1	6,2

С учетом известного соотношения для мощностей $Q_{\text{НОМ}} = P_{\text{НОМ}} \operatorname{tg} \varphi$, где $\varphi = \operatorname{tg}^{-1}(Q_{\text{НОМ}}/P_{\text{НОМ}})$.

Выражение для реактивной мощности принимает вид

$$Q(U) = P_{\text{НОМ}} \operatorname{tg} \varphi \left[\beta_0 + \beta_1 \frac{U}{U_{\text{НОМ}}} + \beta_2 \left(\frac{U}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2 \right].$$

Тогда выражение для расчета коэффициента мощности нагрузки как функции напряжения на ее шинах можно выразить через отношения аппроксимирующих полиномов

$$\cos \varphi(U) = \cos \left[\operatorname{tg}^{-1} \frac{\operatorname{tg} \varphi \left[\beta_0 + \beta_1 \frac{U}{U_{\text{НОМ}}} + \beta_2 \left(\frac{U}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2 \right]}{\alpha_0 + \alpha_1 \frac{U}{U_{\text{НОМ}}} + \alpha_2 \left(\frac{U}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2} \right].$$

Значение коэффициента реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi$ в выражениях мощностей и $\cos \varphi(U)$ определено для заданных значений мощностей исходного (номинального) режима, т. е. соответствует точке с координатами (1, 1) на графиках статических характеристик, но коэффициент мощности нагрузки, заданной СХН, при допустимом диапазоне изменения питающего напряжения в $\pm 10\%$ (в относительных единицах от 0,9 до 1,1) может изменяться неравномерно в значительных пределах.

С учетом соотношения для активной мощности в цепи переменного тока получим выражения для действующего значения тока $I(U)$ и потерь активной мощности $\Delta P(U)$ в нагрузке, заданной СХН при изменении питающего напряжения, выразив их через параметры номинального (исходного) режима и аппроксимирующих полиномов:

$$I(U) = \frac{P_{\text{НОМ}} [\alpha_0 + \alpha_1 U_* + \alpha_2 (U_*)^2]}{U_* \cos \left[\operatorname{tg}^{-1} \frac{\operatorname{tg} \varphi [\beta_0 + \beta_1 U_* + \beta_2 (U_*)^2]}{\alpha_0 + \alpha_1 U_* + \alpha_2 (U_*)^2} \right]},$$

$$\Delta P(U) = [I(U)]^2 R_{\text{нагр}} = R_{\text{нагр}} \left[\frac{P_{\text{ном}} [\alpha_0 + \alpha_1 U_* + \alpha_2 (U_*)^2]}{U_* \cos \left[\text{tg}^{-1} \frac{\text{tg} \varphi [\beta_0 + \beta_1 U_* + \beta_2 (U_*)^2]}{\alpha_0 + \alpha_1 U_* + \alpha_2 (U_*)^2} \right]} \right]^2,$$

где $R_{\text{нагр}}$ – активное сопротивление нагрузки, определяемое по значению номинальных параметров нагрузки исходного режима (точке с координатами (1, 1) на графиках рис. 82) по формуле

$$R_{\text{нагр}} = U_{\text{ном}}^2 / P_{\text{ном}}.$$

Аналогично можно определить индуктивное сопротивление нагрузки для той же точки статической характеристики

$$X_{\text{нагр}} = U_{\text{ном}}^2 / Q_{\text{ном}}.$$

С учетом зависимости реактивной мощности нагрузки, заданной СХН, от напряжения на ее шинах индуктивное сопротивление нагрузки следует определять по выражению

$$X_*(U) = [U_*(U)]^2 / [Q_*(U)].$$

При изменении напряжения на нагрузке на $\pm 10\%$ с учетом графиков рис. 82 получим:

– при минимальном напряжении сети $U_* = 0,9$, $Q_* = 0,85$ и реактивность $X_*(U) = 0,9529$ о.е.,

– при максимальном напряжении сети $U_* = 1,1$, $Q_* = 1,55$ и реактивность $X_*(U) = 0,78$ о.е.

Таким образом, реактивность нагрузки, заданной СХН, в диапазоне допустимых стандартом отклонений напряжения сети изменяется на 22 %, что свидетельствует об увеличении потерь электрической энергии.

