
ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ И ГРАЖДАНСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Учебное пособие

**Санкт-Петербург
2015**

Министерство образования и науки Российской Федерации

САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ПЕТРА ВЕЛИКОГО

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
ПРОМЫШЛЕННЫХ
И ГРАЖДАНСКИХ
ПРЕДПРИЯТИЙ

Учебное пособие



Санкт-Петербург
2015

УДК 533.9(075.8)

ББК 31.292-5я73

П84

Р е ц е н з е н т ы:

Доктор технических наук, профессор СПбПУ *Е. Н. Попков*

Доктор технических наук, профессор СПбГЭТУ (ЛЭТИ) *В. Б. Демидович*

А в т о р ы:

С. А. Иванов, В. В. Маркелов, В. А. Скорняков,
В. А. Соснин, Е. Н. Тонконогов, В. Я. Фролов

Проектирование систем электроснабжения промышленных и гражданских предприятий : учеб. пособие / под ред. В. Я. Фролова. — СПб. : Изд-во Политехн. ун-та, 2015. — 408 с.

Соответствует содержанию магистерской программы 13.04.02-18 «Системы электрооборудования предприятий, организаций и учреждений» государственного образовательного стандарта по направлению подготовки 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника».

Содержит материалы по анализу работы электрооборудования промышленных предприятий. Представлены принципиальные схемы электроснабжения предприятий и подстанций, описаны устройства электрооборудования, их монтаж, ремонт и эксплуатация. Даны режимы работы оборудования и их основные параметры.

Предназначено для студентов высших учебных заведений, обучающихся по основной образовательной программе «Высоковольтное оборудование энергосистем» направления подготовки магистров «Техническая физика», а также по направлению подготовки магистров «Электроэнергетика и электротехника» специализаций «Электроэнергетические установки электрических станций и подстанций», «Электроэнергетические системы, сети, электропередачи, их режимы, устойчивость и надежность» и «Оптимизация развивающихся систем электроснабжения», в системах повышения квалификации, в учреждениях дополнительного профессионального образования.

Табл. 27. Ил. 166. Библиогр.: 5 назв.

Печатается по решению

Совета по издательской деятельности Ученого совета
Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого.

© Санкт-Петербургский политехнический
университет Петра Великого, 2015

ISBN 978-5-7422-4927-6

ОГЛАВЛЕНИЕ

Список принятых сокращений	8
Введение	10
1. Электроснабжение электротехнологических установок	11
1.1. Классификация	11
1.2. Области применения	19
1.3. Перспективы развития	23
1.4. Особенности электротехнологических установок как потребителей электроэнергии	31
1.4.1. Электросварочные установки	31
1.4.2. Электротермические установки	43
1.4.3. Установки электрохимической и электрофизической обработки материалов	53
2. Трансформаторные и преобразовательные подстанции.	
Распределительные устройства	57
2.1. Уровни системы электроснабжения	57
2.2. Схемы блочных специальных трансформаторных подстанций .	77
2.3. Преобразовательные установки и подстанции	101
2.4. Конструкции распределительных устройств	107
2.4.1. Закрытые распределительные устройства	109
2.4.2. Открытые распределительные устройства	120
2.5. Современное оборудование на 6 (10)–35 кВ с воздушной и элегазовой изоляцией для первичного и вторичного распределения электроэнергии в системах электроснабжения	122
2.6. Масляные герметичные трансформаторы и сухие трансформаторы внутренней установки	132
2.7. Токопроводные системы с воздушной и полимерной изоляцией и шинопроводы для сетей переменного тока	138

3. Высоковольтное электрооборудование. Конструкции и схемы включения	146
3.1. Токоведущие части высоковольтного оборудования	146
3.2. Высоковольтные аппараты	147
3.2.1. Разъединители	147
3.2.2. Короткозамыкатели	150
3.2.3. Отделители	151
3.2.4. Плавкие предохранители	152
3.2.5. Выключатели переменного тока высокого напряжения в энергосистемах и их номинальные параметры	155
3.2.6. Трансформаторы тока	205
3.2.7. Разрядники	207
4. Низковольтное коммутационное электрооборудование	210
4.1. Предохранители	210
4.2. Автоматические выключатели	214
5. Релейная защита в системе электроснабжения промышленных предприятий	220
5.1. Назначение. Параметры	220
5.2. Защита трансформаторов и линий	221
5.3. Защита электропечных установок	235
5.4. Защита статических конденсаторов. Комплекты защит	236
6. Компенсация реактивной мощности	239
6.1. Источники реактивной мощности	239
6.2. Многофункциональные устройства	246
7. Качество электрической энергии	255
7.1. Общие положения	255
7.2. Отклонения и колебания напряжения	255
7.3. Фликер	262
7.4. Несинусоидальность напряжения	264
7.5. Несимметрия напряжений	269
7.6. Отклонения частоты	271
7.7. Провал и импульс напряжения. Временное перенапряжение	272
7.8. Причины и источники нарушения показателей качества электрической энергии	274
8. Блокировки в схемах электропитания	276
8.1. Блокировки в электроустановках	276

8.2. Электромагнитная блокировка разъединителей	277
9. Оценка несинусоидальности кривых напряжения и тока	281
9.1. Общие положения	281
9.2. Анализ законов регулирования	282
9.3. Определение спектрального состава и коэффициента несинусоидальности тока	284
9.4. Определение спектрального состава и коэффициента несинусоидальности напряжения	291
9.5. Влияние параметров сети и нагрузки на коэффициент несинусоидальности	299
9.6. Определение возможности создания индустриальных радиопомех	302
10. Электробезопасность в системе заземлений электрических сетей ...	302
10.1. Устройства защитного отключения	309
10.2. Защита от косвенного прикосновения	310
10.3. Общие требования по применению устройств защитного отключения	311
10.4. Указания по применению устройств защитного отключения для объектов нового строительства	313
10.5. Указания по применению устройств защитного отключения для объектов индивидуального строительства	315
10.6. Безопасность труда	317
11. Проблемы электроснабжения и энергосбережения	318
11.1. Общие положения	318
11.2. Электроэнергетика и электроснабжение	320
11.2.1. Основные варианты схем энергетических систем	320
11.2.2. Схемы электрических сетей	322
11.3. Особенности выполнения автоматики и релейной защиты в системах электроснабжения предприятий	323
11.3.1. Требования к релейной защите и автоматике систем электроснабжения	323
11.3.2. Задачи автоматизации управления	325
11.3.3. Автоматическое повторное включение	327
11.3.4. Автоматическое включение резерва	330
11.3.5. Автоматическая частотная разгрузка	333
11.4. Релейная защита и автоматика электродвигателей	337
11.4.1. Нештатные режимы работы электродвигателей.	
Виды устройств защиты и автоматики	337

11.4.2. Защита от короткого замыкания в обмотках статора	339
11.4.3. Защита от перегрузки асинхронного двигателя	340
11.5. Релейная защита и автоматика трансформаторов	341
11.6. Рациональное использование и экономия электроэнергии в сетях предприятий	342
11.6.1. Проблема компенсации реактивной мощности в сетях энергетической системы	342
11.6.2. Практические рекомендации по снижению потребления реактивной мощности в сетях электроэнергетической системы ..	345
11.7. Электрические нагрузки в сетях электроэнергетической системы	346
11.7.1. Классификация	346
11.7.2. Методика расчета ожидаемых электрических нагрузок групп потребителей электроэнергии	349
11.7.3. Расчет индивидуальных и групповых средств компенсации реактивной мощности	351
11.7.4. Выбор мощности и место расположения трансфор- маторной подстанции	352
11.7.5. Тарифы на электрическую энергию. Надбавки и скидки к тарифу	354
11.7.6. Способы снижения эксплуатационных затрат на элекtri- ческую энергию	355
11.7.7. Энергосбережение и проблемы компенсации реактивной мощности	356
11.7.8. Контроль за компенсацией реактивной мощности ..	357
11.7.9. Методика расчета мощности и рационального размещения средств компенсации реактивной мощности на предприятиях	358
11.7.10. Выбор типа установки компенсации реактивной мощности ..	360
12. Организация монтажа электрооборудования	365
12.1. Общие принципы проведения электромонтажных работ	365
12.2. Организация электромонтажных работ	368
12.3. Планирование электромонтажных работ	369
12.4. Подготовка к производству электромонтажных работ	372
12.5. Охрана труда при выполнении электромонтажных работ	374
12.6. Индустриализация и механизация электромонтажных работ ...	378
12.7. Пусконаладочные работы	379
12.8. Приемка объекта в эксплуатацию	382

13. Методика проверки состояния электроустановки на соответствие требованиям нормативной и проектной документации	383
13.1. Общие положения	383
13.2. Средства измерений	385
13.3. Методы проверки	385
13.4. Требования безопасности	386
13.5. Требования к квалификации персонала	387
13.6. Условия проведения проверки	387
13.7. Процедура проведения проверки	388
Библиографический список	408

СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

- АПВ – автоматическое повторное включение
АТ – автотрансформатор
В – операция «включение»
ВВ – выключатель переменного тока высокого напряжения
ВО – цикл операций «включение-отключение»
ГПП – главная понижающая подстанция
ДСП – дуговая сталеплавильная печь
ДУ – дугогасительное устройство выключателя высокого напряжения
ЗРУ – закрытое распределительное устройство
ИВП – индукционно-вакуумная печь
ИП – источник питания
КБ – конденсаторная батарея
КЗ – короткое замыкание
КПД – коэффициент полезного действия
КПП – комплектная преобразовательная подстанция
КРУ – комплектное распределительное устройство
КРУН – комплектное распределительное устройство наружное
КРУЭ – герметичное элегазовое комплектное распределительное устройство
КТП – комплектная трансформаторная подстанция
ЛЭП – линия электропередачи
МДН – магнитодинамический насос
НКЗ – неудаленное короткое замыкание
О – операция «отключение»
ОВ – цикл операций «отключение-включение»
ОП – опорная подстанция
ОРУ – открытое распределительное устройство
ПВН – переходное восстанавливающееся напряжение
ПГВ – подстанция глубокого ввода

ПН	– помеха напряжения
ПП	– преобразовательная подстанция
ПУЭ	– правила устройства электроустановок
РП	– распределительная подстанция
РТП	– рудно-термическая печь
РУ	– распределительное устройство
РЭХО	– размерная электрохимическая обработка
ТП	– трансформаторная подстанция
ТЭЦ	– теплоэлектроцентраль
УРП	– узловая районная подстанция
ВДП	– вакуумно-дуговая печь
ЦРП	– центральная районная подстанция
ЩСУ	– щит станций управления
ЭЛУ	– электронно-лучевая установка
ЭМП	– электромагнитная помеха
ЭМПП	– электромагнитные помехи проводимости
ЭПС	– электрическая печь сопротивления
ЭСУ	– электросварная установка
ЭТУ	– электротехнологическая установка
ЭФО	– электрофизическая обработка
ЭШП	– электрошлаковый переплав
ЭЭ	– электроэнергия

ВВЕДЕНИЕ

Производственная деятельность промышленных предприятий и эксплуатация городского хозяйства связаны с проблемой их энергоснабжения, и в первую очередь с проблемой обеспечения ряда отраслей городского и областного хозяйства электрической энергией. Создание новых производств обеспечивается развивающейся энергетикой страны, строительством новых атомных и тепловых электростанций, сооружением мощных линий электропередач.

Развитие электротехнологии повлекло за собой создание новых типов электротехнологических установок. Современные успехи большинства отраслей промышленности и науки достигнуты благодаря применению электротехнологических процессов. Установки, в которых происходит превращение электрической энергии в другие ее виды с одновременным осуществлением технологических процессов, называют электротехнологическими. Более совершенные электротехнические устройства, которые по своим характеристикам значительно превосходят ранее созданные, повышают надежность и качество электроустановок, позволяют совершенствовать компоновку распределительных устройств и подстанций, сокращать занимаемую ими площадь, обеспечивают удобство эксплуатации, увеличивают продолжительность межремонтного периода.

В 90-е гг. XX в. были освоены и внедрены компактные распределительные устройства с элегазовой изоляцией, комплектные распределительные устройства выкатного исполнения и трансформаторные подстанции модульного типа, кабели с улучшенной изоляцией.

Сегодня в распределительных устройствах любого напряжения применяются совершенные вакуумные и элегазовые выключатели, измерительные трансформаторы и напряжения новых конструкций,

ограничители перенапряжений в фарфоровых и полимерных покрышках, управляемые компенсаторы реактивной мощности.

Настоящая работа является первой попыткой создать учебное пособие для подготовки магистров по новой программе «Системы электрооборудования предприятий, организаций и учреждений», организованной несколько лет назад на кафедре «Электротехника и электротехнология». Эта программа подготовки предусматривает специальные курсы:

- проектирование и электроснабжение промышленных предприятий и гражданских систем;
- автоматизация управления системами электроснабжения;
- внутризаводское электрооборудование и режимы;
- электроснабжение и электрооборудование ЭТУ;
- монтаж, наладка, эксплуатация и ремонт электроснабжения промышленных предприятий.

Перечисленные курсы охватывают практически весь комплекс вопросов, относящихся к электроснабжению и электрооборудованию предприятий, организаций и учреждений городов.

Естественно, что пособие может оказаться неполным и иметь ряд недостатков.

Все замечания и пожелания по данному пособию будут приняты авторами с благодарностью.

1. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ЭЛЕКТРОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

1.1. Классификация

В основном электротехнологические установки классифицируются по характеру действия электрического тока или поля на обрабатываемые материалы: электротермические, электросварочные, электрохимические, электрофизические, электронно-ионные.

Электротермические ЭТУ. Предназначены для технологического процесса тепловой обработки с использованием электроэнергии в качестве основного энергоносителя. К ним относятся электрические печи, электротермические устройства и агрегаты.

Электрические печи преобразуют ЭЭ в тепловую и имеют нагревательную камеру, в которую помещается нагреваемое тело. В электротермических устройствах в отличие от электрических печей нагревательной камеры нет.

Электротермические агрегаты — совокупность конструктивно связанных электрических печей, устройств и другого технологического оборудования (транспортирующего, охлаждающего, моечного и др.), обеспечивающих проведение комплексного технологического процесса.

Электротермические ЭТУ разнообразны по назначению, конструктивному исполнению, размерам и характерным признакам. По способу нагрева они разделяются следующим образом:

1. Нагрев сопротивлением — с выделением теплоты в твердых или жидких телах, включенных непосредственно в электрическую цепь, при протекании по ним тока. Различают установки прямого и косвенного нагрева. При прямом нагреве теплота выделяется в самом нагреваемом теле, непосредственно включенном в электрическую цепь. Косвенный нагрев производится теплом, выделяемым в специальных нагревателях, включенных в электрическую цепь, и передающимся нагреваемому телу излучением, конвекцией или теплопередачей.

2. Дуговой нагрев — с выделением теплоты в электрической дуге. Существуют следующие типы дуговых электротермических ЭТУ: прямого нагрева (дуга горит между электродом и нагреваемым телом); косвенного нагрева (дуга горит между электродами, а теплота к нагреваемому телу передается излучением); смешанного нагрева (дуга горит между электродом и нагреваемым телом, но значительная часть энергии выделяется в нагреваемом теле, имеющем высокое электрическое сопротивление); плазменные (нагрев осуществляется в факеле плазмы, образовавшейся при прохождении газа через дуговой разряд); оптические дуговые (теплота от дуги, горящей между электродами, передается к нагреваемому телу посредством оптических систем).

3. Индукционный нагрев — с передачей ЭЭ телу, помещенному в переменное электромагнитное поле, и с превращением ее в тепловую при протекании индуцируемых токов. Их делят на следующие: с магнитопроводом (нагреваемое тело охватывает замкнутую магнитную систему, образуя вторичный виток трансформатора, первичная обмотка которого включена в электрическую цепь) — канальные пла-

вильные печи; без магнитопровода (нагреваемое тело помещено непосредственно в электромагнитное поле индуктора, включенного в электрическую цепь, теплота образуется вследствие протекания в нем вихревых токов) – тигельные плавильные печи; магнитодинамические (переменное магнитное поле используется не только для расплавления металла, но и для его перемещения).

4. Диэлектрический нагрев – с выделением теплоты в диэлектриках и полупроводниках, помещенных в переменное электрическое поле, за счет перемещения электрических зарядов при электрической поляризации.

5. Электронно-лучевой нагрев – с выделением теплоты при бомбардировке нагреваемого тела в вакууме потоком электронов, эмитируемых катодом.

6. Ионный нагрев – с выделением теплоты в нагреваемом теле потоком ионов, образованным электрическим разрядом в вакууме.

7. Лазерный нагрев – с выделением теплоты в нагреваемом теле при воздействии на него световых лучей.

Электросварочные установки. Служат для сваривания металлических деталей электрическим током. В зависимости от способа преобразования ЭЭ и выделения теплоты в зоне сварки ЭСУ делят на следующие виды: дуговые, контактные, электрошлаковые, высокочастотные, плазменные, электронно-лучевые, лазерные.

При дуговой сварке металл свариваемых кромок деталей и электрода расплавляется за счет теплоты, выделяемой электрической дугой. Дуговую сварку можно выполнять вручную, полуавтоматически и автоматически. Контактная электросварка проводится с помощью теплоты, выделяемой током при прохождении через свариваемые кромки изделия. При этом в месте соприкосновения кромок (контакт) выделяется наибольшее количество теплоты, разогревающей их до сварочного состояния. Последующим сдавливанием свариваемых кромок сварка завершается. Виды контактной электросварки – точечная, рельефная, роликовая и стыковая.

При электрошлаковой сварке металлы свариваемых кромок плавятся за счет теплоты, выделяемой в расплавленном шлаке при протекании по нему тока. Шлаковая ванна, находясь над поверхностью расплавленного металла, препятствует его взаимодействию с воздухом.

В настоящее время большое распространение получила высокочастотная сварка, которая осуществляется с использованием двух способов передачи энергии свариваемым кромкам – контактного и индукционного. При плазменной сварке и резке применяется струя плазмы, которую получают в специальных плазмотронах, где нагревание газа и его ионизация осуществляются дуговым разрядом.

Суть процесса электронно-лучевой сварки состоит в использовании кинетической энергии потока электронов, движущихся с высокими скоростями в вакууме. Проплавление при электронно-лучевой сварке обусловлено в основном давлением потока электронов, характером выделения теплоты в объеме твердого металла и реактивным давлением испаряющегося металла, вторичных и тепловых электронов и излучением. Источник потока электронов – электронная пушка.

При лазерной сварке источником энергии является световой поток с высокой плотностью энергии. Этот световой поток излучается лазером и с помощью оптических систем фокусируется на свариваемое изделие в пятно диаметром несколько микрон.

Электрохимические ЭТУ. При электрохимических методах обработки и получения материалов с помощью ЭЭ осуществляется разложение химических соединений и их разделение в результате перемещения заряженных частиц (ионов) в жидкой среде под действием электрического поля. Основными методами электрохимической обработки и получения материалов являются электролиз, гальванотехника, размежная электрохимическая обработка.

Суть электролиза заключается в выделении из электролита при протекании через электролитическую ванну постоянного тока частиц вещества и в осаждении их на погруженных в ванну электродах (электроэкстракция) или в переносе веществ с одного электрода через электролит на другой (электролитическое рафинирование).

Гальванотехника – способ осаждения металлов на поверхности металлических и неметаллических деталей с помощью электролиза. Она делится на гальваностегию и гальванопластику.

Гальваностегия – процесс электрохимического нанесения тонкого слоя металлов на металлические изделия для повышения их механической прочности, коррозиестойчивости и придания привлекательного внешнего вида.

Гальванопластика — процесс электрохимического нанесения толстого слоя металлов на шаблоны, которые могут выполняться из самых разнообразных материалов — металлов и сплавов, пластмасс, восковых композиций, гипса, дерева, стекла и т. д.

Под размерной электрохимической обработкой понимают процесс получения из заготовки детали требуемой формы и размеров за счет анодного растворения металла. Существует несколько основных способов РЭХО:

обработка с неподвижными электродами; при этом способе получают местные углубления в деталях, отверстия в листовых материалах, наносят информацию, удаляют заусенцы, скругляют острые кромки;

прошивание углублений, полостей, отверстий;

точение наружных и внутренних поверхностей;

протягивание наружных и внутренних поверхностей в заготовках, имеющих предварительно обработанные поверхности (чистовая обработка цилиндрических отверстий, нарезание резьб, шлицев, винтовых канавок);

разрезание заготовок (изготовление пазов, щелей, подрезка неяестких деталей);

шлифование (изготовление пакетов пластин из магнитомягких материалов, а также деталей из вязких и прочных сплавов).

Электрофизические ЭТУ. При электрофизических методах обработки для воздействия на материалы используется превращение ЭЭ как в механическую, так и в тепловую. Основные способы электрофизической обработки — электроэррозийная, ультразвуковая, электровзрывная, магнитоимпульсная.

В отличие от электрохимических явлений переноса материалов при электроэррозийной обработке удаление металла с отдельных частей изделия обусловливается тепловым воздействием униполярных импульсов ЭЭ на поверхность изделия, т. е. при сближении электродов между ними возникает серия разрядов, имеющих кратковременный (импульсный) характер с длительностью импульса 10^{-2} — 10^{-6} с. При этом межэлектродный промежуток должен быть заполнен жидкой средой, в которой развиваются разряды. Поскольку поверхность обоих электродов (изделия и инструмента) не идеально гладкая, а имеет

выступы и впадины, пробой межэлектродного промежутка при сближении электродов происходит в наиболее узком месте, где расстояние между выступами минимальное. Вследствие высокой концентрации энергии в месте разряда в нем развиваются высокие температуры, благодаря чему металл выступов плавится и испаряется, а на их месте на поверхности обоих электродов образуются лунки. При этом в зоне разряда формируется газовый пузырь из паров металла и рабочей жидкости, и под действием высокого давления паров и динамических усилий капли расплавленного металла выбрасываются за пределы электродов и застывают в рабочей жидкости в виде мельчайших шариков. После окончания импульса разряда происходит деионизация разрядного промежутка. Если восстановление электрической прочности в месте развития разряда успевает произойти до начала нового импульса напряжения, то следующий разряд возникает уже в другом месте. В результате снимаются микронеровности на обоих электродах. В настоящее время применяют несколько технологических схем электроэррозийной обработки:

прошивание – удаление металла из полостей, углублений, отверстий, пазов, с наружных поверхностей;

электроэррозийное шлифование;

разрезание профильным или непрофильным инструментом;

электроэррозийное упрочнение, включающее в себя легирование и наращивание поверхностей.

При ультразвуковой ЭФО используется энергия ультразвуковых волн. При распространении ультразвуковых волн в жидкости, если их интенсивность достаточно велика, может наступить кавитация. Упругие колебания в жидкости вызывают процессы сжатия и разрежения, повышения и понижения давления. При понижении давления сплошность среды нарушается, в ней появляются полости (пузырьки); при повышении давления пузырьки захлопываются, что вызывает мгновенное повышение давления, достигающего десятков мегапаскалей. В то же время на поверхности кавитационных пузырьков образуются электрические заряды и поля с напряженностью сотни вольт на сантиметр. Это может вызвать пробои в пузырьках и ионизацию проникших в них паров жидкости. Такие процессы часто приводят как к

чисто механическому воздействию на помещенные в жидкость изделия, так и к ускорению химических реакций, в том числе электрохимических процессов.

Одним из типичных методов применения ультразвука является очистка поверхностей изделий, загрязненных жировыми или мазутными пленками и покрытых осадками из продуктов сгорания топлива, ржавчиной, окалиной, оксидными пленками. Особенно эффективна ультразвуковая очистка деталей сложной конфигурации. Длительное воздействие кавитации может вызвать разрушение не только поверхностной пленки, но и поверхности металла, особенно если в жидкости содержится взвесь абразивного порошка. Таким образом осуществляется ультразвуковое шлифование, при котором со всей поверхности изделия снимается одинаково тонкий слой металла. Если совместно воздействовать кавитационными пузырьками и абразивными зернами на каком-либо участке поверхности изделия, то в ней появится углубление, точно соответствующее контуру наконечника (концентратора) вибратора, создающего ультразвук.

При медленной подаче вибратора можно делать сквозные или глухие отверстия сложной формы. Так же проводят и другие операции размерной обработки – сверление, фрезерование, шлифование, точение, разрезание и даже нарезание резьбы.