Диапазон изменения потерь активной мощности в нагрузке, заданной СХН, для заданных параметров режима определим по соотношению действующих значений токов при изменении напряжения на нагрузке на $\pm 10\%$.

В исходном режиме при заданных значениях $U_* = 1$ и $\text{tg} \varphi = 0,75$ расчетное значение номинального тока $I(U)_{\text{ном}} = 1,25$;

При минимальном $U_* = 0,9$ и максимальном $U_* = 1,1$ напряжении на нагрузке и неизменных номинальных параметрах режима соответственно $I(U)_{\text{min}} = 1,12929$ и $I(U)_{\text{max}} = 1,442629$.

Отношение квадратов граничных значений токов нагрузки

$$\frac{[I(U)_{\text{min}}]^2}{[I(U)_{\text{max}}]^2} = 0,612775.$$

Полученный результат свидетельствует о том, что при неизменном активном сопротивлении нагрузки, заданной СХН, диапазон изменения потерь активной мощности при изменении напряжений на шинах нагрузки на $\pm 10\%$ составит 61,3 %.

Из отношения квадратов номинального и минимального токов нагрузки получим значение относительного уменьшения активной мощности на 38,4 %, а из отношения максимального и номинального токов нагрузки получим значение относительного увеличения потерь активной мощности на 33,2 %.

Проведенный анализ позволяет установить, что представление нагрузки электрической системы статическими характеристиками, т. е. зависимостями активной и реактивной мощностей от напряжения, дает более точное значение отклонения действительных значений потерь активной мощности.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Почему необходимо передавать (транспортировать) электроэнергию?
2. Какие элементы входят в систему передачи и распределения электроэнергии?
3. Что общего в понятиях «электропередача» и «электрическая сеть» и чем они отличаются?
4. Чем отличаются понятия «система электроснабжения» и «энергетическая система»?
5. Каким требованиям должна удовлетворять система передачи и распределения электроэнергии?
6. Какова роль трансформаторов?
7. Какова классификация линий электропередачи переменного тока?
8. Какие линии составляют системы передачи и распределения электрической энергии?
9. Для чего необходимы автоматические устройства на всех объектах систем передачи и распределения электрической энергии?
10. В чем условность разделения систем передачи и распределения электрической энергии по номинальному напряжению?
11. Какие этапы развития системы передачи электрической энергии возможны?
12. В чем преимущества и недостатки сложнзамкнутых систем передачи электроэнергии?
13. Каково назначение и какими свойствами обладает система распределения электроэнергии?
14. Какие сети составляют систему распределения электроэнергии?
15. Какие уровни (ступени) выделяются в системе распределения электроэнергии?
16. По каким признакам классифицируются распределительные сети?
17. Чем определяется схемное построение распределительных сетей?
18. В чем преимущества и недостатки радиальных и магистральных схем?
19. Как формируются замкнутые сети? Каковы их виды?
20. В каких случаях экономически целесообразно применение сложнзамкнутых сетей?
21. Каковы особенности распределительных сетей?

22. Как классифицируются линии электропередачи по конструктивному исполнению?
23. Какими факторами определяется выбор типа ЛЭП?
24. Из каких основных конструктивных элементов состоит воздушная линия?
25. Каковы типы опор, различающиеся по функциональному назначению?
26. Какие преимущества и недостатки деревянных, железобетонных и металлических опор?
27. Какие типы изоляторов используются на воздушных линиях?
28. Какова основная арматура ВЛ? Ее назначение.
29. Какова конструкция линии с изолированными проводами?
30. Каковы преимущества линий с изолированными проводами?
31. Какие линии называются компактными?
32. В чем преимущество компактных линий перед ВЛ традиционного исполнения?
33. В каких случаях применяются кабельные линии?
34. Какие способы прокладки кабелей вам известны?
35. Каковы преимущества и недостатки кабельных линий по сравнению с воздушными?
36. Чем конструктивно отличаются кабели напряжением 10 кВ и 110 кВ?
37. Какова физическая сущность активного сопротивления ЛЭП?
38. Как и в каком случае следует учитывать температуру провода?
39. Каков физический смысл индуктивного сопротивления воздушных и кабельных линий?
40. Почему для линий одного исполнения и класса напряжения индуктивные сопротивления практически одинаковые, незначительно зависящие от сечения проводов и жил фаз?
41. Какие значения сопротивлений характерны для ЛЭП различных напряжений?
42. Какой характер имеют графики зависимостей сопротивлений от площади сечения провода?
43. Чем обусловлена емкостная проводимость ЛЭП?
44. Как зависит емкостная проводимость от сечения проводов и конструкции фаз воздушных линий?
45. Почему у ВЛ традиционного исполнения индуктивное сопротивление на 1 км значительно больше, чем у кабельных ЛЭП?