Электровзрывная обработка – механическое воздействие на материалы и заготовки ударных волн, возникающих при высоковольтных импульсных разрядах в жидкости (электрогидравлический эффект). Приложении к двум электродам, находящимся в жидкости, например в технологической воде, высокого напряжения между ними проскаивает искра, сопровождаемая сильным выделением пара и газа, образующим вокруг нее парогазовый пузырь. Если к межэлектродному промежутку приложить весьма кратковременный импульс тока, то выделение газа и пара сводится к минимуму, а в жидкости появляется ударная волна давления большой силы, распространяющаяся во все стороны в плоскости, перпендикулярной оси разряда. Электровзрывная обработка применяется для штамповки, вытяжки, гибки, развалцовки и других операций холодной деформации листового металла.

При магнитоимпульсной обработке металлические заготовки подвергаются пластической деформации под действием сильных магнитных полей. Магнитоимпульсное формообразование осуществляется двумя способами: индукционным – при взаимодействии магнитного поля с заготовкой (при этом заготовку не включают в электрическую цепь); электродинамическим – при включении заготовки в цепь разряда конденсатора. Магнитоимпульсную обработку применяют для обжатия, калибровки, штамповки, опрессовки, напрессовки и сращивания металлических труб и других металлических изделий.

Электронно-ионные ЭТУ Процессы электронно-ионной технологии основаны на взаимодействии сильных электрических полей и электрически заряженных частиц, диспергированных веществ и особенностях движений этих веществ в электрическом поле. При этом электростатическое поле перемещает не ионы диссоциированного вещества, как при электролизе, а макрочастицы, состоящие из большого числа молекул. В основе многочисленных технологических процессов, освоенных промышленностью, в которых используются электрические поля, лежат три явления: электрофорез, электросепарация и электроосмос. Электрофорезом называют движение под действием внешнего электрического поля диспергированных частиц, находящихся во взвешенном состоянии в газообразной или жидкой среде. Электросепарация – отделение ценных компонентов от пустой породы, разделение смесей, основанное на взаимодействии сильных электрических полей и электрически заряженных диспергированных веществ. Электроосмосом называют движение жидкости через капилляры или пористые диафрагмы под действием внешнего электрического поля. На основе этих явлений проводят разделение смесей частиц различных веществ в электрическом поле: газа от взвешенных в нем твердых или жидких частиц; твердых частиц различных веществ друг от друга; жидкости от жидкости; жидкости от взвешенных в ней твердых частиц; электроосаждение; электроокраску; электроэмалирование; электроворсование; электроформирование; электропечать; электрошаривание; электроориентацию; применение электрического разряда в газах. Установки, в которых высоковольтное электрическое поле используют для очистки загрязненных газов от взвешенных в них частиц, называют электрофильтрами.

1.2. Области применения

Наиболее широкое распространение ЭТУ получили в машиностроении и химической промышленности, в черной и цветной металлургии.

Машиностроение. ЭТУ самых разных типов широко применяют в производстве автомобилей, тракторов, самолетов, электровозов, вагонов, электрических машин, аппаратов и других изделий машиностроения.

Электротермические установки используют: для термической обработки металлов и сплавов, производства отливок, производства спеченных материалов и деталей.

Термической обработке подвергаются всевозможные детали машин, инструментов и полуфабрикатов (нагрев под закалку, отжиг, отпуск, цементация, азотирование и др.). Такая обработка деталей машин повышает в два-три раза их механические свойства и ресурс.

Электротермическая техника применяется: при изготовлении кабелей и проводов, термопластических масс, электрической изоляции, в процессах сушки, бакелитизации, вулканизации, клеевых устройствах; при производстве урана, бериллия и других материалов для атомно-энергетического машиностроения; в прессах и машинах для литья под давлением, при нагреве литейных и других форм, поверхностей; для обогрева технологических устройств; в аппаратах для нагрева воздуха и газов, воды, смол, масел и других жидкостей.

Для выполнения перечисленных выше процессов в основном используют электропечи сопротивления косвенного нагрева во многих случаях с контролируемыми атмосферами, а также в вакууме. Термообработка, проводимая в таких печах, защищает поверхность деталей от окисления, уменьшает объем последующей механообработки.

Для получения фасонных отливок из стали и чугуна, а также цветных металлов широко используют дуговые и индукционные канальные и тигельные электропечи. Все большее распространение получают магнитодинамические установки.

Методом порошковой металлургии создаются принципиально новые спеченные материалы и детали для атомно-энергетического машиностроения, космической, криогенной техники, а также техники высоких давлений, например высокотемпературные металлокера-

мические материалы на основе оксидов, карбидов, боридов, силицидов, нитридов и металлов. Широкая номенклатура деталей машин практически для всех отраслей машиностроения позволяет резко улучшить эксплуатационные качества изделий (стойкость, ресурс и т. д.). Напылением, наплавлением и другими методами из порошков сталей, сплавов и тугоплавких соединений создают износостойкие и другие покрытия, позволяющие в десятки раз увеличить стойкость деталей машин, инструментов и металлоконструкций.

Для производства спеченных материалов и деталей широко используются электропечи сопротивления косвенного нагрева и плазменные установки.

Электрическая сварка является мощным средством ускоренного развития машиностроения, так как вносит важные изменения в конструкцию и технологию производства изделий, оказывает влияние на организацию и экономику производства. Это паровые котлы, электростанции, автомобили, тракторы, экскаваторы, атомные реакторы, космические ракеты и корабли, самолеты и др. На предприятиях автомобильной, авиационной промышленности и сельскохозяйственного машиностроения наибольшее распространение получили электросварочные установки контактной сварки. На предприятиях тяжелого машиностроения преимущественно применяются дуговые сварочные установки, а также установки электрошлаковой сварки.

Все большее распространение в машиностроительной промышленности получает гальванотехника. Для омеднения, никелирования, хромирования, серебрения, золочения, кадмирования, покрытия поверхностей деталей и изделий цинком, оловом, свинцом используется гальванистегия. В результате получают необходимое декоративное оформление, повышается сопротивляемость изделий коррозии и их износостойкость. Гальванопластика применяется для получения точных копий изделий и изготовления деталей определенных форм и размеров, обладающих специальными физико-химическими свойствами.

В машиностроительной промышленности получают распространение установки электрофизической и электронно-ионной технологии, в частности в автомобильной промышленности – установки электрофореза для окраски крупногабаритных изделий, окрашивания в электростатическом поле и ряд других технологических процессов.

Черная металлургия. ЭТУ применяют для производства: электростали, специальных сплавов, ферросплавов, термической обработки, сварки труб, сварки неметаллических материалов.

Электросталь в слитках, предназначенная для дальнейшего передела, выплавляется главным образом в дуговых сталеплавильных электропечах с основной футеровкой и частично в индукционных печах методом переплава металлического скрапа или металлизированных окатышей. Доля электростали, выплавляемой в дуговой сталеплавильной печи, постоянно увеличивается и должна достигнуть в 2025 г. 40–45 % общего объема производства стали. Непрерывное увеличение доли электростали в общем объеме ее выплавки определяется повышенными требованиями к качеству стали со стороны машиностроения и других отраслей промышленности, меньшими капитальными затратами на строительство электросталеплавильных цехов по сравнению с кислородно-конвертерным и систематическим накоплением амортизационного лома, возможность переработки которого в кислородных конвертерах ограничена. Прочностные характеристики выплавляемой электростали значительно выше аналогичных марок мартеновской или кислородно-конвертерной стали.

Начиная с 50-х гг. прошлого века для удовлетворения потребностей развивающейся новой техники (атомной, космической, реактивной авиации, радиоэлектроники, химического машиностроения и др.) получила развитие новая область электрометаллургии – спецметаллургия. Она служит для получения сталей и сплавов с повышенными механическими свойствами, жаропрочных и коррозийно-стойких, а также тугоплавких (вольфрам, молибден, ниобий и др.) и химически высокоактивных (титан, цирконий, ванадий) металлов и их сплавов. Для получения этих металлов и сплавов применяют вакуумно-дуговые, вакуумно-индукционные, электронно-лучевые, плазменные и электрошликовые печи.

В связи с ростом доли качественной (коррозийно-стойкой, инструментальной, жаропрочной, электротехнической и др.) легированной стали непрерывно увеличивается производство ферросплавов (ферросилиция, ферромарганца, феррохрома и др.). Для получения ферросплавов применяют рудно-термические электропечи.

В электрических печах сопротивления и индукционных нагревательных установках проводятся нагрев и термическая обработка слитков черных металлов перед пластической деформацией посредством прокатки, прессования, нагрева и отжига заготовок в производстве листов, профилей, труб, лент фольги, проволоки, метизов и др.

Высокочастотная сварка металлов широко применяется в производстве прямо- и спирально-шовных труб из черных и цветных металлов, в приварке ребер и изготовлении различных профилей.

Электролизные установки в металлургической промышленности используют для получения различных декоративных покрытий, а также для лужения жести.

Дуговые печи применяют для производства неметаллических материалов: плавки рудных материалов в целях получения периклаза, корунда, плавленых оgneупоров, горных пород (базальта), электрические печи сопротивления — для производства графитовых изделий (электродов для дуговых и рудно-термических печей, анодов электролизеров и др.).

Цветная металлургия. Это одна из наиболее электроемких отраслей промышленности. В руднотермической печи плавятся медные и медно-никелевые штейны для извлечения меди, никеля, кобальта, титанистые шлаки для получения титана, перерабатываются некоторые руды в целях получения цветных и редких металлов. Медные катанки из жидкого расплава, а также сплавы на медной, алюминиевой и других основах, слитки и фасонное литье выполняют в индукционных тигельных и канальных печах. В вакуумно-дуговых электропечах выплавляются слитки из титана для последующего горячего передела. Для получения олова, свинца, магния применяют электропечи различного вида нагрева. Электропечи сопротивления и индукционные нагревательные установки широко используют для нагрева слитков из сплавов на основе алюминия, меди, титана перед пластической деформацией, в производстве полуфабрикатов (лист, профиль, трубы и др.), а также для термической обработки металлов в процессе горячего передела. Для получения и обработки тугоплавких и редких металлов, выращивания монокристаллов применяют электротермические установки самого разного исполнения.

Наиболее энергоемкими ЭТУ в цветной металлургии являются установки электролиза, используемые для получения легких и рафирорования тяжелых металлов. Применяют два вида электролиза: водных растворов металлов (гидрометаллургия) и расплавленных солей. Гидрометаллургическим способом получают медь, никель, цинк, кобальт, кадмий, марганец, хром, серебро, золото, а электролизом расплавленных сред — алюминий, магний, натрий, кальций, бериллий, цирконий, редкие и редкоземельные металлы, элементарный фтор.

Химическая промышленность. Широкое распространение получили следующие виды электротехнологических установок. В РТП осуществляется крупнотонажное производство карбида кальция и желтого фосфора. Широко развиваются плазмохимические установки для пиролиза углеводородов в органической химии. Эти установки, обеспечивающие получение ацетилена, связанного азота, титанового пигmenta, винилхlorida и других химических продуктов, имеют существенные экономические преимущества по сравнению с традиционными установками. В неорганической химии плазменные установки применяют для восстановления элементов из руд, оксидов и хлоридов, для получения жаропрочных тугоплавких конструкционных материалов (карбиды, нитриды, оксины, бориды), выдерживающих температуру более 2000 К, а также сверхпрочных композиционных материалов, используемых в авиационной, космической и других областях промышленности.

Большое распространение в химической промышленности получили электролизные установки, к которым относят установки для электролиза хлора, воды, натрия, калия и др. Наиболее мощными являются установки для электролиза хлора из раствора поваренной соли.

1.3. Перспективы развития

При дальнейшем развитии энергетики и связанного с этим снижении затрат на ЭЭ по отношению к стоимости других энергоносителей применение ЭТУ в различных отраслях промышленности будет непрерывно увеличиваться. Это объясняется действием следующих факторов:

1. Ускорение технического прогресса и существенные сдвиги в технологической структуре промышленного производства. В частности, ЭЭ как никакой другой энергоноситель может способствовать: увеличению скоростей технологических процессов, связанных с ужесточением их производственных характеристик; постепенному переходу на непрерывную технологию; увеличению глубины обработки материалов; переходу к безотходным технологическим процессам; улучшению воздушной среды в промышленных зданиях; комфортным условиям труда; широкому внедрению новых высокопроизводительных технологий и автоматизации технологических процессов.

2. Удорожание и ограниченные возможности воспроизведения качественных видов топлива при относительно высоких темпах развития атомной энергетики.

Резкое удорожание качественных видов топлива по сравнению с ЭЭ станет важнейшим условием его вытеснения за счет внедрения электротехнологий. Последние должны использоваться в тех случаях, когда применение других энергоносителей либо технически невозможно, либо совершенно неэффективно. В промышленности выявлены следующие возможные сферы применения ЭЭ вместо газомазутного топлива или тепловой энергии: нагрев металла перед прокаткой, особых сортов проката перед прокаткой, особых сортов проката перед термообработкой, трубных заготовок перед прокаткой; плавка чугуна в машиностроении; нагрев заготовок под горячие поковки и штамповки; получение азотной кислоты, цветных металлов; процессы сушки и т. д.

Рассмотрим перспективы развития ЭТУ в ряде электротехнологических процессов.

Плавка стали. Выплавляемая в современных крупных ДСП сталь по себестоимости не дороже, а по качеству выше марганцовской, поэтому доля электростали в общем ее балансе увеличивается. По прогнозам ряда специалистов к 2020–2025 гг. удельный вес электростали в промышленно развитых странах достигнет 30–50 % общего производства стали, что потребует ввода в эксплуатацию большого количества высокопроизводительных ДСП. Основные направления повышения производительности ДСП:

1. Укрупнение печей. В настоящее время в нашей стране разработан проект печи ДСП-200 с трансформаторами мощностью 125 МВ·А. В дальнейшем будут разработаны печи емкостью 300–400 т.

2. Разделение процессов расплавления и расширения при производстве высоколегированных марок стали. Сразу после расплавления металл переливается в специальный ковш с электрообогревом, где проводятся последующие технологические операции. Такое разделение процессов позволяет упростить основной агрегат и резко повысить эффективность его использования.

3. Применение в качестве исходного сырья металлизированных окатышей. В отличие от стального лома, преимущественно используемого в настоящее время в качестве шихты, металлизированные окатыши имеют более развитую поверхность и низкое содержание примесей (серы, фосфор, азот, цветные металлы и др.). Непрерывная загрузка металлизированных окатышей позволяет стабилизировать ход плавки и избежать частых коротких замыканий при расплавлении шихты. Установлено, что при плавлении окатышей уменьшаются колебания напряжения, создаваемые ДСП, значительно снижается шум дуги и создаются более благоприятные условия для автоматизации технологического процесса. Переход от скрапа на 100 % металлизированных окатышей с непрерывной загрузкой позволяет повысить производительность ДСП на 43–65 %.

4. Форсирование процесса расплавления за счет увеличения удельной мощности печного трансформатора. Эффективность увеличения мощности трансформатора ДСП повышается с возрастанием соотношения периодов длительности расплавления и технологической выдержки жидкого металла (окисление и рафинирование). Поэтому наиболее целесообразно повышать удельную мощность крупнотоннажных ДСП, так как с увеличением емкости печи растет и указанное соотношение. Например, увеличение мощности трансформатора ДСП-5 от 2,0 до 2,8 МВ·А (в 1,4 раза) дает сокращение длительности цикла на 4 %, а ДСП-200 от 45 до 60 МВ·А (в 1,3 раза) – на 11 %. По значению удельной мощности (кВ·А/т) ДСП делят на печи обычной и повышенной мощности, сверхмощные (табл. 1.1).

Таблица 1.1

Параметры печей ДСП

Тип печи	$G_{\text{ном}}, \text{т}$	$S_{\text{ном}}, \text{МВ}\cdot\text{А}$	$S_{\text{ном}}/G_{\text{ном}}, \text{кВ}\cdot\text{А}/\text{т}$	Класс печи
ДСП-100	100	25	250	Номинальная мощность
		29–32	290–320	Повышенная мощность
		50–60	500–600	Сверхмощная
ДСП-200	200	45	225	Номинальная мощность
		60	300	Повышенная мощность
		125	625	Сверхмощная

Ведутся поисковые работы по созданию принципиально новых крупных агрегатов для плавки стали.

Благодаря использованию шестиэлектродных круглых печей с питанием от трех однофазных трансформаторов стало возможным, применяя бифилярные токоподводы, снизить индуктивность короткой сети и эффект переноса мощности.

Перевод питания дуговых печей на пониженную частоту от статических преобразователей снизит индуктивность, упростит регулирование напряжения и коммутацию, так как функции изменения напряжения, отключения и включения установок будут осуществляться преобразователями.

Перевод питания дуговых печей на постоянный ток, получаемый от преобразователей, с одновременным использованием вместо источника напряжения источника тока, исключит толчки тока при эксплуатационных коротких замыканиях.

Применение тигельных индукционных печей промышленной или пониженной частоты позволит при емкости 100–200 т конкурировать с крупными дуговыми печами.

Производство ферросплавов и других продуктов рудной электротермии. Рост производства стали вызывает необходимость развития производства ферросплавов, так как на 1 т стали расходуется до 35 кг ферросплавов, причем чем выше удельный вес высококачественных

марок стали, тем больше требуется ферросплавов. Расширяется применение РТП в цветной металлургии и химической промышленности. Основной тенденцией совершенствования РТП является их укрупнение. В настоящее время установленная мощность РТП достигла 80–100 МВ·А. Вновь разрабатываемые РТП должны иметь следующие мощности:

- 1) трехэлектродные с круглой ванной: ферросплавные – 12,5; 24; 33; 50; 63; 80 МВ·А; карбидные – 30, 63, 80, 100 МВ·А; фосфорные – 80, 100, 150 МВ·А;
- 2) трехэлектродные с круглой или прямоугольной ванной: ферросплавные – 63; 80; 100; 125; 160; 200; 250 МВ·А; фосфорные – 150; 250 МВ·А.

Ведутся поисковые работы по перспективным направлениям в области создания новых РТП постоянного тока, низкочастотных печей (0,5–2,0 Гц), кольцевых многоэлектродных печей, совмещающих преимущества круглой печи с возможностью попарного питания электродов от однофазных трансформаторов, что значительно упрощает изготовление токопровода (он становится индуктивным сопротивлением); замены тяжелых и громоздких подвесных самоспекающихся электродов струйными плазмотронами.

Переплавные процессы. Наиболее высокое качество металла достигается после проведения дополнительного переплава стали, полученной в марганцовских, конвертерных или других печах. Сталь переплавляется в вакуумных дуговых печах (ВДП), методом электрошлакового переплава, в электронно-лучевых, плазменных печах и в индукционно-вакуумных печах. Технологические возможности и оптимальные области применения тех или иных типов печей до конца еще не определены. Исследования показали, что наивысшее качество достигается в электронно-лучевых установках, но они пока самые сложные и дорогие. Более простыми и дешевыми являются ЭШП, позволяющие получить слитки массой 150–250 т.

В цветной металлургии переплавные печи применяют как для повышения качества медных и других сплавов, так и для переплавки слитков, полученных прессованием их порошков при производстве титана, вольфрама, молибдена и др.

Ведутся исследования и разработки переплавных печей, направленные на решение следующих задач: получение крупных слитков (массой 150–300 т) для изготовления ответственных деталей; получение слитков заданной формы (плоских, трубчатых, сложных конфигураций) для упрощения и удешевления технологических операций при последующей обработке; улучшение технико-экономических показателей (производительность, расход ЭЭ, коэффициент мощности, капиталоемкость, выработка и т. п.); повышение надежности, безопасности и ресурса работы печи; расширение технологических возможностей.

Один из способов решения перечисленных задач — комбинирование различных видов электронагрева. Например, применяя дуговой или плазменный подогрев в ИВП, получают горячий шлак, ускоряется процесс нагрева и расширяются металлургические возможности переплавных печей; заливка в ЭЛУ и ЭШП жидкого металла, расплавленного в ИВП, упрощает конструкцию этих печей и улучшает их технико-экономические показатели.

Плавка литейного чугуна. Резко возросла плавка чугуна в электрических печах. Эта тенденция будет сохраняться и в дальнейшем, что обуславливается рядом технических и экономических факторов: накопление скрапа и экономические преимущества получения синтетического чугуна из металлических отходов по сравнению с выплавкой его в доменных печах; более высокая во многих странах стоимость кокса по сравнению со стоимостью ЭЭ; усилившаяся борьба с загрязнением атмосферы; состав выделяемого металла в вагранке труднее регулировать, качество металла, получаемого в электропечах, выше, его температура и химический состав стабильней, следовательно, достигается экономический эффект за счет снижения металлоемкости чугунных отливок и повышения их эксплуатационных характеристик. Основными типами электропечей, которые применяют в настоящее время для плавки чугуна, являются ДСП и ИВП. Дуговые печи имеют более высокую производительность и меньший удельный расход ЭЭ, чем индукционные, но они обладают рядом существенных недостатков — большое загрязнение атмосферы и шум при работе, необходимость применения дорогостоящих компенсирующих устройств для умень-

шения влияния ДСП на питающие сети и другие электроприемники. Поэтому в дальнейшем применение ДСП для плавки чугуна следует сократить.

Перспективны для плавки чугуна плазменные печи: обладая большой производительностью, они позволяют получать качественный чугун, гигиеничны и вследствие применения постоянного тока оказывают меньшее влияние на питающую сеть, чем ДСП. В настоящее время прорабатываются варианты таких печей. Широкое распространение для плавки чугуна получат индукционные тигельные печи промышленной частоты. В настоящее время освоены печи емкостью до 60 т при мощности печного трансформатора до 20 МВ·А, ведутся разработки печей емкостью 100 т. В качестве миксеров используют индукционные канальные печи емкостью до 150–200 т, имеющие несколько отключаемых индукционных единиц мощностью 1000–1500 кВ·А.

Исследования индукционных печей ведутся в следующих направлениях: укрупнение печей и повышение их удельных мощностей, включая создание более мощных единиц; создание печей непрерывного действия с магнитодинамическими насосами; повышение технико-экономических показателей надежности и ресурса работы футеровки, комплексная автоматизация и оптимизация ведения технологического процесса.

Нагрев и термообработка металла. Для нагрева и термообработки применяют электрические печи сопротивления, установки контактного нагрева, индукционные установки.

Основные направления по развитию ЭПС – производство печей комбинированного нагрева с использованием в наиболее энергоемких зонах дешевых энергоносителей (газ, жидкое топливо) и с сохранением всех качественных преимуществ, свойственных электронагреву; создание унифицированных серий печей с оптимизацией параметров; дальнейшее повышение точности нагрева и степени автоматизации.

Прямой нагрев редко применяется для нагрева проволоки, прутков равномерного сечения, хотя и обладает рядом положительных преимуществ: прост технологически, имеет малые стоимость установки и расход ЭЭ, высокую производительность.

Более универсальным является индукционный нагрев, так как он не ограничивается формой изделия и допускает высокие концентрации

мощности. Особенно эффективен индукционный нагрев перед прокаткой и прессованием в прокатном и трубном производствах. Тенденции развития индукционного нагрева в прокатном и трубном производствах – создание высокопроизводительных комплексов или агрегатов большой мощности; применение высокомеханизированных и автоматизированных печей непрерывного действия; комбинирование частот по зонам нагрева (50; 500; 1000 Гц), что позволяет сочетать высокую равномерность нагрева на промышленной частоте с плавным регулированием температуры на повышенной частоте; повышение точности и равномерности нагрева за счет автономного управления секцией индуктора в конечной зоне, наложения дополнительных магнитных полей для обогрева торцов плоских слитков, изменения удельной мощности и теплоизоляции по длине индуктора. Будут расширяться границы использования индукционного нагрева для термообработки проката, бурильных труб, различных изделий машиностроения, при производстве ленты и проволоки, особо чистых металлов и в других областях черной и цветной металлургии. Разрабатываются высокопроизводительные автоматизированные комплексы мощностью 200–250 МВ·А для прокатного производства.

Электросварка. Основные задачи и направления в области развития электросварки: замена клепаных, литых, кованых и других конструкций более экономичными – сварными; создание специализированных предприятий и цехов для централизованного изготовления сварных конструкций; внедрение износостойкой наплавки деталей машин и механизмов; расширение производства электросварочного оборудования и сварочных материалов; внедрение современных высокопроизводительных методов автоматической сварки. В металлургической промышленности наблюдается дальнейшее внедрение трубоэлектросварочных станов, производящих сварку труб на частотах 4–440 кГц с установленной мощностью электрооборудования 20–100 МВ·А. Более широкое внедрение получают машины постоянного тока и низкочастотные, а также специальные виды сварки – электроннолучевая, плазменная, электрошлаковая и лазерная.

Электролизные установки. В цветной металлургии наблюдается дальнейший переход от пирометаллургических способов получения цветных металлов к гидроэлектрометаллургическим. При пирометаллурги-

ческих способах воздействия технологического агента (теплоты) подвергается весь перерабатываемый материал (руда или концентрат), при этом значительная часть расходуемой теплоты теряется со шлаком (30–40 %) и отходящими газами (20–45 %). В результате КПД печей не превышает 0,25 при плавке концентратов и снижается до 0,15 при плавке необогащенных руд. Гидроэлектрометаллургические способы позволяют исключить расплавление всего объема перерабатываемого исходного сырья подбором технологического реагента (растворителя) и воздействовать только на рудную часть перерабатываемого материала, не затрагивая пустую породу. При внедрении гидроэлектрометаллургических способов получения цветных металлов обеспечивается извлечение цветных металлов из низкосортных забалансовых руд, переработка которых иными способами нерентабельна, и использование месторождений без строительства шахт с помощью создания установок для подземного выщелачивания руд, снижение выбросов загрязняющих отходов в окружающую среду.

В химической промышленности ожидается дальнейшее расширение границ применения электролиза для получения водорода и кислорода, хлора, едкого натра и калия, а также для синтеза органических и неорганических веществ.

Основные направления по совершенствованию электролизных установок — укрупнение агрегатов, уменьшение вредных выбросов, совершенствование источников питания, автоматизация технологических процессов. В перспективе намечается более широкое внедрение в различных отраслях промышленности электрофизических и электрохимических методов обработки материалов.

1.4. Особенности электротехнологических установок как потребителей электроэнергии

1.4.1. Электросварочные установки

Электросварочные установки разделяют: а) по роду тока: переменного тока — на сварочные трансформаторы и однофазные электромашинные генераторы повышенной частоты; постоянного тока — на

сварочные выпрямители и электромашинные генераторы; б) по способу установки — на стационарные и передвижные; в) по числу обслуживаемых постов — на одно- и многопостовые.

Каждый источник питания дуговой сварки характеризуется следующими параметрами: номинальный сварочный ток; диапазон регулирования тока; напряжение на зажимах под нагрузкой; напряжение холостого хода, КПД, коэффициент мощности, продолжительность включения, внешняя характеристика. Источники питания изготавливают на номинальные токи: 40; 50; 63; 80; 100; 125; 160; 200; 250; 315; 400; 500; 630; 800; 1000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150; 4000 и 5000 А.

Электромашинные преобразователи состоят из генератора постоянного тока и приводного асинхронного электродвигателя. Мощности приводных двигателей находятся в пределах 4–55 кВт, напряжение питания переменное — 380 В (50 Гц).

В сварочных выпрямителях используют одно- и трехфазные мостовые схемы выпрямления. Наибольшее применение получила трехфазная мостовая схема, так как она обеспечивает большую устойчивость сварочной дуги, требует меньшего количества вентилей при одинаковых заданных значениях выпрямленного тока и напряжения, а также обеспечивает равномерную загрузку всех трех фаз силовой сети переменного тока и эффективное использование трансформатора, питающего выпрямитель. Мощность сварочных выпрямителей составляет 9–70 кВ·А, напряжение питания переменное — 380/220 В.

Основными источниками питания переменного тока являются сварочные трансформаторы мощностью 9–165 кВ·А, напряжение питания переменное, однофазное — 220 или 380 В.

Режим работы установок дуговой сварки продолжительный и повторно-кратковременный. На рис. 1.1, а представлены графики тока аргонно-дуговой установки, а на рис. 1.1, б — автомата дуговой сварки под слоем флюса (t_h , t_0 и t_u — время импульса, паузы и цикла, с).

Основными электромагнитными помехами, создаваемыми установками дуговой сварки, являются высшие гармоники тока. Сварочные машины постоянного тока и выпрямители, имеющие трехфазную мостовую схему выпрямления, генерируют 5, 7 и 11-ю гармоники. Токи отдельных гармоник для них определяются выражением

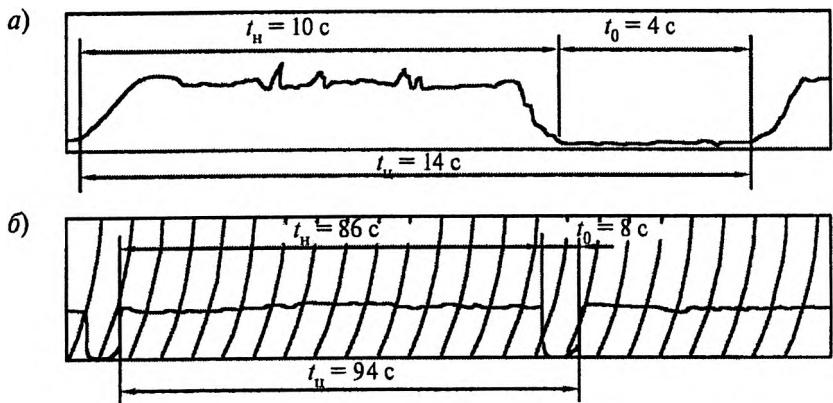


Рис. 1.1. Режим работы сварочных установок

$$I_{\text{взф}} = \frac{S_{\text{пред}} K_3 \sqrt{\Pi B_\Phi}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} v^2},$$

где v – номер гармоники, отн. ед.

Дуговые сварочные аппараты переменного тока генерируют 3, 5 и 7-ю гармоники. Их значение определяют по формуле

$$I_{\text{взф}} = \frac{S_{\text{пасп}} K_3 \sqrt{\Pi B_\Phi}}{U_{\text{ном}} v^2},$$

где $S_{\text{пасп}}$ – паспортная мощность, кВ·А.

Машины контактной электросварки разделяют на одноточечные, рельефные, роликовые истыковые. Все большее распространение получают многоточечные сварочные установки, сварочные роботы и автоматические сварочно-сборочные линии.

Мощности одноточечных машин 10–200 кВ·А, рельефных – 100–800 кВ·А, роликовых – 50–500 кВ·А,стыковых машин – 10–1000 кВ·А, напряжение питания переменное, однофазное – 380 В. Для сварки крупногабаритных деталей из легированных сталей, жаропрочных и титановых сплавов применяют машины постоянного тока с трехфазными мостовыми схемами выпрямления, напряжение питания переменное, трехфазное – 380 В.

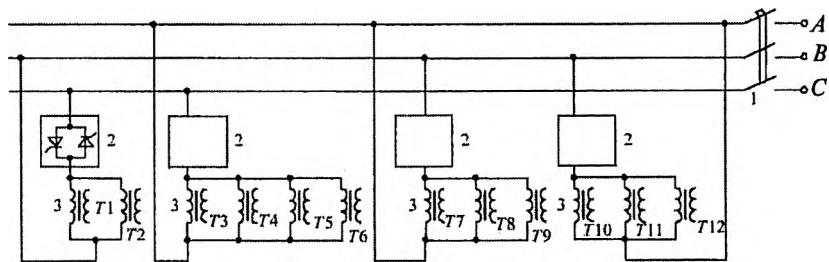


Рис. 1.2. Схема главных цепей сварочного пресса

Многоточечные сварочные машины (сварочные прессы) являются эффективным средством дальнейшего увеличения производительности точечной сварки. Каждый сварочный пресс имеет от 2 до 50 однофазных сварочных трансформаторов мощностью 30–175 кВ·А, трансформаторы объединяют в группы по шесть единиц. Все трансформаторы в группах включаются в параллель, группы распределяются по возможности равномерно по всем трем парам фаз. Напряжение питания сварочных прессов переменное, трехфазное – 380 В. На рис. 1.2 представлена схема сварочного пресса. Основные ее элементы – автоматический выключатель 1, тиристорные контакторы 2 и сварочные трансформаторы 3. Сварка изделий с помощью контакторов 2 проводится последовательным включением групп трансформаторов. В течение одного технологического цикла сварочный трансформатор сваривает от двух до восьми точек за 0,06–0,30 с. Порядок включения групп задается с помощью блока логических элементов.

Для создания полностью автоматических линий для сварки и крупногабаритных изделий, применяющихся при сборке кузовов автомобилей, железнодорожных вагонов, сельскохозяйственных машин и т. д., сварочные прессы объединяют в поточные автоматические сварочные линии. Установленная мощность сварочных трансформаторов автоматических сварочных линий – от 590 до 20 000 кВ·А, напряжение питания трехфазное – 380 В.

Создание полностью автоматизированных сварочно-сборочных производств невозможно без применения сварочных роботов. На предприятиях автомобильной промышленности используют свароч-

ный робот типа ПР 601/60, имеющий один сварочный трансформатор мощностью 23 кВ·А и шесть электродвигателей с тиристорными приводами для перемещения различных механизмов. Мощности электродвигателей составляют 1–45 кВт. На рис. 1.3 представлена структурная схема сварочной установки (1 – пульт ручного управления; 2 – шкаф питания; 3 – устройство управления; 4 – пульт программирования; 5 – манипулятор).

Исследование графиков нагрузки, создаваемых машинами контактной электросварки, показывает, что они носят импульсный характер со случайными или детерминированными видоизменениями в чередовании импульсов и их формы. Все индивидуальные графики можно свести к следующим типовым: случайная последовательность одиночных импульсов тока (рис. 1.4, а), групп импульсов тока (рис. 1.4, б, в) и комплексов групп импульсов тока (рис. 1.4, г); регулярные потоки одиночных импульсов тока (рис. 1.4, д) и групп импульсов тока (рис. 1.4, е, ж).

Случайные последовательности импульсов имеют сварочные машины при наличии ручных операций установки, снятия или перемещения деталей, регулярные потоки импульсов – сварочные машины, работающие в автоматических линиях, и эти же типы сварочных машин в зависимости от обрабатываемых деталей создают одиночные импульсы, группы и комплексы групп импульсов. В группах импульсы могут быть одинаковыми по длительности и амплитуде, одинаковыми по длительности, но с разными амплитудами, с различными длительностями и амплитудами.

Электросварочные установки при работе создают разные виды электромагнитных помех, которые отрицательно влияют как на другие ЭСУ и электрические потребители (ЭП), так и на системы управления ЭП. Под ЭМП понимают электромагнитные, электрические

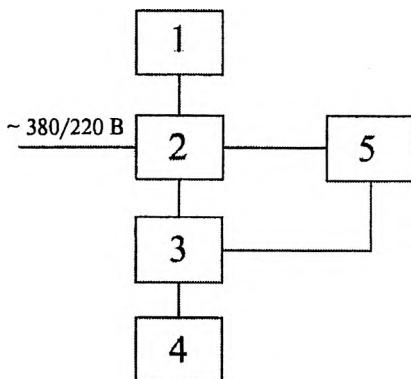


Рис. 1.3. Структурная схема сварочного робота

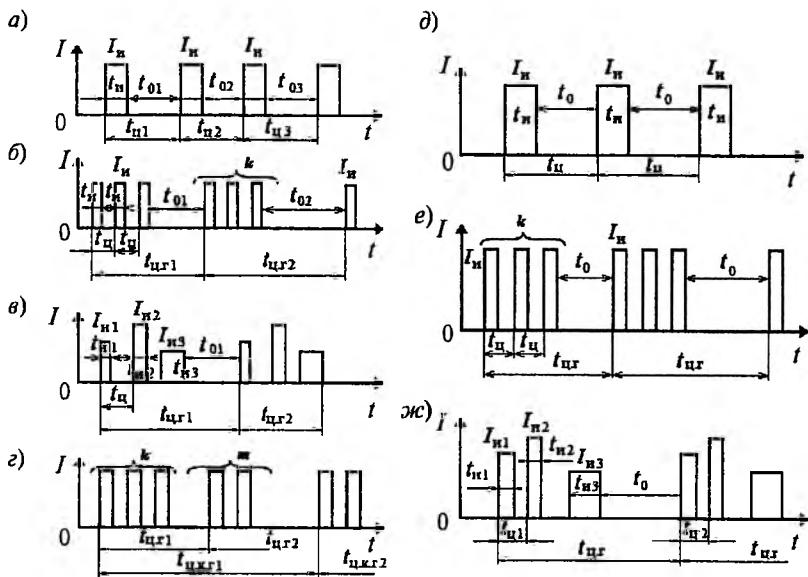


Рис. 1.4. Графики нагрузки

и магнитные явления (процессы), созданные любым источником в пространстве или проводящей среде, которые отрицательно влияют на полезный сигнал.

Электросварочные установки создают помехи проводимости, среда распространения которых — провода, кабели, шинопроводы, а также помехи излучения, среда их распространения — пространство, окружающее сварочную установку.

Помехи излучения, создаваемые ЭСУ для расстояний $l = 300\text{--}1610$ м, концентрируются в области частот 750 кГц, 3 и 20 МГц. Однако проведенные исследования показали, что от помех излучения имеются известные способы защиты сетей и элементов, на которые они могут оказывать влияние, — экранирование, заземление экранов и корпусов элементов.

Наибольшее влияние на ЭП и системы управления оказывают ЭМП проводимости, которые при большом числе сварочных установок значительно увеличиваются. Поскольку все ЭП цеха или корпуса

имеют электрические связи друг с другом, эти помехи могут оказывать влияние на любой из ЭП данной системы электроснабжения. Системы управления ЭП получают питание от тех же источников питания, что и основной потребитель, поэтому помехи проводимости будут оказывать влияние и на них. ЭМПП, создаваемые ЭСУ, можно разделить на технологические, создаваемые за счет резкопеременного режима работы, к которым относят колебания и провалы напряжения; на электротехнические, определяемые видом электросварочного электрооборудования, его систем управления и коммутации (к ним относят несинусоидальность и несимметрию токов и напряжений, апериодические и постоянные составляющие в токах); на структурно-технологические, зависящие от состава нагрузки в группах ЭП и их коммутации; на структурно-составные электротехнические, характеризующиеся взаимовлиянием помех друг на друга.

Создаваемые электросварочными установками ЭМПП становятся непреднамеренными, так как возникают при нормальной работе этих машин. По характеру ЭМПП ЭСУ делят на два вида: детерминированные и случайные. ЭМПП отдельных сварочных установок могут быть детерминированными или случайными, а группы сварочных установок – случайными.

Импульсный характер графиков нагрузки ЭСУ приводит к появлению в огибающей кривой напряжения помехи напряжения, форма которой определяется формой индивидуальных импульсов тока сварки. Форма индивидуальных импульсов тока зависит от способа включения ЭСУ, который может проводиться с помощью асинхронных или синхронных тиристорных контакторов. При синхронных контакторах сварочные машины создают импульсы тока в виде отрезков синусоид с постоянной амплитудой (рис. 1.5, а), при асинхронных наряду с импульсами с постоянной амплитудой возникают импульсы тока с амплитудой, затухающей по экспоненте (рис. 1.5, б). Длительность затухания составляет два–шесть периодов в зависимости от постоянной времени сварочной машины. Приведены также формы ПН, которые будут создавать сварочные машины. Малая длительность размахов напряжения, составляющая 0,02 с, позволяет допустить, что при синхронном включении форма провалов прямоугольная, а при асинхронном зависит от длительности импульса тока.

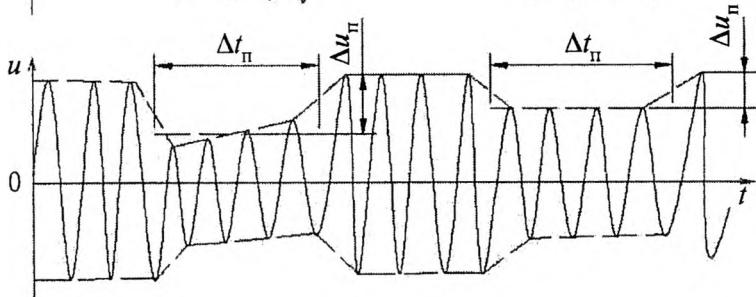
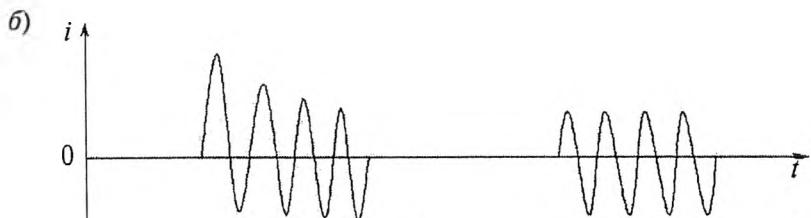
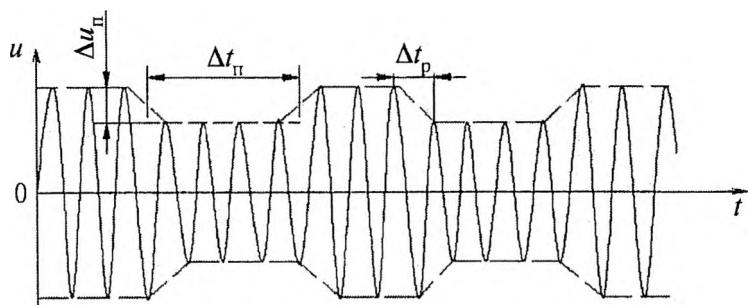
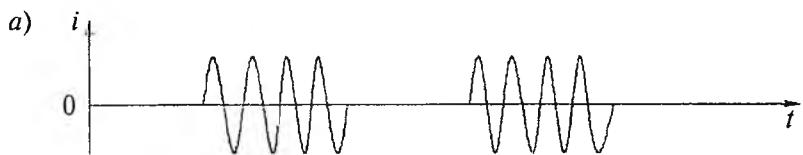


Рис. 1.5. Импульсный характер графиков нагрузки: а – импульсы тока в виде отрезков синусоид с постоянной амплитудой; б – импульсы тока с амплитудой, затухающей по экспоненте

Законы изменения характеристик ПН будут соответствовать законам изменения индивидуальных графиков. Поэтому аналогично графикам нагрузки реальные графики ПН можно представить в виде следующих математических моделей: регулярные потоки одиночных импульсов (рис. 1.6, а), групп импульсов (рис. 1.6, б) и комплексов групп ПН (рис. 1.6, в); случайные последовательности одиночных импульсов (рис. 1.6, г), групп импульсов, когда время цикла группы $t_{\text{ц.г}}$ изменяется случайным образом ($t_{\text{ц.г}}$ и $t_{\text{ц.к.г}}$ — время цикла комплекса групп).

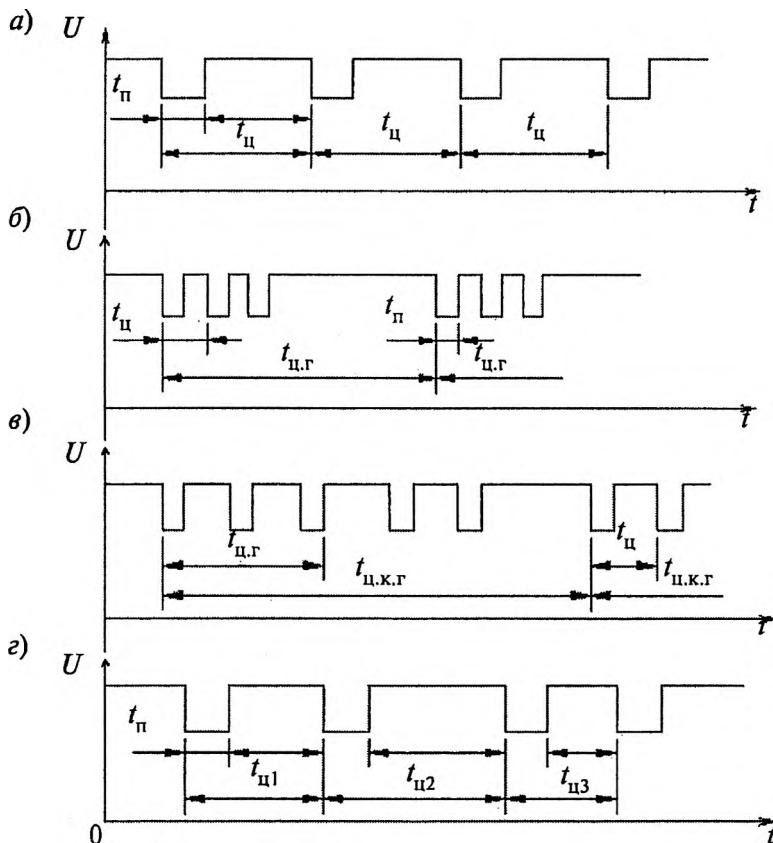


Рис. 1.6. Модели графиков нагрузки

Глубина ПН определяется мощностями сварочной машины и источника питания, а также параметрами питающей сети. Проведенное исследование показало, что машины точечной и рельефной сварки создают ПН до 7 %. Наибольшая глубина ПН наблюдается на зажимах стыковых и многоточечных машин (до 19 %).

Корреляционные и спектральные характеристики ПН будут определяться по средней частоте провалов и средней частоте колебаний напряжения: $f_{\text{п.с}} = k/t_{\text{ц.с}}$; $f_{\text{k.с}} = 2k/t_{\text{ц.с}}$, где k – число импульсов тока за средний цикл сварки.

Групповые графики изменений напряжения формируются под воздействием большого числа факторов: количества и мощности ЭСУ, параметров сетей, мощности источников питания и т. д.

Исследования показали, что если пренебречь влиянием на изменение напряжения помех от питающей сети, то они будут аналогичны процессам изменения групповых графиков нагрузки. Так же как и для групповых графиков нагрузки, изменения напряжения можно представить в виде следующих математических моделей: регулярные потоки групп и комплексов групп ПН; случайные последовательности групп ПН и комплексов групп ПН; дискретная случайная функция ПН; случайная функция ПН.

Исследования показывают, что зависимость $\Delta t_{\text{nc}} = \phi(I)$ в однородных по мощности сварочных машинах носит экспоненциальный характер. Максимумы частот провалов напряжения для сварочных сетей лежат в пределах 1,8–4,0 Гц. Наибольшие значения ПН (до 20 %) наблюдаются в сетях, питающих стыковые и многоточечные машины, а наименьшие – в сетях, питающих дуговые сварочные установки (не более 3 %). Отношение du/dx для групповых графиков лежит в пределах 50–600 %/с. Обработка осциллограмм ПН показала, что все изменения напряжения групповых графиков имеют $du/dx > 1 \%/\text{с}$.

Нормированные спектральные функции колебания напряжения для однородных по мощности и режиму работы сварочных машин

$$G_{\delta V^*} = \frac{2T_k}{1 + T_k^2 \cdot 4\pi f_k^2},$$

а для неоднородных

$$G_{\delta V^*} = T_k \left[\frac{1}{1 + T_k^2 \cdot 4\pi^2 (f_k - f_0)^2} + \frac{1}{1 + T_k^2 \cdot 4\pi^2 (f_k - f_0)^2} \right].$$

Исследование спектральных характеристик показало, что максимальная частота колебаний напряжения лежит в пределах 5–10 Гц (большее значение относится к шовным машинам). Основная энергия спектра колебаний сосредоточена в диапазоне 2–3 Гц (до 95 %). Таким образом, можно сделать вывод о том, что случайные процессы колебаний и провалов напряжения, создаваемые группами электросварочных машин, аналогично групповым графикам нагрузки можно отнести к классу стационарных эргодических процессов.

Все электросварочные машины снабжаются тиристорными контакторами, которые являются источниками высших гармоник тока. Определяющие гармоники – 3, 5 и 7-я. Приближенное значение эффективного тока нечетных гармоник можно определить по следующей формуле: $I_{v\text{эф}\Sigma} = \sqrt{\sum_1^n I_{v\text{эф}i}^2}$.