46. С помощью каких изменений конструкции фаз и опор можно уменьшить индуктивное сопротивление воздушных линий?
47. Зачем выполняют транспозицию (перестановку) фазных проводов?
48. В чем заключается явление коронирования?
49. Какие условия необходимы для возникновения коронного разряда?
50. Почему потери мощности на коронирование резко возрастают при плохой погоде?
51. Какие меры принимают для снижения потерь на корону при проектировании и эксплуатации воздушных линий?
52. От чего зависит активная проводимость кабельных линий?
53. Какие физические явления отражаются наличием в схеме замещения ВЛ и КЛ активной проводимости?
54. Почему индуктивные сопротивления и емкостные токи воздушных и кабельных линий различны?
55. Почему ЛЭП являются источниками зарядной (емкостной) мощности?
56. Как зависит зарядная мощность от конструкции и номинального напряжения линии?
57. Как определить протяженность линии, зная суммарную емкостную (зарядную) мощность воздушной линии?
58. Каковы средние значения погонных реактивных параметров ВЛ с нерасщепленной фазой?
59. Что является главной изоляцией воздушных и кабельных линий?
60. Как изменятся волновое сопротивление и натуральная мощность при увеличении числа и сечения проводов?
61. По каким внешним признакам можно определить номинальное напряжение воздушных линий?
62. В каких случаях в схемах замещения кабельных линий небольшого сечения необходимо учитывать индуктивное сопротивление?
63. В чем отличие схем замещения ЛЭП постоянного и переменного тока?
64. Почему линии постоянного тока обладают повышенной пропускной способностью?
65. Почему активное сопротивление стального провода значительно превышает омическое?
66. Когда целесообразно применение двухобмоточных трансформаторов с расщепленной обмоткой низшего напряжения?

67. Сети каких номинальных напряжений могут соединять трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения?
68. Зависят ли проводимости трансформаторов от количества расщепленных обмоток и как они рассчитываются для трансформаторов с расщепленными обмотками?
69. Почему трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения рассматриваются как естественное средство ограничения токов короткого замыкания?
70. Как обозначаются типы силовых трансформаторов?
71. Как расшифровываются буквы в обозначениях типа трансформаторов и автотрансформаторов?
72. Какие способы охлаждения и регулирования напряжения применяют в трансформаторах?
73. Какой стандартный ряд номинальных мощностей трансформаторов?
74. Какие виды компенсирующих устройств применяют в электрических сетях и системах электроснабжения?
75. Каково назначение компенсирующих устройств?
76. За счет чего установка компенсирующих устройств позволяет регулировать напряжение, снижать потери мощности и электроэнергии?
77. Как учитываются конденсаторные батареи в схемах замещения электрических сетей?
78. В чем заключается отрицательный регулирующий эффект батареи?
79. В каких электрических сетях и с какой целью устанавливают устройства продольной компенсации?
80. Каково назначение синхронных компенсаторов в электроэнергетических системах?
81. Каков принцип работы статического тиристорного компенсатора?
82. Какие достоинства и недостатки конденсаторных батарей, синхронных компенсаторов и статических тиристорных компенсаторов вы можете назвать?
83. С чем связаны коммерческие потери электроэнергии?
84. Какие потери электроэнергии относятся к техническим?
85. Какие факторы выступают в качестве конкурирующих при выборе путей рационального построения электрической сети?