Несимметрия напряжения. В основном все ЭСУ являются однофазными потребителями ЭЭ. Равномерное распределение их по парам фаз трехфазной сети не всегда удается, особенно при наличии крупных сварочных машин. Кроме того, сварочные машины включаются в случайном порядке. Поэтому в трехфазной сети с ЭСУ возникает несимметрия токов, приводящая к несимметрии напряжения; наряду с системой прямой последовательности напряжений появляются составляющие обратной и нулевой последовательностей. Характер и величина несимметрии в цеховой сети низкого напряжения зависят от схемы соединений обмоток цеховых трансформаторов, типа сети низкого напряжения и параметров ее элементов. Цеховые трансформаторы в настоящее время выпускают со схемой соединения обмоток треугольник / звезда с нулем. Все ЭСУ включаются на линейное напряжение. При отсутствии ЭП, включенных в фазное напряжение, несимметрия токов и напряжений обусловливается лишь наличием составляющих обратной последовательности и характеризуется коэффициентом несимметрии $\epsilon_n = U_2/U_1$.

Исследования показали, что в сварочных сетях $\epsilon_n = 1-5 \%$, что превышает норму (2 %), указанную в ГОСТ 32144–2013. Однако большие значения коэффициента несимметрии кратковременны (до 1,0 с), и между ними большие паузы (до нескольких минут). Кроме того, они возникают только при наличии машин мощностью более 500 кВ·А. Поэтому при проектировании схем электроснабжения для питания ЭСУ применение специальных симметрирующих устройств должно быть экономически обосновано, так как влияния несимметрии напряжения на нагрев электродвигателей практически оказываться не будет. Несимметрия напряжения, вызываемая сварочной нагрузкой, может отразиться на схемах управления и автоматики ЭСУ и других производственных механизмов.

Характеристики сварочных процессов представлены в табл. 1.2.

Таблица 1.2

Характеристики различных способов сварки

Способ сварки	КПД, %	$\cos(\phi)$
Дуговая покрытыми электродами на постоянном токе	75–85	0,5–0,9
То же на переменном токе	65–75	0,3–0,5
Дуговая под флюсом	8–9	0,5–0,9
Дуговая в аргоне плавящимся электродом	7–8	0,5–0,9
То же вольфрамовым электродом	65–75	0,7–0,9
Дуговая угольным электродом	5–6	0,7–0,9
Электрошлаковая	6–9	0,5–0,9
Электронно-лучевая	8–95	0,5–0,90
Одноточечная подвесными машинами	5–20	0,65–0,90
Рельефная, роликовая	25–55	0,4–0,6
Одноточечная стационарными машинами, много точечная	3–5	0,6–0,7
Стыковая сопротивлением	4–6	0,6–0,9
То же оплавлением	6–8	0,8–0,9

Переходные процессы при включении ЭСУ. Как отмечено ранее, ЭСУ могут включаться в работу с помощью асинхронных тиристорных контакторов. При этом на периодический импульс тока накладывается апериодическая составляющая.

Результаты исследования показывают, что при асинхронном включении амплитудное значение переходного тока может достигать 21-кратного номинального тока. Длительность переходного процесса составляет три-шесть периодов, вероятность возникновения апериодических бросков тока при сварке достигает 20 % числа сварочных точек.

При использовании тиристорных контакторов наблюдаются большие значения переходных токов, которые приводят к увеличению амплитуды ПН и, кроме того, к дополнительному искажению синусоиды напряжения вследствие появления в токе постоянной составляющей и четных гармоник.

1.4.2. Электротермические установки

Рудно-термические печи. В настоящее время на промышленных предприятиях эксплуатируются РТП мощностью 1–100 МВ·А, напряжение питания переменное, трехфазное – 6; 10; 35; 110 кВ. По режиму работы РТП разделяют на две группы: с открытыми дугами и с дугами, горящими внутри шихты. Первая группа включает в себя РТП для рафинирования ферросплавов, а также для шлаковых процессов. В таких РТП выплавляют без- и среднеуглеродистый феррохром, металлический марганец, ферровольфрам и некоторые другие ферросплавы. При рафинировочных процессах плавку ведут с полным проплавлением шихты. В начале плавки электроды погружены в шихту, а по мере ее проплавления поднимаются и дуги горят открыто на воздухе между концами электродов и шихтой или шлаком, так же как в сталеплавильных печах (рис. 1.7, а). Рафинировочные процессы периодические, плавка в общем длится в пределах 1,5–2,0 ч, на 15–25 мин печь останавливается для слива готового продукта.

В РТП второй группы, с закрытой дугой (в них выплавляют ферросилиций, феррохром, ферромарганец и др.), электроды опущены в шихту и дуги горят в образовавшихся вокруг концов электродов газовых пузырях. Дуги зашунтированы шихтой, хорошо теплоизолированы и горят спокойно. Мощности фаз этих РТП колеблются в пределах

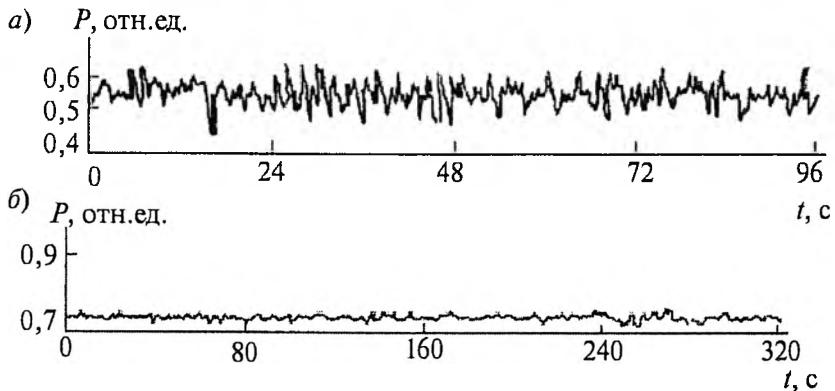


Рис. 1.7. Режимы работы рудно-термических печей:
а – с открытой дугой; б – с закрытой дугой

3–6 % (рис. 1.7, б). Печи с закрытой дугой работают непрерывно и останавливаются только на профилактические осмотры и капитальные ремонты.

Исследование случайных процессов потребления активной мощности РТП показало, что они стационарные и эргодические. Автокорреляционные функции хорошо аппроксимируются следующими выражениями: $r(\tau) = C_1 e^{-\alpha|\tau|}$; $r(\tau) = C_1 e^{-\alpha|\tau|} \cos f_0 |\tau|$; $r(\tau) = C_1 e^{-\alpha|\tau|} + C_2 e^{-\alpha|\tau|} \cos f_0 |\tau|$, где C_1, C_2 – постоянные коэффициенты.

Спектральная плотность случайных графиков потребления активной мощности в основном представляет собой белый шум, низкочастотные составляющие появляются на частотах 0,005–0,010 Гц.

Коэффициент полезного действия РТП лежит в пределах 0,65–0,85. Коэффициент мощности печей для получения карбива кальция, силикоалюминия равен 0,6–0,8, а печей для получения фосфора, феррохрома и других материалов – 0,92–0,97.

Важной характеристикой РТП являются удельные расходы $\omega_{уд}$ электрической энергии на производство 1 т продукции. Значения $\omega_{уд}$, кВт·ч/т, для получения различных материалов: 2078–12 291 – для ферросилиция; 1970–3300 – для феррохрома; 1430–3400 – для ферромарганца; 9010 – для марганца металлического; 3010–8800 – для карбита

кальция и кремния; 15 850 – для желтого фосфора; 22 000 – для карбida бора.

Рудно-термические печи вносят в сеть следующие виды электромагнитных помех: отклонения и колебания напряжения; несимметрия и несинусоидальность напряжения. Однако значения колебаний, несимметрии и несинусоидальности напряжения для большинства РТП не превышают требований ГОСТ 13109–87.

Дуговые печи. Выпускаются мощностью 0,4–80,0 МВ·А, напряжение питания переменное – 6; 10; 35; 110 кВ. Режим работы ДСП резкопеременный, с большими пиками тока в период расплавления. Колебания токов отдельных фаз при этом возникают неодновременно, что приводит к несимметрии токов и напряжений. Исследования показывают, что случайный процесс колебаний токов ДСП в течение всего периода расплавления не стационарный, так как по ходу процесса происходит постепенное изменение состояния расплавляемой шихты и условий горения дуг, а также мощности и напряжения на электродах. Однако, учитывая постепенный характер изменения состояния расплавляемой шихты и рассматривая процесс при установившемся режиме, технологический цикл можно разложить на отдельные стационарные участки длительностью 2–5 мин, на которых не происходит существенного изменения среднего значения тока и размахов его колебаний.

Полный КПД ДСП лежит в пределах 0,4–0,6. Приведем значения коэффициента мощности в зависимости от емкости печи:

Емкость печи, т	5	10–20	100	200
$\cos(\phi)$	0,85–0,89	0,83–0,87	0,72–0,79	0,70–0,74

Для установок ДСП характерны частые отключения их от сети по ходу плавки, связанные с технологическими и аварийными остановками. Число отключений за плавку достигает 10, а их длительность – от одной до нескольких десятков минут. Приведем удельные расходы ЭЭ в ДСП на выплавку 1 т стали:

Емкость печи, т	0,5	1,5	3,0	6,0	12	25	50	100	200
$\omega_{уд}$, кВт·ч/т	1130	860	690	650	600	550	530	510	485

Из всех ЭТУ ДСП создают наибольшие значения различных видов ЭМП, среди которых доминирующими являются отклонения, пропалы и колебания напряжения, несинусоидальность и несимметрия токов и напряжений, причем наибольший уровень помех создается в период расплавления твердой шихты. В табл. 1.3 представлены значения ЭМП.

Таблица 1.3

Значения ЭМП, создаваемых на шинах напряжением 6–10 и 35 кВ

U , кВ	V , %	δV , %	F_k , Гц	ε_2 , %	K_{nc} , %
6–10	−9 ... +4	−2 ... +7	0,1–8,0	1–5	3–6
35	−10 ... +5	−1,5 ... +12,0	0,1–20,0	0,75–5,50	1,5–8,0

П р и м е ч а н и е. Величины ε_2 и K_{nc} – коэффициенты несимметрии и несинусоидальности напряжения.

Дуговые печи генерируют 3, 5, 7 и 9-ю гармоники тока. В спектре тока имеются и четные гармоники (2-я и 4-я). Действующее значение нечетных гармоник можно определить по следующему приближенно-му выражению: $I_{\text{взфи}} = S_{nm} / (\sqrt{3} U_{\text{ном}} V^2)$.

Колебания напряжения, создаваемые ДСП, делят на два вида: нерегулярные с частотой до 1 Гц; регулярные (циклические) с частотой 1–20 Гц. Основными причинами нерегулярных колебаний являются неблагоприятные условия зажигания дуг в период расплавления и неустойчивое их горение, короткое замыкание электродов с шихтой в момент пуска печи и при обвалах шихты, обрывы дуг при обвалах, резкие перемещения электродов вследствие короткого замыкания и обрывов дуг. Поскольку броски тока при нерегулярных колебаниях достигают 100 % номинального тока печного трансформатора, размах нерегулярных колебаний напряжения достигает 7–12 %. Причины возникновения регулярных колебаний – действие внешних и внутренних электромагнитных сил, стремящихся вытолкнуть дуги из-под электродов в сторону стенок печи; вибрация электродов и электродержателей; выпрямительный эффект; внезапные изменения проводимости в зоне горения дуг вследствие испарения материалов и другие

нарушения более или менее периодического характера. Изменения токов при регулярных колебаниях не превышают 10–20 % номинального тока печного трансформатора, поэтому размахи регулярных колебаний напряжения не выходят за пределы 1 %.

К дуговым печам прямого действия относят также ВДП. Мощности ВДП составляют 0,1–4,5 МВ·А, напряжение питания переменное – 5; 10 кВ. Процесс плавки в ВДП происходит на постоянном токе, поэтому основным элементом электрооборудования этих печей является полупроводниковый выпрямитель с шестифазной схемой коммутации. Режим работы печей относительно спокойный, с небольшим возрастанием тока в период прогрева электрода. Полный КПД ВДП при плавке титана лежит в пределах 0,5–0,6, а при плавке стали – 0,45–0,50; коэффициент мощности печей 0,8–0,9. Эти печи генерируют в сеть высшие гармоники токов 2, 3, 5, 7, 11 и 13-го порядков значением соответственно 8, 6, 20, 14, 8, 6 %.

К дуговым печам можно отнести дуговые плазменные установки и нагреватели газов. Мощности этих печей находятся в пределах 0,1–8,0 МВ·А, напряжение питания переменное – 0,38; 6; 10 кВ. Наибольшее распространение получили плазмотроны на постоянном токе с тиристорными источниками питания. Полный КПД этих установок лежит в пределах 0,93–0,96; коэффициент мощности 0,92–0,96. Они генерируют в сеть высшие гармоники тока, аналогичные ВДП.

Электрошлаковые печи разделяют на одно-, двух- и трехфазные. Мощности ЭШП – от 0,5 до 10,0 МВ·А, напряжение питания переменное – 0,38; 6; 10 кВ. Режим работы ЭШП спокойный, с постепенным уменьшением потребляемого тока к концу процесса плавки. Одно- и двухфазные печи создают в сетях несимметрию напряжения до 4 %.

Индукционные электрические печи и установки. Как отмечено ранее, индукционные печи делят на две разновидности: канальные и тигельные.

Канальные печи могут иметь одну или несколько индукционных единиц. Мощность однофазной индукционной единицы 50–1000 кВ·А. В печах высокой мощности применяют двухфазные, а также трехфазные индукционные единицы мощностью до 1500 кВ·А. Для канальных печей характерен полуунепрерывный или непрерывный режим работы, поэтому они используются главным образом для плавки цветных металлов (медь, алюминий, цинк и их сплавы), в качестве разливочных

печей в производстве цветного литья и миксеров для накопления, выравнивания состава и подогрева чугуна. Индукционные канальные печи изготавливают на емкости: 0,5–35,0 т для плавки меди и ее сплавов; 0,2–40,0 т для плавки алюминия; 0,4–150,0 т для плавки цинка; 0,5–250,0 т для плавки чугуна (в качестве миксеров). Мощности печей 18–10 000 кВ·А, напряжение питания переменное – 0,38; 6; 10 кВ. Графики нагрузки канальных печей с одной индукционной единицей представлены на рис. 1.8, *a*. Они состоят из двух стадий: *I* – плавки и *II* – ожидания загрузки. Графики нагрузки канальных печей с несколькими индукционными единицами носят импульсный характер. На рис. 1.8, *б* представлен график нагрузки индукционной канальной печи (ИКП) типа ИЦК-14 с четырьмя индукционными единицами мощностью 60 кВ·А.

Печи для плавки стали работают на частоте 500–10 000 Гц с питанием от машинных или тиристорных преобразователей, остальные печи – на частоте 50 Гц, напряжение питания переменное – 0,38; 6; 10 кВ. На рис. 1.9, *a* представлен график нагрузки тигельной печи для плавки алюминиевых сплавов типа ИАТ-0,4 (*I* – загрузка; *II* – расплавление; *III* – рафинирование; *IV* – разливка металла), а на рис. 1.9, *б* – печи для плавки чугуна ИЧТ-2,5 (*I* – загрузка; *II* – расплавление; *III* – скачивание шлака; *IV* – рафинирование; *V* – разливка металла).

Индукционные печи вносят в сеть следующие виды электромагнитных помех: отклонение напряжения, несимметрия токов и напряжений.

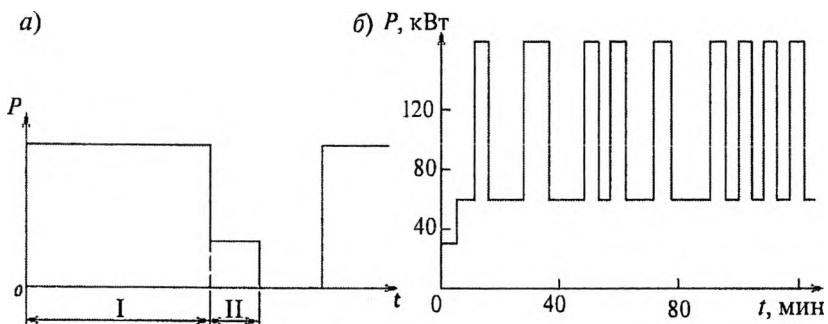


Рис. 1.8. Графики нагрузки канальных печей: *а* – с одной индукционной единицей; *б* – с четырьмя индукционными единицами

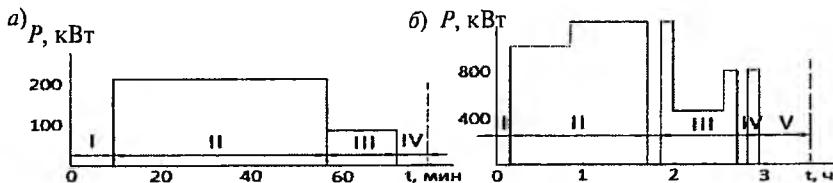


Рис. 1.9. Графики нагрузки тигельных печей

Индукционные печи с несколькими индукционными единицами создают, кроме того, колебания и провалы напряжения, а высокочастотные индукционные печи вносят в сеть несинусоидальность токов и напряжений. Токи нечетных гармоник, генерируемых этими установками, определяются выражением $I_v = S_{\text{пр}} / (\sqrt{3} U_{\text{ном}} v)$. При шестифазной схеме преобразователя они генерируют 5, 7, 11 и 18-ю гармоники.

Полный КПД составляет 0,5–0,6 для тигельных индукционных печей при плавке цветных металлов, 0,6–0,7 – при плавке черных металлов, 0,8–0,85 – для ИКП.

Все индукционные печи обладают низким естественным коэффициентом мощности, поэтому большинство индукционных печей выпускают в комплекте с КБ, а крупные индукционные печи – в комплекте с компенсирующими устройствами.

Приведем значения естественного коэффициента мощности для тигельной канальной печи при плавке различных металлов:

Металл	Коэффициент мощности
Медь	0,5
Бронза и латунь	0,7
Медно-никелевые сплавы	0,8
Алюминий	0,3–0,4
Цинк	0,5–0,6
Чугун	0,6–0,8

Удельные расходы ЭЭ в индукционных печах зависят от типа расплавляемого металла:

Металл	Удельный расход ЭЭ, кВт·ч/т
Чугун	600–800
Медь	250–300
Медные сплавы	160–220
Алюминий и его сплавы	360–500
Цинк	90–120

Дальнейшим развитием ИКП стали магнитодинамические установки, которые позволяют повысить эффективность плавки металла за счет электромагнитного перемешивания и проводить транспортировку и заливку металла с помощью электромагнитных насосов.

Схема питания установки типа МДН-10 представлена на рис. 1.10. Установка имеет два индуктора (Ин1, Ин2) мощностью $P_{u1} = 50$ кВт, $P_{u2} = 60$ кВт и электромагнит (ЭМ) мощностью $P_{эм} = 10$ кВт. Индукторы и электромагнит подключают к источнику питания с помощью контакторов КМ1–КМ5 в различных комбинациях. В табл. 1.4 представлены технические характеристики МДН-установок, выпускаемых

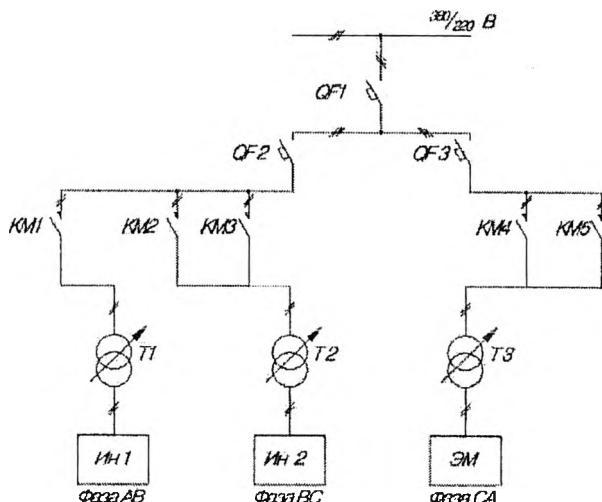


Рис. 1.10. Схема питания магнитодинамической установки типа МДН-10

в нашей стране, напряжение питания переменное – 380/220 В, частота 50 Гц. График нагрузки МДН представлен на рис. 1.11, а. Видно, что он состоит из базисной части, создаваемой индукторами. На нее накладываются импульсы тока от ЭМП. Продолжительность импульсов, создаваемых электромагнитом, составляет 3–15 с. Интервал следования импульсов распределяется по экспоненциальному закону распределения (рис. 1.11, б), что позволяет отнести случайные графики МДН к классу стационарных эргодических процессов.

Таблица 1.4

Технические характеристики российских МДН-установок

Тип МДН	Число индукторов, шт.	Число электромагнитов, шт.	Полезный объем, т	Потребляемая мощность, кВт	Коэффициент мощности	Скорость заливки, кг/с	Масса отливки, кг
<i>Для чугуна</i>							
МДН-3Ч-1, 6-1	1	1	1,6	150/200	0,625/0,408	1–6	5–50
МДН-3Ч-3, 0-1	1	1	3,0	300/500	0,638/0,486	1–6	10–100
МДН-6Ч-3, 0-1	1	1	3,0	300/500	0,638/0,486	1–10	10–100
МДН-6Ч-3, 0-2	2	2	3,0	300/400	0,638/0,533	1–20	20–150
МДН-6Ч-6, 0-1	2	1	6,0	300/380	0,638/0,520	5–30	50–200
<i>Для алюминия</i>							
МДН-6-А-0, 16-1	2	1	0,16	15/20	0,750/0,364	0,3–3,0	0,3–30,0
МДН-6-А-0, 25-1	2	1	0,25	15/22	0,750/0,338	0,3–3,0	0,5–50,0
МДН-6-А-0, 4-1	2	1	0,4	16/22	0,640/0,338	0,3–3,0	0,4–80,0
МДН-6-А-0, 63-1	2	1	0,63	20/25	0,8/0,5	0,3–3,0	1,2–20,0

Примечание. Перед косой чертой приведены значения при нагреве, после — при разливке.

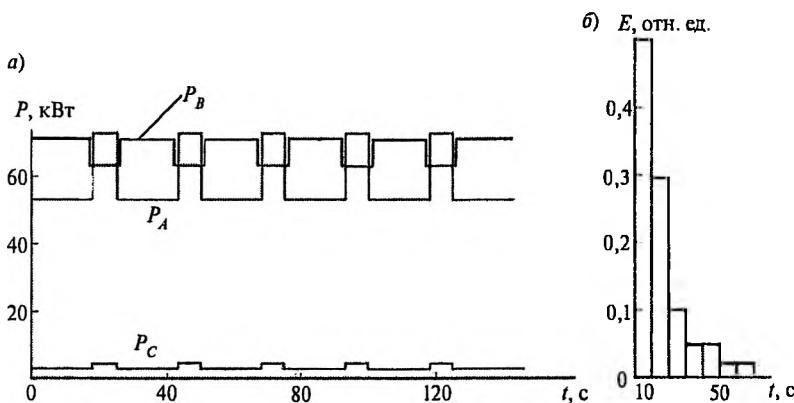


Рис. 1.11. График нагрузки (а) и интервал следования импульсов тока (б) МДН-установок

Индукционные нагревательные установки применяют для сквозного нагрева заготовок из черных и цветных металлов и для поверхностной закалки. Мощность установок для сквозного нагрева 250–8000 кВт, частота 50–10 000 Гц. Для поверхностной закалки применяют установки мощностью 50–400 кВт и частотой 2400–8000 Гц. Преобразователи частоты выполнены на базе тиристоров или IGBT-транзисторов, напряжение питания переменное – 0,38; 6; 10 кВ.

Электрические печи сопротивления. По технологическому назначению их делят на термические, плавильные и сушильные. Печи сопротивления косвенного действия в большинстве случаев получают питание переменным током 220 или 380 В, в перспективе – 660 В. Мощность ЭПС 50–600 кВт для плавки цветных металлов и 5–10 000 кВт для термообработки. ЭПС небольшой мощности однофазные, а средней и большой трехфазные. Режим работы ЭПС может быть непрерывным, полунепрерывным, периодическим, циклическим, скоростным. При непрерывном режиме печь работает без отключений и ее футеровка достигает установившейся температуры. При полунепрерывном режиме в печах непрерывного действия нагреваемые изделия двигаются прерывисто, а в печах периодического действия осуществляется программное регулирование температуры. При перио-

дическом режиме печь периодически отключается. Режимы отключений таковы, что футеровка достигает установившейся температуры. Циклический режим характеризуется такой частотой включения и отключения, при которой футеровка не успевает достичнуть установившейся температуры ни в процессе нагрева, ни в процессе охлаждения. В основном ЭПС не создают ЭМП в питающих сетях. Исключение составляют ЭПС с тиристорным регулированием мощности. Эти печи являются источниками высших гармоник тока 3, 5 и 7-го порядков. Коэффициент полезного действия ЭПС лежит в пределах 0,45–0,65, $\cos(\phi)$ печей 0,95–1,00. Удельные расходы ЭЭ в ЭПС колеблются в пределах 100–13 000 кВт·ч/т в зависимости от типа и обрабатываемого материала.

1.4.3. Установки электрохимической и электрофизической обработки материалов

Наиболее мощными и энергоемкими потребителями постоянного тока являются установки для электролитического получения алюминия, магния, цинка, никеля, меди, хлора, водорода, натрия и азотистых веществ. Электролиз алюминия, магния и металлического натрия представляет собой электролиз расплавленных солей. Остальные из перечисленных элементов получают в результате электролиза водных растворов. Обычно электролизная установка состоит из группы последовательно соединенных электролизеров (электролизных ванн), называемой серией. Максимально допустимое напряжение для различных электролитических процессов определяется условиями безопасности обслуживающего персонала, зависящими от влажности производственного помещения, температуры в рабочей зоне, значения токов утечки, конструкции электролизеров и обязанностей персонала по их обслуживанию. Номинальные параметры (выпрямленные напряжения V_+ и ток I_+) применяемых серий электролиза представлены в табл. 1.5. Для всех вновь сооружаемых электролизных установок в качестве выпрямительных агрегатов применяют полупроводниковые агрегаты типа ВАКД и ВАКВ2, которые питаются на напряжении $U_{\text{пит}} = 6; 10; 35$ кВ. Технические характеристики этих агрегатов представлены в табл. 1.6. Агрегаты с выпрямленным током $I_+ \leq 6,25$ кА

Таблица 1.5

Выпрямленные напряжения $U_{\text{в}}$ и ток $I_{\text{в}}$ для некоторых серий электролиза

Продукт электролиза	$U_{\text{в}}$, В	$I_{\text{в}}$, А
Алюминий	450; 825; 850	≤200
Магний	450; 600	≤120
Цинк	300; 450; 600; 850	≤25
Никель	230; 300; 450	≤18
Медь	230; 300	≤21
Хлор	230; 300; 450	≤100
Водород	450	≤10

Таблица 1.6

Технические характеристики агрегатов типа ВАКД и ВАКВ2

Тип агрегата	$U_{\text{пит}}$, кВ	$U_{\text{в}}$, В	$I_{\text{в}}$, кА	КПД, %	$\cos(\phi)$
ВАКД-12500/300	6; 10; 35	300	12,5	97	0,93
ВАКД-12500/450		450		92,2	0,93
ВАКД-12500/600		600		97,7	0,95
ВАКД-12500/850		850		98,2	0,95
ВАКД-25000/300	10; 35	300	25	97,2	0,93
ВАКД-25000/450		450		97,5	0,93
ВАКД-25000/600		600		98	0,95
ВАКД-25000/850		850		98,5	0,95
ВАКВ2-12500/300	6; 10; 35	300	12,5	97	0,92
ВАКВ2-12500/450		450		97,2	0,92
ВАКВ2-12500/600	6; 10	600	25	97,7	0,95
ВАКВ2-12500/850	6; 10; 30	850		98,2	0,95
ВАКВ2-25000/300		300	25	97,2	0,93
ВАКВ2-25000/450		450		97,5	0,93
ВАКВ2-25000/600		600		98	0,95
ВАКВ2-25000/850		850		98,5	0,95

трансформатор с одной вторичной обмоткой (рис. 1.12, *a*), с $I_{\text{в}} =$ имеют понижающий 12,5 кА – с двумя обмотками (рис. 1.12, *б*), с $I_{\text{в}} = 25,0 \text{ кA}$ – с четырьмя обмотками (рис. 1.12, *в*). Число выпрямительных блоков соответственно один, два и четыре.

Основными параметрами электролизных процессов, характеризующими эффективность их работы, являются плотность тока $j_{\text{в}}$, напряжение на ванне $U_{\text{в}}$, катодный выход по току $B_{\text{т}}$, удельный расход электроэнергии $\omega_{\text{уд}}$. В табл. 1.7 представлены значения этих параметров для некоторых процессов электролиза.

При электролизном производстве к преобразовательным установкам предъявляются следующие требования:

1. Высокая точность регулирования силы тока. Колебание силы тока в серии не должно превышать $\pm 1\%$ установленного значения при электролизе алюминия, $\pm 2\%$ – при электролизе других расплавленных растворов.
2. Плавное регулирование напряжения. Это вызывается необходимостью точной стабилизации силы тока серии с большой противоЭДС.
3. Высокая надежность, соответствующая требованиям потребителя первой категории.

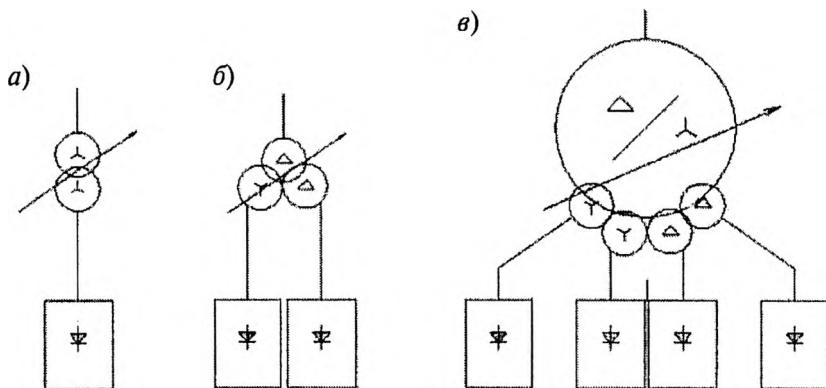


Рис. 1.12. Варианты понижающих трансформаторов с одной вторичной обмоткой (*а*), с двумя обмотками (*б*) и с четырьмя обмотками (*в*)

Таблица 1.7

Основные параметры электролизных процессов

Процесс электролиза	J_r , А/м ²	U_v , В	B_r , %	$\omega_{уд}$, кВт·ч/м ³
Электроэкстракция:				
цинка	400–600	3,5–4,5	88–94	300–3500
никеля	175–180	3,4–3,6	91–96	4000–4300
кобальта	300–350	3,0	80	4000
алюминия	7000–10 000	4,2–4,5	85–90	14 000–16 000
магния	4000–5000	5,0–6,0	85–90	13 500–14 000
Электроррафинирование:				
никеля	200–270	2,0–4,0	95–98	1800–3500
меди	180–270	0,25–0,35	90–95	200–400
свинца	100–250	0,3–0,7	85–97	110–200
олова	50–80	0,1–0,3	95	100–300
Электролиз:				
хлора	900–1000	3,6	95–96	2840–2920
водорода*	2500	2,3	96	—

* Для водорода $\omega_{уд} = 5,6$ кВт·ч/м³.

4. Многофазность выпрямления для снижения пульсаций тока.

Исследование графиков нагрузки, создаваемых электролизными установками, показало, что они носят непрерывный спокойный характер. Коэффициент мощности электролизных установок составляет 0,92–0,94 при нерегулируемых преобразователях, 0,81–0,94 – при регулировании с помощью дросселей насыщения, 0,6–0,9 – при импульсно-фазовом регулировании. КПД электролизных установок 0,70–0,97.

Все электролизные установки вносят в сеть высшие гармоники тока. В зависимости от схемы выпрямления электролизные установки генерируют следующие гармоники тока: при 6-фазной – 5; 7; 11; 13; при 12-фазной – 11; 13; 23; 25. Значения этих гармоник определяются из выражения $I_{вэф} = S_{пр} / (\sqrt{3} U_{ном} v)$.

Электролизные установки гальванотехники потребляют постоянный ток силой 100–10 000 А при напряжении 6–48 В. В качестве источников питания гальванических ванн используют кремниевые выпрямительные агрегаты. В настоящее время применяют агрегаты серии ВАК, ВАКР, ТВ и ТЕ, мощности которых составляют 2–300 кВ·А, напряжение питания переменное – 380 В.

Выпрямительные агрегаты этих типов используются также для питания других установок электрохимической и электрофизической технологий.

2. ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ И ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ПОДСТАНЦИИ. РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

2.1. Уровни системы электроснабжения

Электроснабжением называют обеспечение потребителей электроэнергией, системой электроснабжения – совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электроэнергией. Система электроснабжения может быть определена и как совокупность взаимосвязанных электроустановок, осуществляющих электроснабжение района, города, предприятия (организации).

Потребитель – предприятие, организация, территориально обособленный цех, строительная площадка, квартира, у которых приемники электроэнергии присоединены к электрической сети и используют электрическую энергию. Потребителем электрической энергии называют электроприемник или группу электроприемников, объединенных технологическим процессом и размещющихся на определенной территории.

В электроэнергетике потребителем электрической и тепловой энергии считается лицо, приобретающее ее для собственных бытовых или производственных нужд.

Приемником электроэнергии называют устройство (аппарат, агрегат, установку, механизм), в котором происходит преобразование электрической энергии в другой вид энергии (или в электрическую,

но с другими параметрами) для ее использования. По технологическому назначению приемники электроэнергии классифицируют в зависимости от вида энергии, в который данный приемник преобразует электрическую энергию, в частности: механизмы приводов машин и механизмов; электротермические и электросиловые установки; электрохимические установки; установки электроосвещения; установки электростатического и электромагнитного поля, электрофильтры; установки искровой обработки; электронные и вычислительные машины; устройства контроля и испытания изделий.

Электроустановками называют совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, преобразования, передачи, накопления, распределения электрической энергии и (или) преобразования ее в другой вид энергии. Электроустановка — комплекс взаимосвязанного оборудования и сооружений. Примеры электроустановок — электрическая подстанция, линия электропередачи, распределительная подстанция, конденсаторная установка, индукционный нагреватель.

Введем определение электрического хозяйства промышленных предприятий, представляющего собой совокупность генерирующих, преобразующих, передающих электроустановок, посредством которых осуществляется снабжение предприятия электроэнергией и эффективное использование ее в процессе технологического производства. Электрическое хозяйство включает в себя: собственно электроснабжение (иногда называемое внутризаводским электроснабжением), силовое электрооборудование и автоматизацию, электроосвещение, эксплуатацию и ремонт электрооборудования. Электрическое хозяйство представляет собой совокупность: 1) установленных и резервных электротехнических установок, электрических и неэлектрических изделий, не являющихся частью электрической сети (цепи), но обеспечивающих ее функционирование; 2) электротехнических и других помещений, зданий, сооружений и сетей, которые эксплуатируются электротехническим или подчиненным ему персоналом; 3) финансовых, людских, вещественных и энергетических ресурсов, а также информационного обеспечения, которые необходимы для жизнедеятельности электрического хозяйства с экологическими ограничениями как

выделенной целостности. Электрическое хозяйство включает в себя также часть электроэнергетической системы, отнесенную к предприятию.

Энергетическая система (энергосистема) – совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электроэнергии и теплоты при общем управлении этим режимом. Электрической частью энергосистемы называют совокупность электроустановок электрических станций и электрических сетей энергосистемы.

Система электроснабжения общего назначения – совокупность электроустановок и электрических устройств энергоснабжающей организации, предназначенных для обеспечения электрической энергией различных ее потребителей.

Субъект электроэнергетики – лицо, производящее, передающее, распределяющее электроэнергию и оказывающее услуги по управлению.

Электрическая сеть – совокупность электроустановок для передачи и распределения электрической энергии, состоящая из подстанций, распределительных устройств, токопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи, работающих на определенной территории. Электрическую сеть можно определить и как совокупность подстанций и распределительных устройств и соединяющих их электрических линий, размещенных на территории района, населенного пункта, потребителя электроэнергии.

Подстанцией называют электроустановку, служащую для преобразования и распределения электроэнергии и состоящую из трансформаторов или других преобразователей энергии, распределительного устройства, а также из устройства управления и вспомогательных сооружений. В зависимости от способа преобразования подстанции бывают трансформаторными или преобразовательными. При поставке трансформаторов (преобразователей), щита низкого напряжения и других элементов в собранном виде или в виде, полностью подготовленном для сборки, трансформаторную подстанцию называют комплектной.

Распределительным устройством считают электроустановку, служащую для приема и распределения электроэнергии и содержащую коммутационные аппараты, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства (компрессорные, аккумуляторные и др.), а также устройства защиты, автоматики и измерительные приборы. Если все или основное оборудование РУ расположено на открытом воздухе, его называют открытым, если в здании – закрытым. Распределительное устройство, состоящее из полностью или частично закрытых шкафов и блоков со встроенными в них аппаратами, устройствами защиты и автоматики и поставляемое в собранном или полностью подготовленном для сборки виде, считают комплектным и обозначают: для внутренней установки – КРУ, для наружной – КРУН.

Центр питания – распределительное устройство генераторного напряжения или распределительное устройство вторичного напряжения понизительной подстанции, к которым присоединены распределительные сети данного района.

Распределительным пунктом называют электроустановку, предназначенную для приема и распределения электроэнергии на одном напряжении без преобразования и трансформации (чаще этот термин соотносят с РП до 1 кВ). Для напряжения 10(6) кВ в практике электроснабжения широко применяют эквивалентное понятие «распределительная подстанция». Распределительный пункт напряжением до 1 кВ называют, как правило, силовым (сборкой).

Распределительным щитом считают распределительное устройство до 1 кВ, предназначенное для управления линиями сети и их защиты.

Станция управления – комплектное устройство до 1 кВ, предназначенное для дистанционного управления электроустановками или их частями с автоматизированным выполнением функций управления, регулирования, защиты и сигнализации. Конструктивно станция управления представляет собой блок, панель, шкаф, щит.

Блок управления – станция управления, все элементы которого монтируют на отдельной плате или на отдельном каркасе.

Панель управления – станция управления, все элементы которой монтируют на щитах, рейках или других конструктивных элементах, собранных на общей раме или металлическом листе.

Щит управления (щит станций управления) – сборка из нескольких панелей или блоков на объемном каркасе.

Шкаф управления – станция управления, защищенная со всех сторон таким образом, что при закрытых дверях и крышках исключается доступ к токоведущим частям.

Поясним термины и определения на примере схемы, приведенной на рис. 2.1, где максимально упрощено представлена иерархическая схема электроснабжения крупного промышленного предприятия. Предприятие является потребителем электроэнергии (абонентом). С точки зрения электриков, предприятие и квартира неразличимы – оба потребители. Стремление свести предприятие к точке, не различать специфические проблемы электрики ощущалось и при создании теории больших (сложных) систем электроэнергетики.

На рис. 2.1 представлен шестой уровень (6УР) системы электроснабжения – условная граница раздела предприятие–энергосистема. Через нее предприятие обеспечивается электроэнергией:

1) по линии электропередачи Л-1, как правило воздушной ЛЭП, от подстанции энергосистемы или РУ 110 кВ ТЭЦ энергосистемы (при этом для потребителя неизвестны или не представляют интереса данные по источнику питания ИП-1 и он ограничивается сведениями по ЛЭП);

2) от автотрансформатора (АТ) районной подстанции (иногда называемой узловой, которая имеет, как правило, собственное имя, например Северная, Металлургическая, Новокузнецкая); напряжение – высшее в энергосистеме, подстанция удалена на расстояние, обусловленное неэлектрическими требованиями (сохранение электроснабжения района при крупных авариях на предприятии и др.);

3) от трансформатора Т-1, установленного на подстанции энергосистемы, которая питает одно или несколько предприятий (потребителей); подстанция расположена вблизи, а иногда на территории предприятия и играет роль, близкую к роли главной понизительной подстанции (ГПП) предприятия;

4) по линии Л-2 от одной из РУ 10(6) кВ или от ТЭЦ энергосистемы на генераторном напряжении; 6УР может проходить по шинам 10(6) кВ, и следовательно, линия Л-2 будет потребительской.

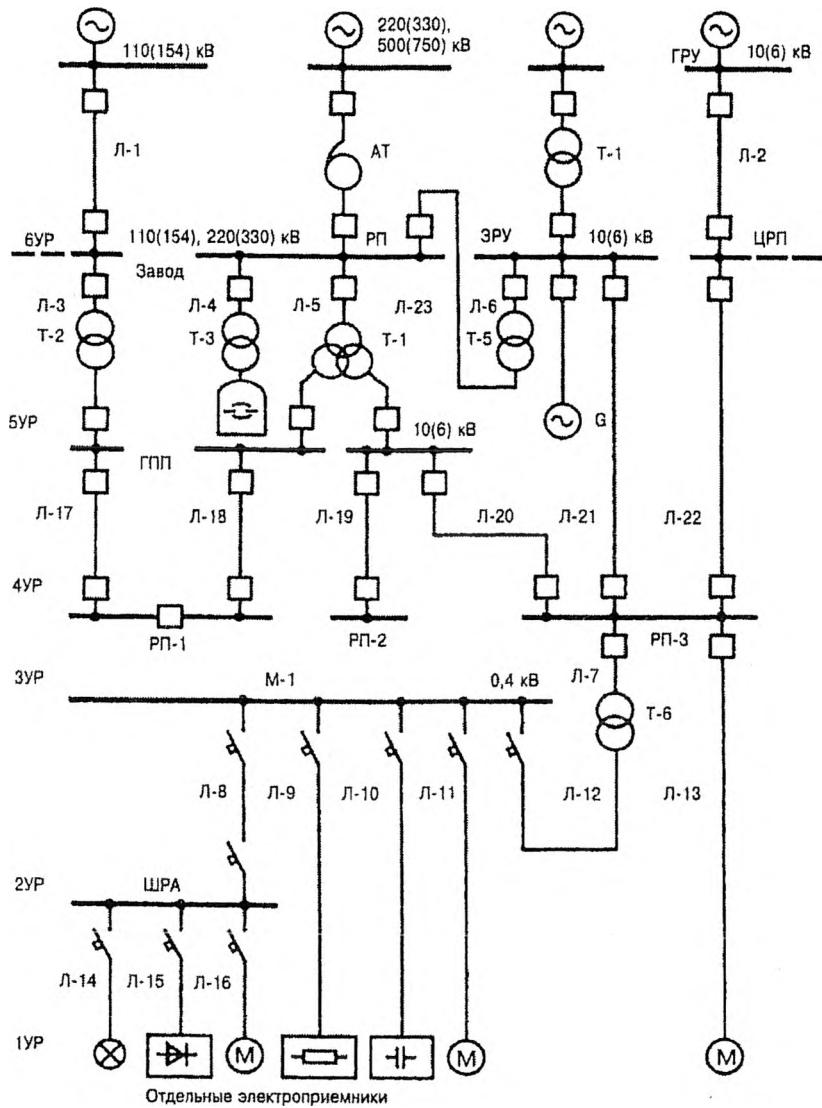


Рис. 2.1. Уровни системы электроснабжения

Ключевой уровень – 6УР, выше – зона ответственности, область исследования, проектирования, эксплуатации, обучения субъекта электроэнергетики (электрические станции, электрические сети и системы), ниже – зона ответственности электриков. Часть от границы раздела предприятия–энергосистема до ТП 10/0,4 кВ, включая ГПП, РП и сети, собственно, и есть электроснабжение. Электроустановки и сети 0,4 кВ многочисленны и разветвлены. Они определяются электроприемниками. На схеме (1УР) условно показаны осветительная нагрузка, выпрямительное устройство, двигатель, нагревательное устройство. Эту часть (от ТП до отдельного электроприемника) на предприятии и в проектных организациях называют силовым электрооборудованием, а сети (Л14–Л16 и др.) – цеховыми.

Число вводов присоединения предприятия к энергосистеме – от двух и более (в некоторых случаях несколько десятков) при питании на генераторном напряжении, аналогичном Л-2, и при высоком напряжении 110 (150), 220 (330) кВ, аналогичном Л-1. Возникает задача определения нагрузки предприятия: расчетного значения, например проектного или договорного; суммирования показаний счетчиков и фактического суммирования, осуществляемого приборами в режиме реального времени.

Присоединение со стороны предприятия к энергосистеме можно осуществлять: 1) через ОРУ (ЗРУ) 100 кВ (Т-2 (может быть глухой ввод кабельной линией ПО 100 кВ)); 2) через РП ПО кВ предприятия, от которого пытаются специальные подстанции, например печная Т-3, и обычные ГПП, например с трансформаторами с расщепленной обмоткой Т-4; 3) через ГРУ 10(6) кВ собственной ТЭЦ (у потребителей устанавливаются отдельные генерирующие мощности, не образующие ТЭЦ), где установлены трансформаторы связи Т-5; 4) через РП 10(6) кВ предприятий, которые иногда называют центральными (ЦРП) (их может быть несколько).

Заводские подстанции 110/10 кВ носят разные названия: главные понизительные (преобразовательные), подстанции глубокого ввода, опорные подстанции. Возможны и оригинальные названия, например АРЗ – Азовская районная заводская.

Обычная схема распределительной подстанции 10 кВ – две секции (РП-1). Схема с одной секцией (РП-2) встречается редко и применя-

ется для неответственных потребителей или для нескольких электро- приемников одной технологической линии; редок также вариант нескольких вводов на одну секцию (РП-3) — подстанция в «кольце» осуществляет транзитное электроснабжение (существуют особые требования к надежности электроснабжения). От РП питаются высоковольтные электродвигатели по Л-13 и трансформаторы 10/0,4 кВ, как правило КТП.

Часть от границы раздела предприятия—энергосистема до ТП 10/0,4 кВ на предприятиях подразделяют на участки: подстанции глубоких вводов, воздушные линии электропередачи всех напряжений, межцеховые кабельные сети всех напряжений, установки и сети наружного освещения территории завода, внецеховые распределительные трансформаторные и преобразовательные подстанции. Сооружения (блоки, каналы, тунNELи), в которых проложены сети от ГПП к РП и ТП различных цехов, называют магистральными.

Электроустановки, определяемые электроприемниками (осветительная нагрузка, выпрямительное устройство, двигатель, нагревательное устройство), наиболее подвижны, изменчивы во времени (с учетом замены по условиям технологии или экологии, увеличения электрической мощности или совершенствования режима и др.). При решении некоторых вопросов силового электрооборудования ограничения по размещению, установке и электроснабжению указывают специалисты по электроприводам, электротермическим установкам, освещению.

Уточним понятия «потребитель» и «электроприемник» на примере представленного на рис. 2.2 технологического чертежа установки 25-тонной дуговой электросталеплавильной печи, разреза подстанции и однолинейной схемы РУ 10 кВ. Формально ДСП — электроприемник, фактически — потребитель. Рассматривая электроснабжение печи, имеют в виду наличие и других электроприемников с различными мощностями и напряжением (механизма магнитного перемешивания, подъема и отворота свода, кранового хозяйства, освещения и различной автоматики и измерения).