86. В чем заключается структурный анализ потерь электроэнергии?
87. Как определяются потери электроэнергии холостого хода в трансформаторах?
88. Какие составляющие входят в потери электроэнергии холостого хода в воздушных и кабельных линиях?
89. От чего и как зависят потери электроэнергии в линиях электропередачи на корону?
90. Что понимается под среднеквадратичным током и среднеквадратичной мощностью?
91. Как определяются потери электроэнергии по методу среднеквадратичных параметров?
92. Что понимается под временем наибольших потерь и от чего оно зависит?
93. Как определяются потери электроэнергии по методу времени наибольших потерь?
94. Будут ли иметь место потери активной мощности и энергии в линии при передаче по ней только реактивной мощности?
95. Будут ли в линии электропередачи потери активной мощности и энергии, если она включена с одной стороны и разомкнута с другой?
96. Какие требования предъявляются к трансформаторам тока в устройствах релейной защиты?
97. Что такое коэффициент трансформации трансформатора тока?
98. Какие виды погрешностей регламентируются для трансформаторов тока?
99. Что такое ток намагничивания трансформатора тока?
100. Что такое расчетный ток короткого замыкания?
101. В чем состоит назначение силовых трансформаторов?
102. Почему наибольшее распространение получили трехфазные, а не однофазные трансформаторы?
103. Чем ограничивается предельная единичная мощность трансформаторов?
104. Перечислите основные параметры трансформаторов?
105. Что называется номинальной мощностью трансформатора?
106. Как определяется коэффициент трансформации трансформатора?
107. Как определяется номинальный ток трансформатора?

108. Что характеризует ток холостого хода силового трансформатора?
109. Что определяют потери холостого хода и короткого замыкания силового трансформатора?
110. Какой режим работы трансформатора считается перегрузкой?
111. В каких случаях разрешается аварийная перегрузка трансформаторов?
112. Каковы основные преимущества и недостатки автотрансформаторов по сравнению с трансформаторами?
113. Как осуществляется регулирование напряжения силовых трансформаторов?
114. Каково назначение измерительных трансформаторов?
115. От каких параметров зависит погрешность измерительных трансформаторов?
116. В каких цепях применяются измерительные трансформаторы разных классов точности?
117. В каком режиме работают измерительные трансформаторы тока?
118. В каком режиме работают трансформаторы напряжения?
119. Как изменяется погрешность трансформаторов тока и напряжения при увеличении длины контрольного кабеля, соединяющего их с измерительными приборами?
120. Какие материалы используются в качестве рабочего вещества в магнитооптических преобразователях?
121. В чем заключается эффект Фарадея, используемый в магнитооптических преобразователях?
122. В чем заключается эффект Керра – Погкельса?
123. Какие материалы используются в ячейках Керра – Погкельса?
124. Как устроены комбинированные измерительные трансформаторы?

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Современная электроэнергетическая система рассматривается как непрерывно развивающаяся, большая и сложная система, состоящая из взаимосвязанных и взаимоправляемых подсистем и занимающая огромное пространство. Передача и распределение электроэнергии осуществляется с помощью воздушных и кабельных линий электропередачи, токопроводов и электроустановок.

Воздушные линии электропередачи применяются для электроснабжения различных объектов (промышленных, городских, сельскохозяйственных) и выполняются на весь спектр существующих напряжений. Воздушные линии электропередачи широко применяются в системах электроснабжения для связи объектов электроснабжения с объединенной электроэнергетической системой.

Кабельные линии электропередачи дороже воздушных и используются в тех случаях, когда применение воздушных линий невозможно или нецелесообразно по причинам архитектурного или экологического характера. В частности, кабельные линии являются основным способом передачи электроэнергии потребителям, расположенным на густо застроенной территории городов и на насыщенной производственными коммуникациями территории промышленных предприятий.

В настоящее время проектные организации уделяют особое внимание разработке и применению современных прогрессивных решений, способствующих повышению надежности, экономичности и снижению сроков проектирования и строительства проектируемых объектов, в том числе и линий электропередач.

Для обеспечения экономичной и надежной передачи электроэнергии необходимы проводниковые материалы, обладающие высокой электрической проводимостью и механической прочностью.

Подготовка специалистов в области электроснабжения предусматривает изучение конструктивного исполнения элементов систем

электроснабжения, ознакомление с техническими параметрами, областью использования и буквенно-цифровыми обозначениями этих элементов. Содержание пособия включает в себя вопросы режима экрана силового кабеля с СПЭ-изоляцией, сведения об измерительных электромагнитных и оптических трансформаторах тока и напряжения, мультикамерных разрядниках для воздушных линий напряжением 6 – 35 кВ и вопросы компенсации реактивности сильноточной нагрузки. Приведены расчетные соотношения для вычисления потерь электроэнергии в системах электроснабжения с учетом нелинейности нагрузки. Материал учебного пособия может использоваться студентами при выполнении курсовых проектов и выпускных квалификационных работ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Положение ПАО «Россети» о Единой технической политике в электросетевом комплексе» (утв. Советом директоров ПАО «МРСК Центра и Приволжья» 22.02.2017 № 252). – М., 2019 – 195 с.

2. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., доп. – СПб. : ДЕАН, 2013. – 1168 с. – ISBN 978-5-93630-934-2.

3. Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии : учеб. пособие / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – 3-е изд. перераб. – М. : КНОРУС, 2012. – 648 с. – ISBN 978-5-406-00284-1.

4. Красник, В. В. Эксплуатация электрических подстанций и распределительных устройств : произв.-практ. пособие / В. В. Красник. – М. : ЭНАС, 2017. – 320 с. – ISBN 978-5-4248-0005-4.

5. Бадалян, Н. П. Вопросы режима экрана однофазного силового кабеля / Н. П. Бадалян, Г. П. Колесник // Наука сегодня: вызовы и решения : материалы науч.-практ. конф. – Вологда : Маркер, 2019. – 192 с.

6. Дмитриев, М. В. Особенности применения кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена / М. В. Дмитриев // Электроэнергия. – 2015. – № 3(30). – С. 62 – 67.

7. Циркуляр Ц02-98 (Э). О проверке кабелей на невозгорание при протекании тока короткого замыкания. – URL: pdf www. gostrf.com. (дата обращения: 23.05.19).

8. МЭК 60502-2-2014. Кабели силовые с экструдированной изоляцией и кабельная арматура на номинальное напряжение от 1 кВ ($U_m = 1,2$ кВ) до 30 кВ ($U_m = 36$ кВ) включительно. – М. : Стандарт информ, 2014. – 36 с.

9. HD 620 S2-2010. Кабели для распределительных сетей с экструдированной изоляцией на номинальное напряжение от 3,6/6 (7,2) кВ до 20,8/36 (42) кВ включительно. – URL: www library.e.abb.com. (дата обращения: 23.05.19).

10. СТО 56947007-29.060.20.103-2011. Силовые кабели. Методика расчета устройств заземления экранов, защиты от перенапряжений изоляции силовых кабелей на напряжение 110 – 500 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена. – М. : ФСК ЕЭС, 2011. – 32 с.

11. Дмитриев, М. В. Заземление экранов однофазных силовых кабелей 6-500 кВ / М. В. Дмитриев. – СПб. : Нива, 2008. – 104 с. – ISBN 5-86456-030-8.

12. Теоретические основы электротехники. В 2 т. Т. 1. Основы теории линейных цепей / П. А. Ионкин [и др.]. – М. : Высш. шк., 1976. – 544 с.

13. Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10 и 20 кВ с токопроводящими жилами секторной формы / Г. И. Мещанов [и др.] // Энергия единой сети. – 2016. – № 4 (27), С. 58 – 66.

14. Кабельные и воздушные линии электропередачи : учеб. пособие / Н. П. Бадалян [и др.] ; Владим. гос. ун-т им. А. Г. и Н. Г. Столетовых. – Владимир : Изд-во ВлГУ, 2019. – 260 с. – ISBN 978-5-9984-0973-8.

15. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с. – ISBN 978-5-4248-0049-8.

16. Дмитриев, М. В. Однофазные силовые кабели 6–10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена. Расчет заземления экранов / М. В. Дмитриев, Г. А. Евдокунин // Новости электротехники. – 2007. – № 5(47). – С. 32 – 36.

17. ГОСТ 13109 – 97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М. : Изд-во стандартов, 1998. – 48 с.

18. Основы современной энергетики : учебник. В 2 т. Т. 2 / под ред. А. П. Бурмана, В. А. Строева. – 5-е изд., стер. – М. : Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2010. – 632 с.

19. Пантелеев, Е. Г. Монтаж и ремонт кабельных линий / Е. Г. Пантелеев. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 288 с.

20. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учеб. пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

21. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования : учеб. пособие для студентов высш. учеб. заведений / И. П. Крючков [и др.] ; под ред. И. П. Крюčkова и В. А. Старшинова. – М. : Академия, 2006. – 416 с. – ISBN 5-7695-5281-6.