Деление системы электроснабжения по напряжению до 1 кВ и более традиционно в соответствии с электроэнергетикой. Однако

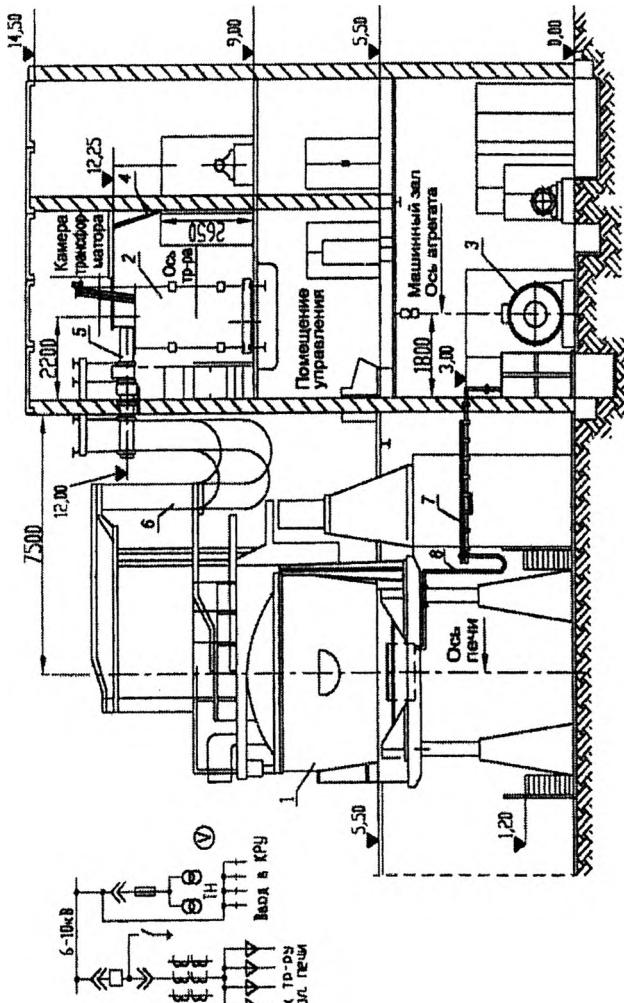


Рис. 2.2. Подстанция дуговой сталеплавильной электропечи ДСП-25:
 1 – электропечь; 2 – трансформатор; 3 – преобразовательный агрегат; 4 – подвод к трансформатору от шкафа КРУ; 5 – токопровод короткой сети; 6 – гибкий токопровод к электропечи; 7 – гибкий токопровод к статору перемешивателя; 8 – подвод к статору перемешивателя

такое деление не учитывает, что система электроснабжения до 1 кВ и более также многоступенчата. Например, проектирование и эксплуатация РП 10 кВ и ГПП различаются, и вопросы, решаемые при проектировании ГПП и для границы раздела с энергосистемой, разные. Многоуровневость нужно учитывать при расчете электрических нагрузок, регулировании электропотребления и электросбережении, компенсации реактивной мощности, оптимизации потерь в сетях и т. д.

При расширении промышленного предприятия развивается и его электрическое хозяйство. Как техническая система, оно рассматривается в качестве объекта проектирования, планирования, управления, обеспечения функционирования. Выделение электрического хозяйства в самостоятельный объект исследований произошло в период экспансивного развития промышленности (1930–1980-е гг.), когда наблюдалось резкое увеличение количества установленного электрооборудования.

В проектном задании для любого завода в целом и для каждого цеха в частности в 30-е гг. XX в. приводился перечень устанавливаемых электродвигателей, трансформаторов. Связь с энергосистемой совмещалась с открытым распределительным устройством ТЭЦ ОРУ 35(110) кВ. Заводские электрики практически использовали две ступени напряжения: распределительное напряжение 6(10) кВ и низковольтное 380/220 В (сначала 220/127 В).

В 50-х гг. XX в. для связи с энергосистемой стали сооружать районные и узловые подстанции с высшим напряжением 110(150) и 220(330) кВ, а затем 500 и 750 кВ. Рациональным было признано строительство ГПП и ПГВ, максимально приближенных к потребителям электроэнергии и часто совмещенных с РП цехов. Количество уровней системы электроснабжения увеличилось, схема усложнилась. На каждом уровне стала проявляться специфика, влияющая на принимаемые технические решения.

Теоретически и практически следует различать следующие уровни (ступени) системы электроснабжения (см. рис. 2.1):

первый уровень (1УР) – отдельный электроприемник: аппарат, механизм, установка, агрегат (станок) с многодвигательным приводом или другой группой электроприемников, связанных технологически или территориально и образующих единое изделие с определенной

(документально обозначенной заводом-изготовителем) паспортной мощностью; питание по одной линии (отдельным приемником электрической энергии может быть трансформатор, преобразователь, преобразующие электроэнергию в электроэнергию же, но с другими значениями напряжения, рода тока, частоты и питающие, обычно блочно, специфические электроприемники или их группы);

второй уровень (2УР) – щиты распределительные и распределительные пункты напряжением до 1 кВ переменного и до 1,5 кВ постоянного тока, щиты управления и щиты станций управления, шкафы силовые, вводно-распределительные устройства, установки ячейкового типа, шинные выводы, сборки, магистрали;

третий уровень (3УР) – щит низкого напряжения трансформаторной подстанции 10(6)/0,4 кВ или сам трансформатор (при рассмотрении следующего уровня – загрузка трансформатора с учетом потерь в нем);

четвертый уровень (4УР) – шины распределительной подстанции РП 10(6) кВ (при рассмотрении следующего уровня – загрузка РП в целом);

пятый уровень (5УР) – шины главной понизительной подстанции, а также подстанции глубокого ввода, опорной подстанции района;

шестой уровень (6УР) – граница раздела предприятия и энергоснабжающей организации (заявляемый (договорной), присоединяемый, лимитируемый, контролируемый и отчетный уровень).

Указанное количество уровней, если рассматривать систему электроснабжения предприятия в целом, можно считать минимальным. Близкие (подобные) схемы и подход применяют к системе обслуживания и ремонта электрооборудования, к другим системам электрики, связанным с созданием и управлением электрического хозяйства.

Возможно появление заводских распределительных пунктов на 110(220) кВ, которые питаются от районных источников питания и предназначены для увеличения количества присоединений (ячеек) и экономии проводниковой продукции. От распределительных подстанций РП 10 кВ могут питаться не только ТП 10/0,4 кВ и высоковольтные двигатели, но и вновь сооружаемые РП 10 кВ. Иногда эти РП, в свою очередь, питают еще РП 10 кВ. В связи с внедрением напряжения 10 кВ как преимущественного возникают подстанции

6(10) кВ с соответствующим РУ 6 кВ. Для 2УР распространено питание распределительного щита 0,4 кВ от другого щита (появление еще нескольких подуровней), что особенно характерно для удаленных и маломощных потребителей.

Рассмотрим приведенную на рис. 2.1 схему питания металлургического комбината (рис. 2.3), где для каждой подстанции указана мощность трансформаторов и количество секций крупного предприятия (рис. 2.4). Представим БУР по возможности полностью, а каждый более низкий уровень последовательно — одним из элементов, раскрывая его. Таким образом можно получить реальное представление о всей системе электроснабжения завода, считая, что каждая ячейка питает электроустановку более низкого уровня, а общее количество установок не меньше числа отходящих линий. Примем, что количество элементов от уровня к уровню изменяется в 10 раз (на порядок).

На рис. 2.3 представлена реальная схема существующего комбината (не показана схема электроснабжения 10 кВ, включая питание от ТЭЦ, принадлежащей энергосистеме, что объясняется числом подстанций 10; 6; 3 кВ, превышающим 100 шт. РП). С учетом рекомендаций (некоторые были директивными), принятых на протяжении XX в. при проектировании электроснабжения, полезно обратить внимание на следующее:

- 1) на комбинате, построенном в основном в 1960—1970-е гг., существует практически весь ряд номинальных напряжений электрических систем;
- 2) трансформаторы имеют различную мощность;
- 3) схемы по высшей и низшей стороне различны;
- 4) нумерация подстанций не сквозная.

Цеховые трансформаторные подстанции напряжением 6(10)/0,4(0,69) кВ не имеют, как правило, сборных шин первичного напряжения как при радиальном, так и при магистральном питании. При радиальной схеме питания глухое присоединение к линии 6(10) кВ (рис. 2.5, а) идет от распределительной подстанции 4УР (к глухим присоединениям относят и штепсельный кабельный разъем). Коммутационный аппарат (разъединитель или выключатель нагрузки в сочетании с предохранителем) перед цеховым трансформатором применяют в следующих случаях: источник питания находится в ведении другой

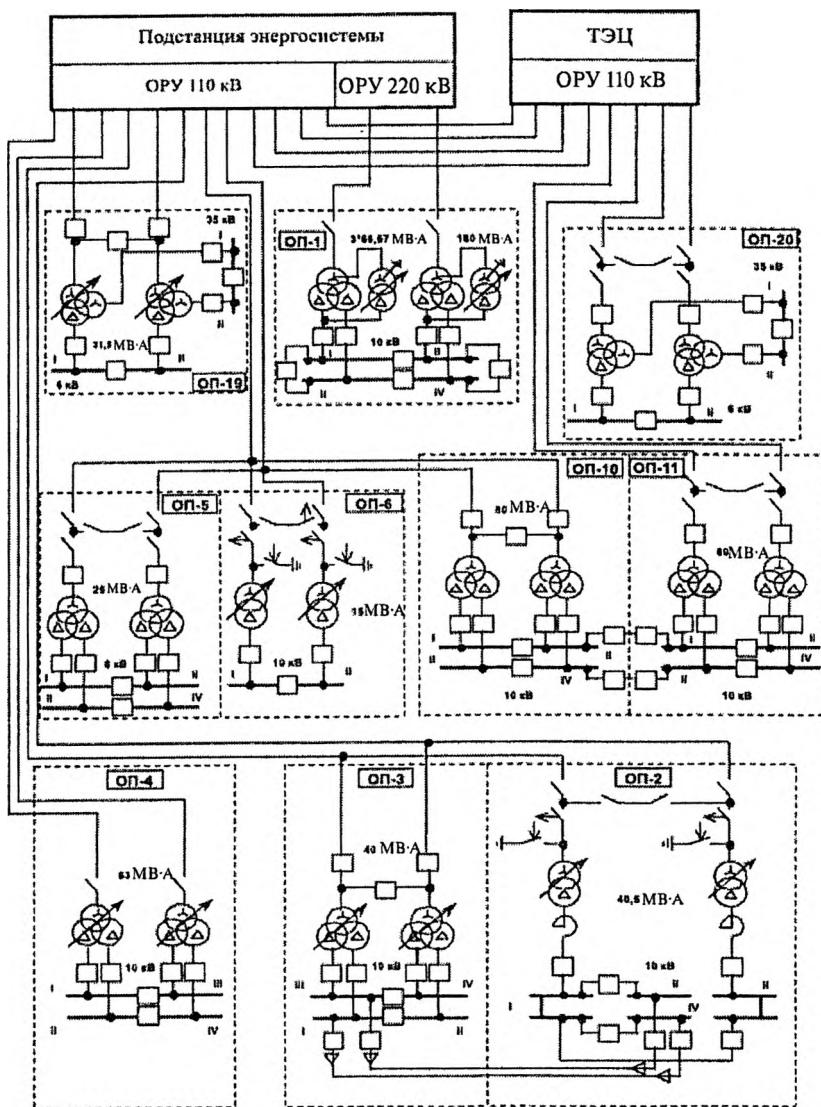


Рис. 2.3. Схема электроснабжения металлургического комбината

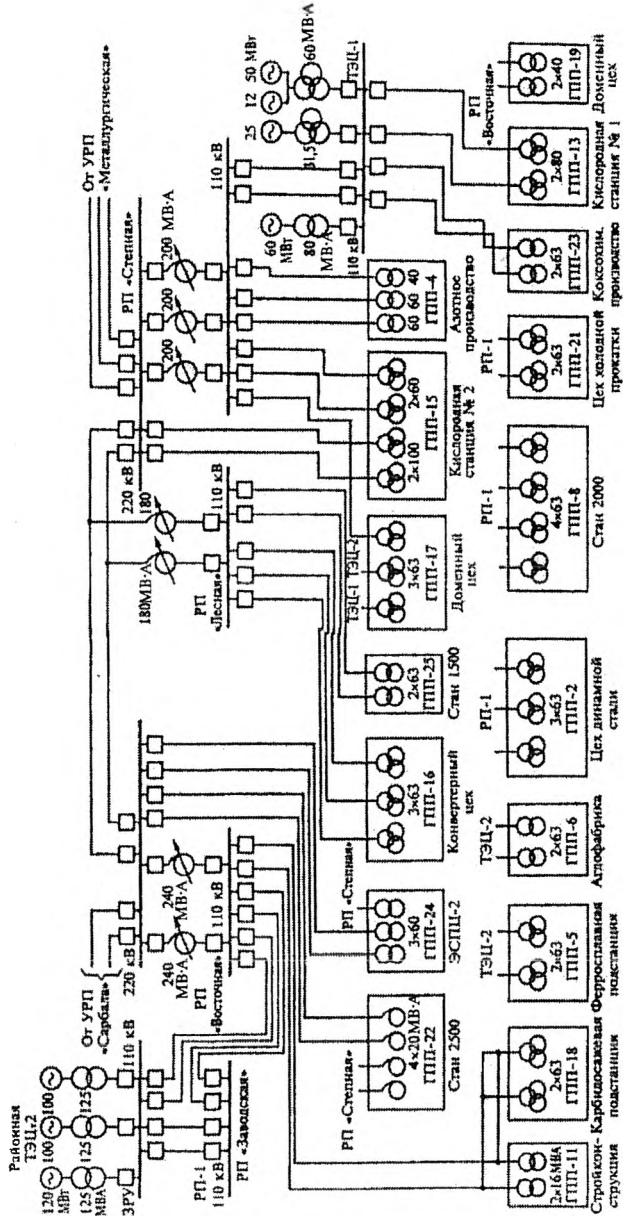


Рис. 2.4. Схема электроснабжения крупного предприятия

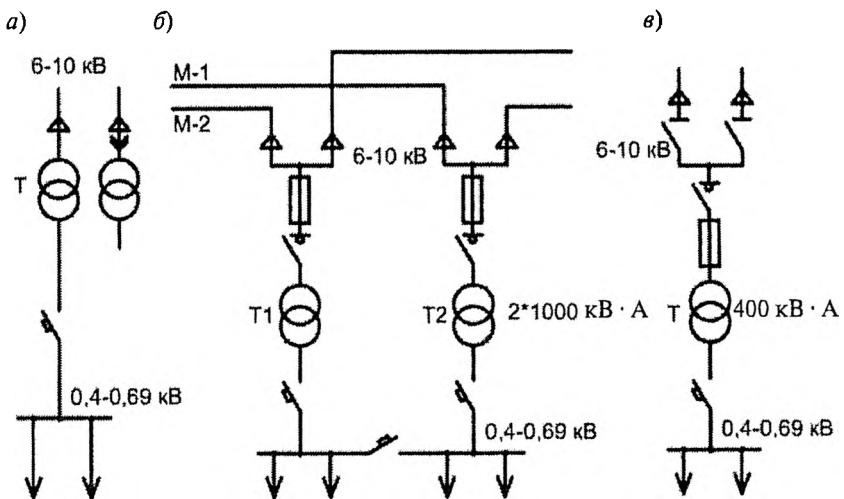


Рис. 2.5. Схемы включения трансформаторов КТП в электрическую сеть

эксплуатирующей организацией (установка отключающего аппарата необходима по условиям защиты, например газовой или однофазных КЗ), подстанция значительно (более 3 км) удалена от источника питания (по воздушной линии, на стороне низкого напряжения, не установлен отключающий аппарат). На стороне 6(10) кВ коммутационный аппарат применяют и для создания видимого разрыва (при осмотрах и ремонтных работах). На давно эксплуатируемых подстанциях встречается присоединение трансформатора через высоковольтный предохранитель.

Подключение через разъединитель с плавкими предохранителями – наиболее дешевый вариант защиты трансформатора ЗУР (по сравнению с отдельным выключателем на подстанции 4УР). Эту схему применяют в следующих ситуациях: ток нагрузки трансформатора отключается аппаратами НН, разъединитель ВН способен отключить ток холостого хода трансформатора; номенклатура плавких предохранителей позволяет выбрать подходящие по номинальному току трансформатора предохранители с требуемой отключающей способностью токов короткого замыкания; включение и отключение трансформатора производится относительно редко (например, не более нескольких раз

в месяц); не требуется дистанционное управление или телеуправление подстанцией, у трансформатора нет защит, требующих в цепи ВН выключателя. Когда необходимо отключение тока нагрузки со стороны ВН, вместо разъединителя применяют выключатель нагрузки (при частых, например ежедневных, коммутациях в цепи трансформатора и при использовании сложных защит со стороны ВН трансформатора).

При магистральном (кольцевом, петлевом) питании на вводе трансформатора устанавливают: при номинальной мощности $S_{\text{ном}} > 630 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ – предохранитель и выключатель нагрузки (рис. 2.5, б); при $S_{\text{ном}} < 400 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ – разъединитель и предохранитель (рис. 2.5, в). Для трансформаторов 25–100 $\text{kV}\cdot\text{А}$ можно использовать лишь один разъединитель.

При магистральной схеме распределения электроэнергии на напряжении 6(10) кВ установка отключающего аппарата необязательна в следующих ситуациях: 1) магистраль выполнена воздушной линией и обеспечена достаточная чувствительность защиты на головном участке к повреждениям в трансформаторе; 2) обеспечена необходимая степень резервирования электроприемников (применение схемы двойной магистрали и резервирования на стороне низкого напряжения ТП); 3) на двухтрансформаторной подстанции мощность одного трансформатора достаточна для питания ЭП 1-й и 2-й категории и установлена отключающая аппаратура со стороны низшего напряжения трансформатора; 4) секции шин ТП оборудованы устройствами АВР.

При магистральной схеме питания на вводе к цеховому трансформатору в большинстве случаев устанавливают выключатель нагрузки последовательно с предохранителем или разъединитель в комплекте с предохранителем, так как при повреждении или ненормальном режиме работы трансформатора это позволяет осуществить селективное отключение цеховой ТП. Глухое присоединение трансформаторов при магистральной схеме питания применяют редко, так как повреждение трансформатора приводит к отключению всей магистрали выключателем головного участка (высоковольтным выключателем подстанции 4УР) и к потере питания цеховых ТП, подключенных к магистрали. Не рекомендуется (рис. 2.6, б) подключение к одной магистрали более трех трансформаторов 1000 $\text{kV}\cdot\text{А}$ (за исключением специальных схем, в которых требуется, например, повысить токи КЗ на стороне 0,4 кВ).

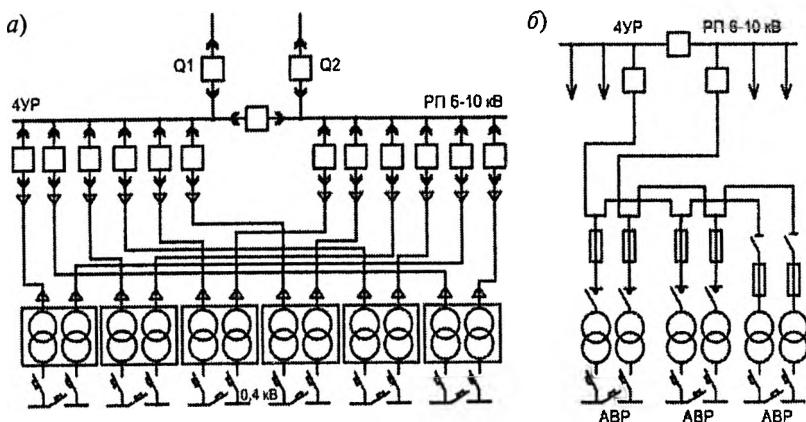


Рис. 2.6. Схема питания трансформаторов ЗУР:
а – радиальная; б – магистральная

При магистральных кольцевых схемах и силовых трансформаторах небольшой мощности ($10\text{--}400\text{ kV}\cdot\text{A}$) это ограничение не используют.

Таким образом, цеховые трансформаторные подстанции ЗУР можно присоединять к распределительным подстанциям 4УР по радиальной, магистральной или смешанной схеме. Широко применяемая в базовых отраслях промышленности (с глухим присоединением) схема радиального питания трансформаторов ЗУР представлена на рис. 2.6, а. Создание РП предполагает две ячейки ввода (В-1 и В-2), двойную ячейку АВР, две ячейки, отходящие от подстанции 5УР. Поэтому в общем случае по экономическим соображениям РП 6(10) кВ сооружают, когда количество рабочих присоединений на секцию равно шести и более. До этого используют магистральную схему и занимают большее количество ячеек на 5УР.

Магистральная схема (см. рис. 2.6, б) отличается меньшей надежностью электроснабжения и большим числом отключенных потребителей, она экономичнее за счет меньшего количества используемых ячеек и меньшей длины кабельных линий. Из-за ограничений по механической прочности и термической стойкости выбрано одно сечение питающих кабелей (и проводов воздушных ЛЭП) – обычно 95 mm^2 . Хотя подобные решения об унификации принимались неодно-

кратно, но экономические свойства электрического хозяйства не дали им осуществиться.

В начале 2000-х гг. ЗУР оснащают преимущественно комплектными ТП. Возможна отдельная установка трансформатора в цехе для непосредственного питания технологического агрегата: в отдельной камере (со щитом низкого напряжения или без него); открыто у стены цеха (по требованиям собственников или условий эксплуатации).

Широко применяемые КТП не имеют сборных шин первичного напряжения и различаются только конструкцией (в зависимости от завода-изготовителя). КТП комплектуют из следующих основных элементов (рис. 2.7): устройство высокого напряжения – шкаф ВН; трансформатор; распределительные устройства низкого напряжения – шкаф НН с вводным автоматическим выключателем, низковольтные

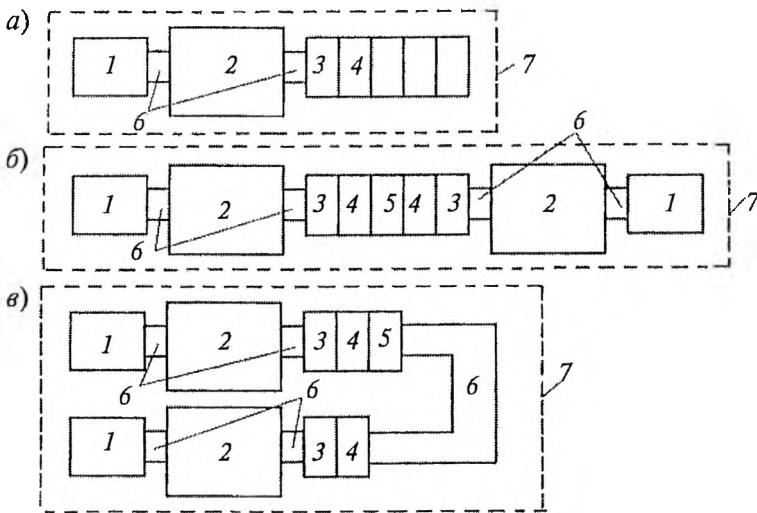


Рис. 2.7. Компоновка КТП с одним (а) и двумя трансформаторами (б), линейное и П-образное расположение трансформаторов и шкафов (в): 1 – вводное устройство высокого напряжения 6(10) кВ; 2 – силовой трансформатор (6(10)/0,4 кВ); 3 – распределительное устройство низкого напряжения (0,4(0,23) кВ); 4 – низковольтный шкаф отходящих линий; 5 – шкаф секционный низкого напряжения; 6 – шинные короба; 7 – ограждение подстанции

шкафы отходящих линий и шкаф секционного низкого напряжения, обычно осуществляющий АВР. Шкаф ВН представляет собой блок высоковольтного ввода трех типов: ВВ-1 – с глухим присоединением кабеля; ВВ-2 – с присоединением кабеля через разъединитель; ВВ-3 – с присоединением кабеля через разъединитель и предохранитель. В шкафу находится коммутационно-защитный аппарат КТП, тип которого зависит от мощности трансформатора. Выбор выключателя нагрузки или разъединителя в качестве коммутационного аппарата обусловлен необходимостью отключения холостого хода трансформатора.

Комплектные ТП 6(10) кВ общего назначения для внутренней установки выпускают одно- и двухтрансформаторными с трансформаторами ТМФ, ТМЗ, ТСЗ, НТЗ¹. Шкала трансформаторов стандартная: 250; 400; 630; 1000; 1600; 2500 кВ·А. Все КТП выпускают со вторичным напряжением 0,4 кВ, модифицированные 2КТПМ-1000-6 и 2КТПМ-2500-10 – на 0,69 кВ. Шкафы низкого напряжения КТП комплектуют шкафами типа КРП, КН, ШНВ, ШНЛ, ШНС, ШН и др.

Подстанции с трансформаторами 630 и 1000 кВ·А оснащены шкафами КН, КРН, ШН с универсальными втычными (выкатными) автоматическими выключателями с моторным приводом или без него

¹ Маркировка означает: Т — трехфазный; М — естественная циркуляция воздуха и масла; З — без расширителя, защищенный азотной подушкой, герметичный; С — сухой трансформатор при открытом защищенном (СЗ) и герметичном (СГ) исполнении; Ф — фланцевый вывод; Л — исполнение с литой изоляцией; Н — естественное охлаждение негорючим жидким диэлектриком. Так, ТМ-1000/10-78У1: трехфазный двухобмоточный трансформатор, с охлаждением М, номинальной мощностью 1000 кВ·А, класса напряжения 10 кВ, конструкция 1978 г., исполнение У, категория 1; ТНЭЗ-1000/10: Т — трехфазный, Н — с естественным охлаждением негорючим экологически чистым диэлектриком (Э), З — герметизированный, 1000 кВ·А, 10 кВ. Трансформаторы с негорючей жидкостью типа «совтол» запрещено устанавливать из-за высокой экологической опасности, а также опасности для здоровья человека, их следует уничтожать. В настоящее время получили развитие трансформаторы с заливкой экологически нейтральными негорючими синтетическими и кремнийорганическими жидкостями. Так, в России выпускают трансформаторы с негорючим диэлектриком Midel 7131, биологически расщепляемым, низкой токсичностью, беспроблемной утилизацией.

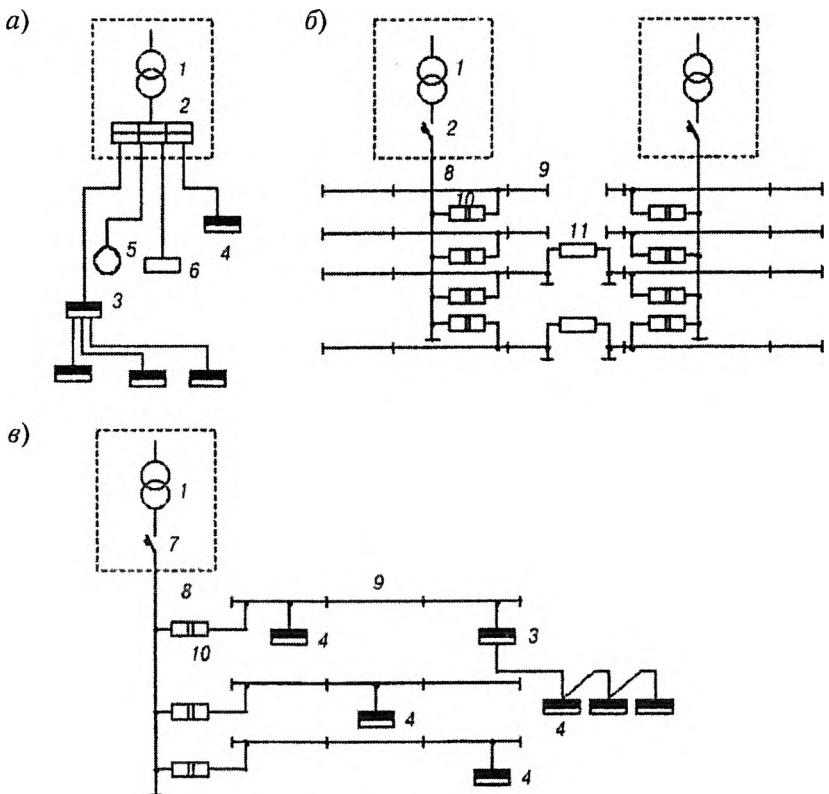


Рис. 2.8. Схемы распределения электрической энергии: *а* – радиальная; *б* – магистральная; *в* – смешанная; 1 – трансформатор; 2 – щит низкого напряжения; 3 – питательный пункт; 4 – распределительный пункт; 5 – электродвигатель; 6 – электроприемник; 7 – автоматический выключатель на подстанции; 8 – магистральный токопровод (шинопровод); 9 – распределительный токопровод (шинопровод); 10 – шкаф с рубильником (разъединителем или автоматическим выключателем); 11 – устройство переключения резерва (на автомате – АВР)

со следующими схемами заполнения: 1) шкафы ввода – с выводами шин вверх на магистраль и двумя отходящими линиями; 2) шкафы ввода и секционный – с двумя выключателями на отходящих линиях; 3) шкаф отходящих линий – с тремя выключателями. Подстанции с

трансформаторами 1600 и 2500 кВ·А комплектуют выключателями на вводе, которые отключают соответствующие номинальные токи и токи КЗ. На отходящих линиях могут устанавливаться выключатели, как и для 1000 кВ·А.

На вторичном напряжении трансформаторов 0,4(0,69) кВ применяют схему с одной системой шин или схему блока трансформатор–магистраль и устанавливают автоматические выключатели, рубильники или разъединители. Рекомендуется использовать автоматические выключатели в тех случаях, когда их параметры достаточны по нормальному режиму, а также режиму КЗ. При высоких токах КЗ, в частности при установке трансформаторов единой мощностью 1600 и 2500 кВ·А, применяют специальные автоматические выключатели.

Автоматические выключатели в цепи вторичного напряжения трансформаторов и между секциями шин устанавливают при устройстве АВР. Рубильники применяют редко – при кабельных вводах от небольших трансформаторов к распределительному щиту низкого напряжения или при секционировании магистралей. Шире используют блоки рубильник–предохранитель. Для отходящих линий от трансформаторов мощностью до 1000 кВ·А на ток менее 600 А, как правило, применяют автоматические выключатели или блоки рубильник–предохранитель.

Схема распределения электрической энергии на более низком уровне напряжения (рис. 2.8) может быть радиальной, магистральной или смешанной. Принятая схема диктует особенности второго уровня системы электроснабжения 2УР.

2.2. Схемы блочных специальных трансформаторных подстанций

Большинство подстанций промышленных предприятий выполняют без сборных шин на стороне первичного напряжения по блочному принципу в виде следующих схем: 1) линия–трансформатор; 2) линия – трансформатор – токопровод (магистраль). Блочные схемы просты и экономичны. Установка, как правило, двух трансформаторов на подстанциях промышленных предприятий обеспечивает по надежности электроснабжение потребителей 1-й категории.

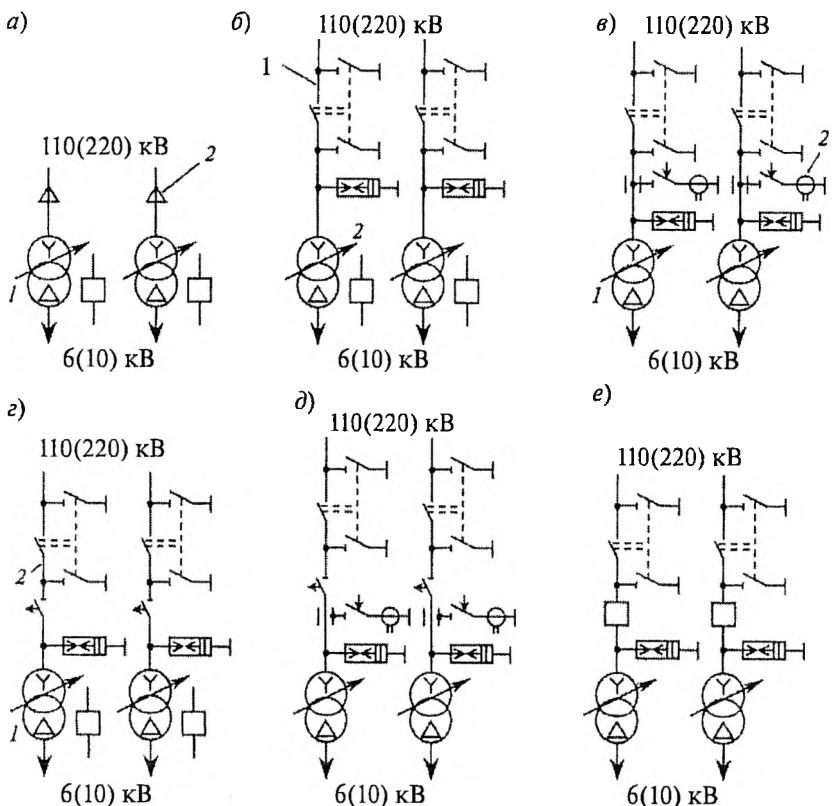


Рис. 2.9. Безмостиковые схемы блочных ГПП

На рис. 2.9 представлены схемы блочных ГПП, выполненные без перемычки (мостика) между питающими линиями 35(110)–220(330) кВ. На схеме показаны двухобмоточные трансформаторы 1 (см. рис. 2.9, а). При проектировании можно применять трансформаторы с расщепленными обмотками, трехобмоточные и др. При напряжении 110 кВ в нейтрали трансформаторов устанавливают заземляющий разъединитель-разрядник, при 220 кВ нейтраль наглоу заземляют. При необходимости высокочастотной связи на вводах ВЛ устанавливают аппаратуру ВЧ обработки линии.

В качестве заземляющего разъединителя 2 (см. рис. 2.9, а) используют аппарат типа ЗОН-110. Для защиты нейтрали трансформатора ее заземляют через разрядник 2 (см. рис. 2.9, б) рабочее напряжение которого должно быть равным половине рабочего напряжения ввода. Для 110 кВ можно использовать составную колонку из разрядников РВС-35 и РВС-20, соединенных последовательно фланцами (с проверкой по току проводимости).

Схема, представленная на рис. 2.9, а, простейшая при радиальном питании, получила широкое распространение при закрытом вводе кабельной линии 2 в трансформатор (глухое присоединение). Ее целесообразно использовать при загрязненной окружающей среде, высокой стоимости земли или при необходимости размещения ПГВ на плотно застроенном участке, например при расширении и реконструкции предприятия. При повреждении в трансформаторе отключающий импульс защиты трансформатора передается на отключение выключателя на питающей подстанции.

Глухое присоединение (без разъединителей) допускается при радиальном питании и для ВЛ, если территория имеет загрязненную атмосферу, а проектируемая ГПП и источник питания эксплуатируются одной организацией.

Обычно на спуске проводов от ВЛ к трансформатору устанавливают ремонтный разъединитель (см. рис. 2.9, б).

На рис. 2.9, в представлена схема с воздушными линиями и установкой короткозамыкателей 2 и ремонтных разъединителей. При возникновении повреждения в трансформаторе короткозамыкатель включается под действием релейной защиты от внутренних повреждений в трансформаторе (газовой, дифференциальной), к которым не чувствительна защита головного участка линии, и производит искусственное короткое замыкание линии, вызывающее отключение выключателя на головном участке этой линии (головной выключатель защищает не только линию, но и трансформатор).

Схема, представленная на рис. 2.9, г, используется при магистральном питании для отпаечных ГПП. Отделителем 2 осуществляются оперативные отключения трансформатора.

На рис. 2.9, д представлена схема с воздушными линиями и установкой короткозамыкателей, отделителей и ремонтных разъедините-

лей. Эта схема применяется при питании от одной воздушной линии нескольких (желательно не более трех) подстанций так называемыми отпайками. В отдельных случаях схема может быть использована и при радиальном питании, когда имеется реальная вероятность подсоединения к такой линии других подстанций. Последовательность подключения: замыкается короткозамыкатель поврежденного трансформатора и на головном участке питающей магистрали отключается выключатель, снабженный автоматическим повторным включением. Цепь привода отделителя поврежденного трансформатора, который должен отключиться при обесточенной питающей линии, т. е. позже отключения головного выключателя и ранее его АПВ (во время так называемой бестоковой паузы), замыкается с помощью вспомогательных контактов короткозамыкателя. Если собственное время отключения отделителя меньше или равно времени действия защиты выключателя головного участка линии, то в схему отключения отделителя необходимо ввести задержку времени, так как отделитель не способен отключить ток нагрузки и ток повреждения. Для фиксации отключения головного выключателя питающей линии в схемах с применением отделителей в цепи короткозамыкателя предусматривается трансформатор тока. После отключения отделителем поврежденного трансформатора АПВ головного участка линии после необходимой выдержки времени вновь автоматически включает линию и тем самым восстанавливает питание всех неповрежденных трансформаторов на отпаченных подстанциях, подключенных к данной линии.

Вариант с силовыми выключателями (см. рис. 2.9, e) дешевле. Данную схему можно применять для отпаченных подстанций, питаемых по магистральным линиям, для тупиковых подстанций, питаемых по радиальным линиям; а также для подстанций, расположенных близко к источнику питания (применение короткозамыкателей при этом приводит к значительному снижению напряжения на шинах ИП).

Схемы с перемычками между питающими линиями следует применять лишь при обоснованной необходимости устройства перемычек. В загрязненных зонах от данных схем следует отказаться из-за наличия дополнительных элементов, подвергающихся загрязнению и увеличивающих вероятность аварий на подстанции.

Достаточно распространена схема с отделителями 2 и короткозамыкателями 1 на линиях и с неавтоматизированной перемычкой из двух разъединителей 3, установленной со стороны питающих линий (рис. 2.10, а). Эта перемычка позволяет: присоединить оба трансформатора к одной линии (при таком режиме при повреждении одного трансформатора отключаются оба); сохранить в работе трансформатор при повреждении питающей его линии, переключив его на вторую линию (перекрестное питание); обеспечить питание подстанции на

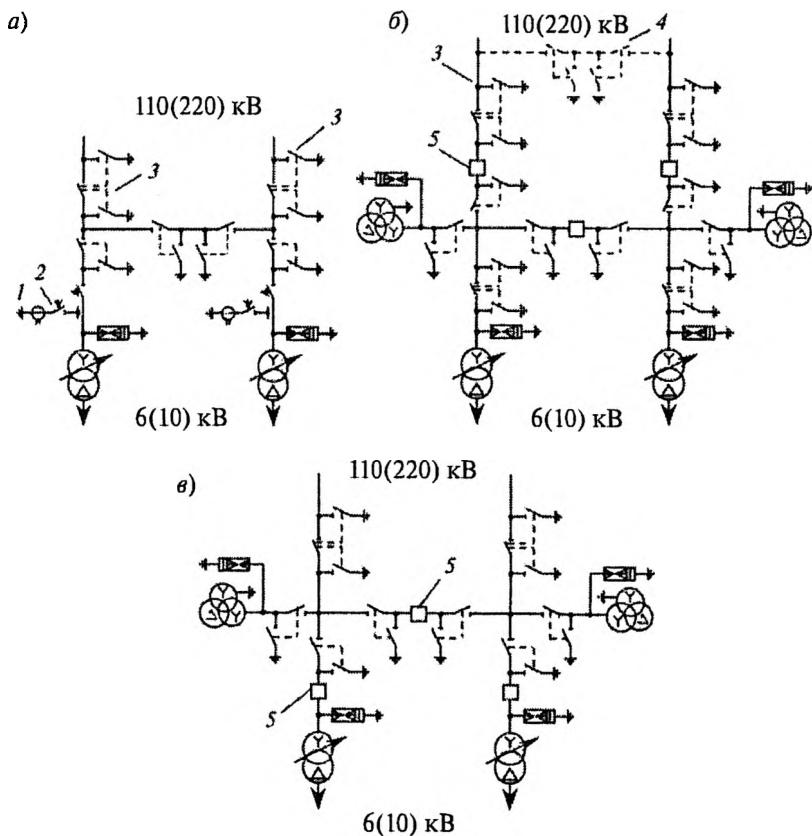


Рис. 2.10. Схемы подстанций с перемычками (мостиками) между питающими линиями

время ревизии или ремонта трансформатора. В схеме может быть использован отключающий импульс вместо короткозамыкателя.

Схема на рис. 2.10, б применяется при питании подстанций по транзитным линиям 220 кВ или по линиям с двусторонним питанием. Как вариант может быть использована схема со второй (показанной пунктиром) перемычкой 4 со стороны линий, выполненная разъединителями. При этом варианте схемы допускается не прерывать разрыва транзита электроэнергии в периоды ремонта одного из выключателей 220 кВ. Если в схеме предусмотреть дополнительную установку отделителей в цепях трансформаторов, то при повреждении трансформатор отключается отделителем (в бесстоковую паузу), а транзит мощности автоматически восстанавливается.

Схема на рис. 2.10, в может быть применена для тупиковых подстанций с автоматикой в перемычке, если использование короткозамыкателя не представляется возможным по техническим причинам, а стоимость оборудования для передачи отключающего импульса соизмерима со стоимостью выключателя 5 или передача отключающего импульса неприемлема по другим причинам. Такую схему применяют при включении трансформаторов в рассечку транзитных линий, а также линий с двусторонним питанием при малых расстояниях между отпайками или между головным выключателем питающей подстанции и отпайкой. При этом повреждение трансформатора не нарушает питания всех других подстанций, связанных с данными линиями.

Схемы с выключателями в электроснабжении промышленных предприятий применяют редко, так как капитальные затраты выше, чем для схем с отделителями и короткозамыкателями. Обоснования для использования выключателей:

условия самозапуска электродвигателей, так как время действия автоматики при схеме с отделителями больше, чем при выключателях, что может оказаться недопустимым для некоторых производств с непрерывным технологическим процессом;

усложнение защиты и автоматики в схемах с отделителями при подпитке со стороны 6(10) кВ места короткого замыкания на линии 110(220) кВ или на ответвлении от нее;

недостаточное качество отделителей и короткозамыкателей, что существенно для работы в загрязненных зонах, в районах Сибири и Севера;

развитие проектируемой подстанции, при котором требуется применение сборных шин на напряжении 110(220) кВ;

включение трансформаторов в рассечку транзитных линий или линий с двусторонним питанием;

невозможность по техническим причинам применения короткозамыкателей и высокая стоимость устройств и кабелей, используемых для передачи отключающего импульса (с учетом его резервирования).

При отсутствии перечисленных условий можно рекомендовать простейшую блочную схему без перемычек. Требования эксплуатации, а именно к повышению надежности и оперативности управления системой электроснабжения на 6УР, 5УР, привели к более частому применению схем, представленных на рис. 2.9, *е* и 2.10, *в*, т. е. к отказу от короткозамыкателей и переходу к установке выключателей.

Мощность трансформаторов, присоединяемых по приведенным ранее схемам, должна находиться в пределах коммутационной способности разъединителей и отделителей по отключению тока холостого хода, а при применении силовых выключателей определяется их параметрами.

Короткозамыкатели нельзя устанавливать в зоне действия дифференциальной защиты трансформатора потому, что каждое включение короткозамыкателя от действия газовой защиты или по другой причине будет вызывать срабатывание дифференциальной защиты. Это дезориентирует обслуживающий персонал (не сразу можно выяснить причину отключения трансформатора) и затягивает ликвидацию аварии. Разрядники также нужно устанавливать вне зоны действия дифференциальной защиты во избежание ложного действия защиты и неправильного отключения трансформатора.

От схем подстанций 5УР со стороны высокого напряжения практически не зависят схемы присоединения трансформаторов мощностью 10 МВ·А и более к секциям сборных шин распределительных устройств вторичного напряжения. Число секций, напряжение, количество отходящих линий зависят в большой степени от требований

потребителей с учетом вариантов электроснабжения на напряжении, отличном от наиболее распространенного 10 кВ (рис. 2.11).

При выборе схемы подключений решающими можно считать следующие показатели: мощность подстанции, определяющая число выводов и секций шин 6(10) кВ; единичная мощность и напряжение крупных потребителей (электропечей, воздуходувок и др.); мощность КЗ на стороне 6(10) кВ, от которой зависит необходимость установки реакторов; характер нагрузок, определяющих подпитку места КЗ, и число секций на стороне 6(10) — 35 кВ.

Схемы, представленные на рис. 2.11, составлены для мощности КЗ от системы до 5000 МВ·А в сети 110 кВ и до 10 000 МВ·А в сети 220 кВ при раздельной работе сборных шин. При выборе схемы используют общие рекомендации.

Присоединение одной секции сборных шин к обмотке трансформатора или к параллельно соединенным ветвям трансформатора с расщепленной обмоткой 6(10) кВ без реактирования отходящих линий

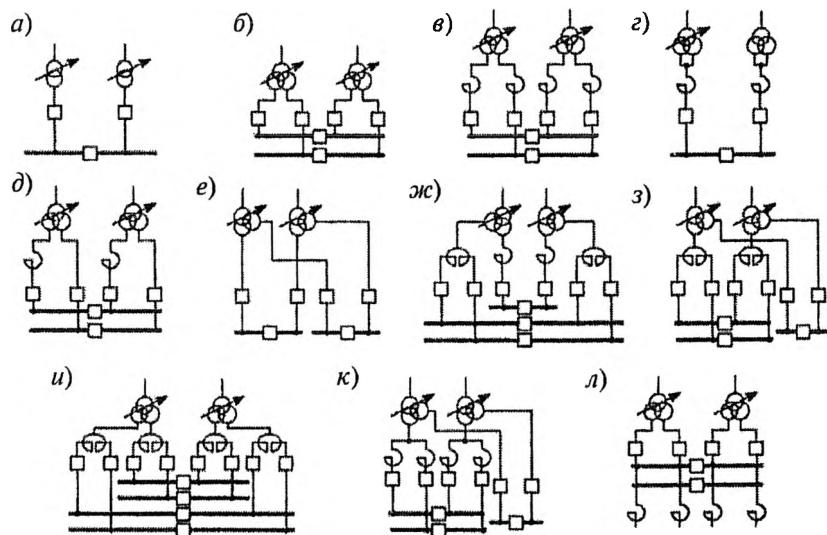


Рис. 2.11. Схемы подключения распределительных устройств к трансформаторам

основано на использовании в качестве вводных, межсекционных и линейных выключателей для всего РУ выключателей с одинаковым номинальным током отключения. Рекомендуется применять выключатели с предельным током отключения I_{π_o} , равным 20 или 31,5 (40) кА (не меньше предельного тока термической стойкости и действующего значения периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ).

Применение выключателей с $I_{\pi_o} = 31,5$ (40) кА и более вместо выключателя с $I_{\pi_o} = 20$ кА (присоединяемых к двум ветвям трансформаторов с расщепленными обмотками или в различных схемах с реакторами) обосновано технической необходимостью или экономической целесообразностью.

Присоединение сборных шин (двух секций) к трансформатору с расщепленной обмоткой 6(10) кВ без реагирования отходящих линий следует выполнять так, чтобы каждая секция присоединялась к одной ветви обмотки трансформатора стороны 6(10) кВ. Преимущество схемы – значительное уменьшение отрицательного влияния нагрузок одной ветви на качество напряжения питания другой при резкопеременных графиках нагрузки, вызывающих колебания напряжения на шинах подстанции, или при вентильной нагрузке, искажающей форму кривой напряжения. Схему нельзя использовать при наличии крупных присоединений с нагрузкой, соизмеримой с номинальной мощностью одной ветви обмотки трансформатора, так как при этом, как правило, трудно равномерно распределить нагрузки между секциями сборных шин подстанции и обеспечить необходимое резервирование.

При присоединении одной секции сборных шин к обмотке или к параллельно соединенным ветвям трансформатора с расщепленной обмоткой 6(10) кВ с реагированием отходящих линий следует применять в качестве вводных и межсекционных выключатели с номинальным током отключения более 31,5(40) кА. На отходящих от сборных шин РУ линиях устанавливают групповые реакторы, к каждому из которых присоединяют от одной до четырех-пяти линий с номинальным током отключения выключателей 20 кА.

Количество линий, присоединяемых к каждому групповому реактору, зависит от расчетных токов линий и от специфики присоединя-

емых вторичных подстанций или отдельных токоприемников. Иногда реактированные линии к сборным шинам присоединяют совместно с нереактированными линиями или токопроводами (через выключатели с соответствующим номинальным током отключения), для которых нецелесообразно снижение мощности КЗ (например, крупный преобразовательный агрегат или обеспечение самозапуска).

Основные преимущества схем с групповыми реакторами:

уменьшается ток подпитки КЗ от синхронных и асинхронных электродвигателей;

повышается остаточное напряжение на сборных шинах при КЗ на отходящих линиях за реакторами;

при наличии электроприемников, ухудшающих качество электроэнергии в питающей их сети (вентильных, сварочных, с резкопеременными графиками нагрузки и др.), их неблагоприятное влияние меньше отражается на качестве электроэнергии на сборных шинах подстанции.

К недостаткам схем следует отнести, как правило, высокую стоимость электрооборудования 6(10) кВ, наличие постоянных потерь в реакторах, увеличение габаритов РУ 6(10) кВ, технические трудности при выполнении релейной защиты для обеспечения чувствительности и дальнего резервирования.