22. Некрашевич, Е. Волоконно-оптические датчики тока / Е. Некрашевич, Н. Старостин // Электронные компоненты. – 2006. – № 11. – С. 12 – 18.

23. Колесник, Г. П. Переходные электромеханические процессы в электроэнергетических системах : учеб. пособие / Г. П. Колесник ; Владим. гос. ун-т им. А. Г. и Н. Г. Столетовых. – Владимир : Изд-во ВлГУ, 2008. – 116 с. – ISBN 978-5-89368-849-8.

24. Гуртовцев, А. Л. Оптические трансформаторы и преобразователи тока. Принципы работы, устройство, характеристики / А. Л. Гуртовцев // Новости электротехники. – 2009. – № 5. – С. 38 – 41.

25. Гуревич, В. И. Оптоэлектронные трансформаторы тока: панацея или частное решение частных проблем? / В. И. Гуревич // Вести в электроэнергетике. – 2010. – № 2. – С. 8 – 14.

26. Суворин, А. В. Электротехнологические установки : учеб. пособие / А. В. Суворин. – Красноярск : Изд-во Сиб. федер. ун-та, 2011. – 376 с. – ISBN 978-5-7638-2226-7.

27. Бурман, А. П. Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем : учебное пособие / А. П. Бурман, Ю. К. Розанов, Ю. Г. Шакарян. – М. : МЭИ, 2012. – 336 с. – ISBN 978-5-383-00738-9.

28. Петкевич, А. П. О потенциале энергосбережения 2015 – 2020 / А. П. Петкевич, Т. И. Тихомирова // Энергетические, управляющие и информационные системы : сб. докл. I Междунар. науч.-техн. конф. – Белгород : Изд-во БГТУ, 2016. – С. 128 – 132.

29. Бадалян, Н. П. Изменение параметров трансформатора продольного включения в схеме продольной компенсации / Н. П. Бадалян, Г. П. Колесник, С. Г. Соловьева // Вестник Национального политехнического университета Армении. – Ереван, 2017. – С. 33 – 42.

30. Сиротин, Ю. А. Качество энергоснабжения и энергопотребления в разбалансированной трехфазной системе [Электронный ресурс] / Ю. А. Сиротин // Электрика. – 2009. – № 6. – С. 22 – 27; № 7. – С. 15 – 21. – Режим доступа: <http://www.nait.ru/journals> (дата обращения: 08.004.19).

31. Могиленко, А. В. Эффективность электросетевых компаний. Экспертная система сравнения / А. В. Могиленко // Новости Электротехники. – 2008. – № 2(50). – С. 162 – 164.

32. Фурсанов, М. И. Определение оптимальных коэффициентов загрузки трансформаторов распределительных сетей в условиях эксплуатации / М. И. Фурсанов, Н. С. Петрашевич // Энергетика. – 2012. – № 4. – С. 9 – 18.

33. Фурсанов, М. И. Об оптимальных режимах работы силовых трансформаторов / М. И. Фурсанов, В. Н. Радкевич // Энергетика. – 2008. – № 2. – С. 32 – 38.

34. Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям (утв. приказом Минэнерго РФ от 30 дек. 2008 г. № 326). – URL: www.ges-nv.ru (дата обращения: 08.04.19).

35. Кощеев, Л. А. Эффективность применения асинхронизированных генераторов-двигателей на ГАЭС / Л. А. Кощеев, П. В. Сокур, Ю. Г. Шакарян // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2018. – № 2 (79). – С. 96 – 108.

Учебное издание

БАДАЛЯН Нораир Петикович
КОЛЕСНИК Григорий Платонович

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Учебное пособие

Редактор А. П. Володина
Технический редактор С. Ш. Абдуллаева
Корректор О. В. Балашова
Компьютерная верстка Е. А. Кузьминой
Выпускающий редактор А. А. Амирсейидова

Подписано в печать 21.09.20
Формат 60 × 84/16. Усл. печ. л. 13,49. Тираж 50 экз.

Заказ

Издательство

Владимирского государственного университета
имени Александра Григорьевича и Николая Григорьевича Столетовых.
600000, Владимир, ул. Горького, 87.