Различные схемы с реакторами на вводах 10(6) кВ от трансформаторов, обеспечивающие снижение мощности короткого замыкания после реактора, позволяют независимо от мощности трансформатора использовать (в качестве вводных, секционных и линейных) выключатели с невысоким номинальным током отключения (20 или 31,5(40) кА). Значения, до которого целесообразно снижать мощность КЗ на шинах 6(10) кВ, определяются схемой подстанции и системой электроснабжения от шин подстанции. Существенными недостатками реактирования вводов можно считать ухудшение условий пуска и самозапуска крупных электродвигателей; сложности осуществления релейной защиты трансформаторов и крупных единичных электроприемников или линий, отходящих к вторичным подстанциям.

Если имеется значительное количество электродвигателей с высокими пусковыми токами и не исключена перспектива дополнитель-

ного присоединения электродвигателей, следует по возможности избегать применения рассмотренных схем.

Приведем общие рекомендации по применению схем, представленных на рис. 2.11:

1) схема *a* – для двухобмоточных и схема *e* – для трехобмоточных трансформаторов мощностью до 25 МВ·А;

2) схема *b* (одна из наиболее распространенных) – для трансформаторов с расщепленной вторичной обмоткой мощностью 25–63 МВ·А с вторичным напряжением 6(10) кВ;

3) схемы *в* или *д* – для трансформаторов 32–63 МВ·А напряжением 6 кВ с реактированием вводов 6 кВ трансформаторов (если мощность КЗ на стороне 6 кВ близка к разрывной мощности выключателей камер КРУ или превосходит ее) и для трансформаторов мощностью 63 МВ·А при напряжении 10 кВ (трансформаторы 110/10 кВ);

4) схема *г* – для трансформаторов мощностью 25 и 40 МВ·А вместо схемы *б* для уменьшения количества секций;

5) схема *и* – для трансформаторов 63 МВ·А 110/6 кВ, а также 160 МВ·А 220/10 кВ с расщепленными вторичными обмотками (отличается от схемы, представленной на рис. 2.11, *в*, высокой пропускной способностью вторичной стороны за счет применения сдвоенных реакторов, имеет вдвое больше секций шин 6(10) кВ);

6) схемы *е*, *з* и *к* – для трехобмоточных трансформаторов, отличающихся высокой пропускной способностью и степенью ограничения мощности КЗ на стороне 6(10) кВ, в частности для трансформаторов с мощностью вторичной обмотки 40 МВ·А при 10 кВ – схема *е*, при 6 кВ и для трансформаторов 63; 80 и 100 МВ·А – схема *з* (при большом значении напряжения КЗ трансформатора могут быть использованы схемы *и* и *к*).

При наличии на подстанции напряжения как 10, так и 6 кВ применяют схемы *б*, *д*, *ж*, *з* в зависимости от мощности вторичных обмоток (50 % мощности трансформатора при расщепленных вторичных обмотках и 100 % в трехобмоточных трансформаторах), от которой зависит выбор аппаратуры и ошиновки по пропускной способности и по устойчивости к токам КЗ.

В приведенных схемах реакторы предусмотрены в том случае, когда имеется подпитка мест КЗ от электродвигателей. При этом более

целесообразной может оказаться установка групповых реакторов на линиях электродвигателей, благодаря чему уменьшается пропускная мощность реакторов на вводах трансформаторов (см. рис. 2.11, л) или отпадает необходимость в реакторах и снижаются провалы напряжения при пусках и самозапусках электродвигателей.

Распределение электроэнергии с шин 5УР (см. рис. 2.11) осуществляется, как правило, радиальными линиями к распределительным подстанциям РП 6(10) кВ, отдельным крупным электроприемникам и отдельным установленным вблизи трансформаторам ЗУР. Увеличение единичной мощности потребителей (цехов) и ограничения по генплану привели к сооружению магистральных токопроводов, от которых запитываются РП через реакторы или без них (рис. 2.12) на соответствующее РП. Эта схема, реализованная для ряда предприятий, не получила широкого распространения из-за тяжелых аварийных последствий. Реакторы устанавливают из-за высоких токов КЗ

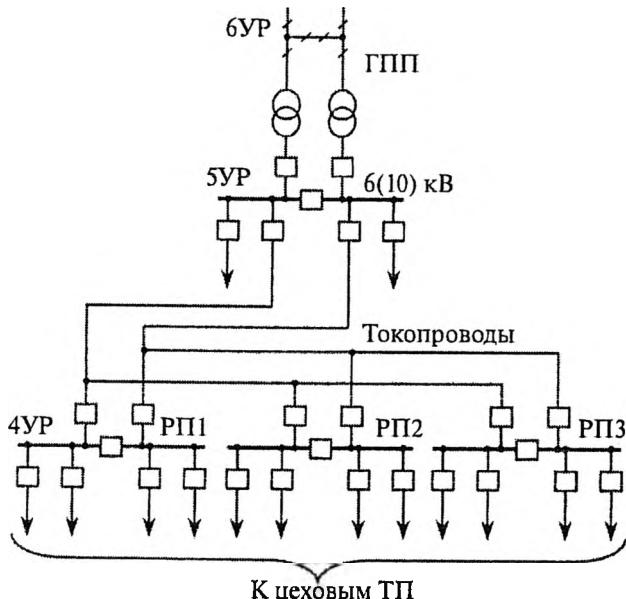


Рис. 2.12. Магистральное питание РП

(например, для шинопровода $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$, $I_{\text{ном}} = 5000 \text{ А}$, питающегося от ГРУ 10 кВ ТЭЦ).

Распределительные устройства 6(10) кВ ГПП и подстанции 4УР выполняют сейчас, как правило, комплектными, состоящими из отдельных шкафов, каждый из которых предназначен для одной технологической операции (отключение, присоединение, измерение и др.). Для принятой схемы электроснабжения предприятия (района) разрабатывают однолинейную схему РУ, под которую подбирают отдельные шкафы (рис. 2.13), т. е. электрические схемы главных цепей КРУ определяют вид используемого шкафа КРУ. Поэтому шкафы КРУ по электрическим схемам главных цепей подразделяют на основные виды: с выключателями (вводы, отходящие линии, секционирование); с разделятелями; с ошиновкой и разъемными контактными соединениями – разъединителями; с разрядниками; с измерительными трансформаторами напряжения; с трансформаторами тока; с кабельными сборками или кабельными перемычками; с шинными выводами и перемычками, с силовыми трансформаторами; комбинированные (например, с измерительными трансформаторами напряжения и разрядниками, с выключателями и измерительными трансформаторами напряжения и т. п.); с силовыми предохранителями; со статическими конденсаторами и разрядниками для защиты вращающихся машин от атмосферных перенапряжений; со вспомогательным оборудованием и аппаратурой.

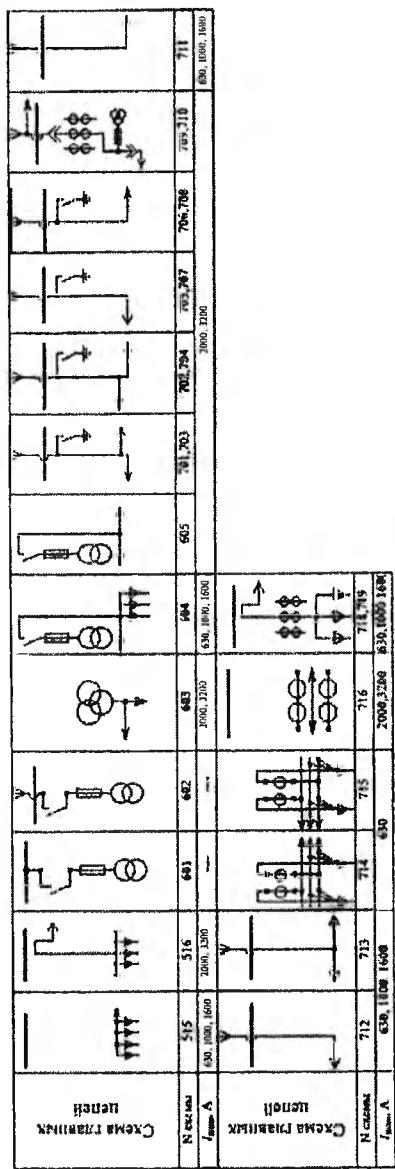
Вследствие индивидуальных особенностей крупных электроприемников (потребителей) необходима разработка оригинальных схем электроснабжения и подстанций 5УР, 4УР (эта проблема практически отсутствует для мини- и мелких предприятий, электроснабжение которых осуществляется на напряжении менее 1 кВ).

Схемы ГПП и РП, отличающиеся от подстанций, питающих номинальную нагрузку, можно подразделить на схемы, предназначенные: для электроснабжения дуговых сталеплавильных печей; потребителей с резко переменной и ударной нагрузкой отдельного электроприемника (группы) с большой единичной мощностью (по условиям пуска, например определяющего трансформатор и присоединение); потребителей с особыми требованиями по преобразованию тока (электролиз, сварка), качеству электроэнергии и надежности в различных

$N_{\text{cavem}} I_{\text{HOM}}$	I_{HOM}	N_{cavem}	I_{HOM}								
01, 02, 18, 39	01, 04	05, 06, 40, 41	07, 08, 42, 43	09, 10	11, 12	13, 15	14, 16	17, 18	19, 20	21, 22	23, 24
630				630, 1000, 1600				630	630, 1000, 1600	630	630, 1000, 1600
26, 27	28, 53	29, 30	31, 32	33, 34	37	44, 45	46, 47	48	49	50	51
630				630, 1000, 1600				2000, 3200			52
101	102	103, 116	104	105	106	107	108	109	110	111	112
N_{cavem}	I_{HOM}										113

Cxiema Trafahelix Untereinf		Cxiema Trafahelix Untereinf		Cxiema Trafahelix Untereinf		Cxiema Trafahelix Untereinf		Cxiema Trafahelix Untereinf		Cxiema Trafahelix Untereinf	
N	201/211	202	203	204	205	206	207	208	209	210	211/213
max. A _{min}	—	630	1000	1600	—	—	—	—	630	—	215
N	216	217	218	219	220	301	303	304	—	403	405
max. A _{min}	630	630, 1000, 1600	630	630, 1000, 1600	—	—	—	—	—	—	—
N	406	407	410	501	502	503	504	505, 507	506, 512	508, 517	510, 514
max. A _{min}	—	—	—	—	630	1000	1600	—	2000	2000	511

Рис. 2.13. Схемы главных цепей шкафов КРУ серии КМ-1 и КМ-1Ф



Принятые обозначения

- резистор;
- конденсатор;
- однодиодный транзистор напряжения, синтезированный трансформатором собственных нужд;
- разъемный контакт главной цепи шкафа КРУ;
- линейный разъемный контакт главной цепи, кабельный или шинный вывод;
- шинный разъемный контакт главной цепи;
- предохранитель;
- разъединитель;
- выключатель;

Рис. 2.13. Окончание

технологических, ремонтных и аварийных режимах. При разработке таких схем важны обеспечение качества электроэнергии и компенсация реактивной мощности.

Нелинейные нагрузки (вентильные преобразователи, дуговые печи и др.) работают, как правило, с низким коэффициентом мощности (0,4–0,8), поэтому необходима компенсация реактивной мощности. Изменения нагрузки дуговых сталеплавильных печей, особенно реактивной мощности, вызывают значительные колебания напряжения в питающей сети, которые тем больше, чем выше мощность печеного трансформатора и ниже мощность КЗ в точке присоединения дуговой печи. Особенно большие колебания нагрузки печи и значительное снижение напряжения происходят при эксплуатационных КЗ, например, при погружении электродов в расплавленный металл. Значения изменений тока при этом могут достигать $(1,5\text{--}2,0)I_{\text{ном}}$ для дуговой сталеплавильной печи высокой емкости и $(2,5\text{--}3,5)I_{\text{ном}}$ для печей средней и низкой емкости, что важно для определения мощности сетевых трансформаторов и согласований схем с энергосистемой.

Колебания нагрузки прокатных станов считают строго циклическими. Значения средней, эффективной и пиковой активной и реактивной нагрузок зависят от мощности прокатных станов и их отдельных клетей. Периодичность (цикл) работы определяется технологическими параметрами, в основном размерами заготовки и конечной продукции.

Фронт наброса реактивной мощности $\Delta Q/\Delta t$, МВ·Ар/с, для различных станов разный: для блюмингов и слябингов – до 200; для непрерывных станов горячего проката – до 400; для станов холодного проката – до 2000. Эти значения играют определяющую роль при выборе компенсирующих устройств по их быстродействию. Скорости набросов активной мощности ниже, чем реактивной.

Расчетная реактивная нагрузка в сетях 6(10) кВ промышленных предприятий Q_n складывается из расчетной нагрузки приемников 6(10) кВ $Q_{p,n}$, некомпенсированной нагрузки сети до 1 кВ, питаемой через трансформаторы цехов Q_t , из потерь реактивной мощности ΔQ в сети 6(10) кВ, особенно в трансформаторах и реакторах:

$$Q_n = Q_{p,n} + Q_t + \Delta Q. \quad (2.1)$$

Зарядная мощность $\Delta Q_{зар}$ линий распределительной сети в часы максимума нагрузки приближенно равна потерям $\Delta Q_{л}$ в индуктивности линий, и поэтому $\Delta Q_{зар}$ и $\Delta Q_{л}$ взаимно исключаются. Расчет оптимальной мощности конденсаторов производится для режима наибольших нагрузок.

При выборе конденсаторов, сделав допущение о незначительной длине линий на предприятии, можно представить все предприятие как узел сети 6(10) кВ, к которому подключена реактивная нагрузка Q . В общем случае называют пять типов источников реактивной мощности: синхронные двигатели 6(10) кВ ($Q_{c,d}$), синхронные компенсаторы ($Q_{c,k}$), синхронные генераторы ТЭЦ ($Q_{тэц}$), энергосистема ($Q_{э1}$), батареи высокого напряжения ($Q_{б,k}$).

Баланс реактивной мощности в узле 6(10) кВ промышленного предприятия в общем случае будет выражаться следующим соотношением:

$$Q_{н} - Q_{c,d} - Q_{c,k} - Q_{тэц} - Q_{б,k} - Q_{э1} = 0. \quad (2.2)$$

Входная реактивность мощности $Q_{э1}$ задается энергосистемой как экономически оптимальная реактивная мощность, которая может быть передана предприятию в период наибольшей нагрузки энергосистемы. Заданное входное значение может ущемлять интересы потребителя, возлагая на него затраты, эффект от которых получит энергосистема. Потребитель, защищая свои интересы, должен при составлении договора руководствоваться Гражданским кодексом РФ. Выражение (2.2) считается обязательным для БУР при подключении к энергосистеме.

При электроснабжении производства (цеха) с нелинейной нагрузкой вопросы обеспечения качества электроэнергии и компенсации реактивной мощности решают локально для подстанции 5УР (4УР) (рассчитывают реактивную нагрузку (2.1) и определяют необходимость установки фильтров). Это делает схему и компоновку подстанций нетиповой, а сам процесс принятия технического решения творческим. На рис. 2.14 представлена обобщенная однолинейная схема подстанции, питающей вентильную нагрузку, с параллельно установленными на шинах подстанции силовыми фильтрами 5-й гармоники.

Для систем электроснабжения дуговых сталеглавильных печей ДСП можно рекомендовать следующее:

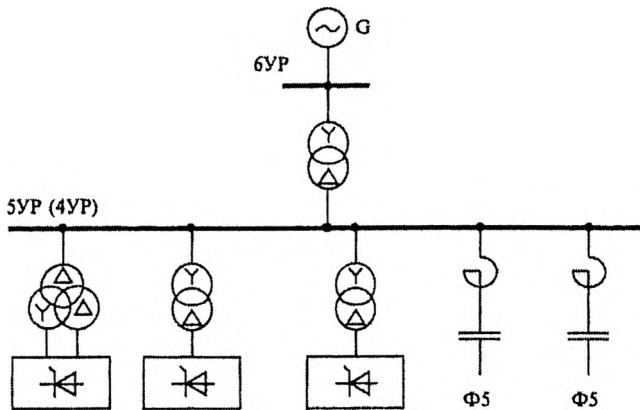


Рис. 2.14. Однолинейная схема подстанции
с фильтрами 5-й гармоники

оснащение печных трансформаторов переключающимися устройствами, работающими под нагрузкой и имеющими большой механический и коммутационный ресурс;

оперативные и оперативно-защитные выключатели должны иметь необходимый ресурс работы (не менее 20 тыс. операций);

взаимное резервирование оперативных выключателей, при установке их на печной подстанции следует предусматривать индивидуальное резервирование, при установке на ПГВ, как правило, групповое;

сетевые трансформаторы необходимо выбирать с учетом динамического характера электрической нагрузки ДСП;

в целях снижения мощности силовых трансформаторов и повышения устойчивости работы ДСП следует по возможности предусматривать их параллельную работу;

сетевые трансформаторы ДСП, как правило, надо подключать к питающей сети в точках с наибольшим значением мощности КЗ в целях снижения влияния ДСП на питающую сеть.

Для ДСП в необходимых случаях следует предусматривать установки компенсации реактивной мощности. Тип, мощность и состав компенсирующего устройства необходимо выбирать с учетом параметров системы электроснабжения на основании технико-экономиче-

ского сравнения схем электроснабжения и способов компенсации реактивной мощности. Подстанции, питающие установки ДСП, размещают, как правило, в непосредственной близости от печей.

При разработке схемы электроснабжения мощные электроприемники с ударным характером нагрузки не должны вызывать недопустимой перегрузки питающих трансформаторов как по нагреву, так и по условиям динамических воздействий ударных нагрузок. Целесообразно подключать электроприемники с усложненными режимами работы в точках системы электроснабжения с наибольшим значением мощности КЗ. Средства ограничения токов КЗ в сетях с такими нагрузками следует применять только в пределах необходимости для обеспечения надежной работы коммутационных аппаратов и электрооборудования без повышенной отключающей способности, по термической и динамической стойкости аппаратов.

Мощность электроприемников ДСП, сварочных аппаратов, прокатных станов с питанием через преобразовательные агрегаты повышается в узле быстрее, чем для других потребителей. Поэтому ограничение влияния специфических нагрузок повышением КЗ недостаточно.

Для предварительной оценки допустимости подключения ДСП к питающей сети без принятия специальных мер рекомендуется использовать следующее значение мощности КЗ: $S_{\text{K,3}} = (60-100) S_{\text{n,r}}$, где $S_{\text{n,r}}$ – мощность печного трансформатора (выбирается не электриками); для печей удельной мощностью 450–800 кВ·А/т мощность КЗ может быть принята равной $70S_{\text{n,r}}$.

Мощность сетевого трансформатора для питания группы из ДСП одинаковой мощности $S_{\text{c.t}(n)} = \sqrt{n} S_{\text{c.t}}$, где $S_{\text{c.t}}$ – мощность сетевого трансформатора, определенная для одиночной ДСП.

Схемы электроснабжения, повышающие качество электроэнергии в системах электроснабжения промышленных предприятий, могут получить более широкое применение при использовании рационального секционирования. К секционированным схемам относят (рис. 2.15–2.17):

1) отдельные глубокие вводы для резкопеременной и несинусоидальной нагрузок. Например, на некоторые секции главной понижа-

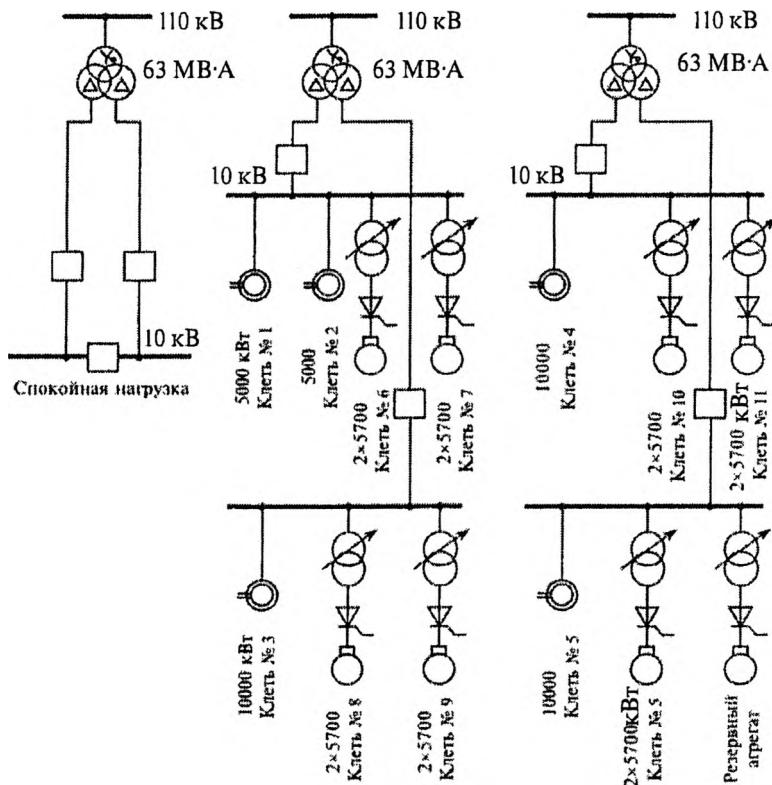


Рис. 2.15. Структурная схема электроснабжения стана 2000 горячего проката

ющей подстанции выделяются вентильные приводы, а спокойная нагрузка подключается на другие секции ГПП;

2) схемы главных понижающих подстанций на напряжении 6(10) кВ с трансформаторами с расщепленными вторичными обмотками или сдвоенными реакторами с четырьмя или большим количеством секций для раздельного питания спокойных (например, групп синхронных двигателей насосов) и сгруппированных специфических нагрузок.

Для заводов, имеющих в своем составе несколько электросталеплавильных цехов, на ГПП можно устанавливать так называемые сете-

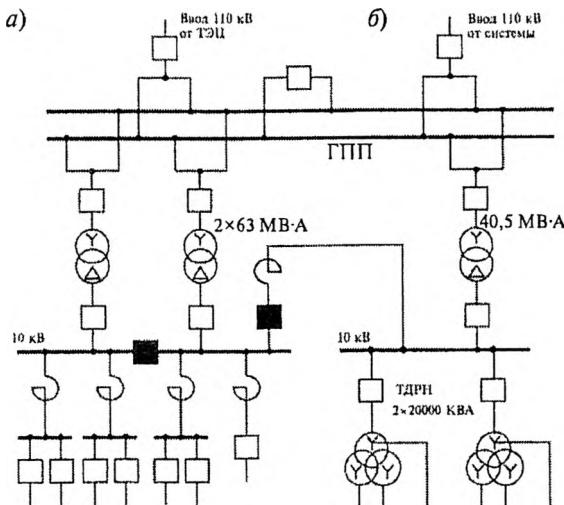


Рис. 2.16. Структурная схема электроснабжения блюминга 1300: а – общезеходные нагрузки; б – ионный привод

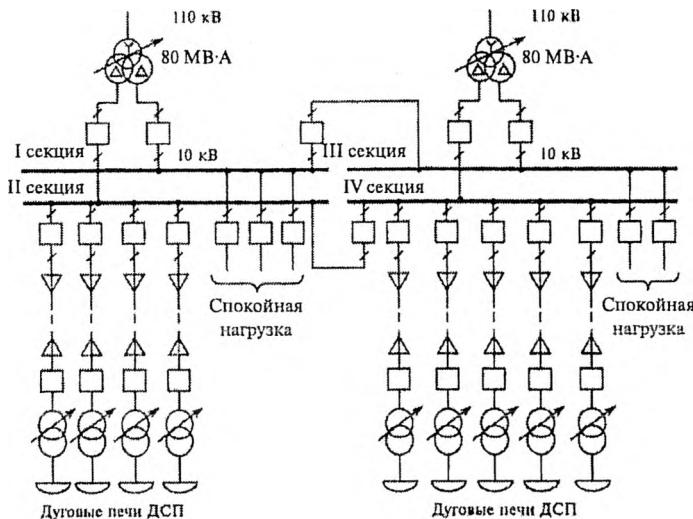


Рис. 2.17. Схема питания ДСП от трансформатора с расщепленными обмотками

вые трансформаторы (рис. 2.18), которые предназначены для питания ДСП через специальный распределительный пункт (к нему другие электроприемники не подключают). Схема подобного электроснабжения крупной дуговой печи представлена на рис. 2.19. Естественно,

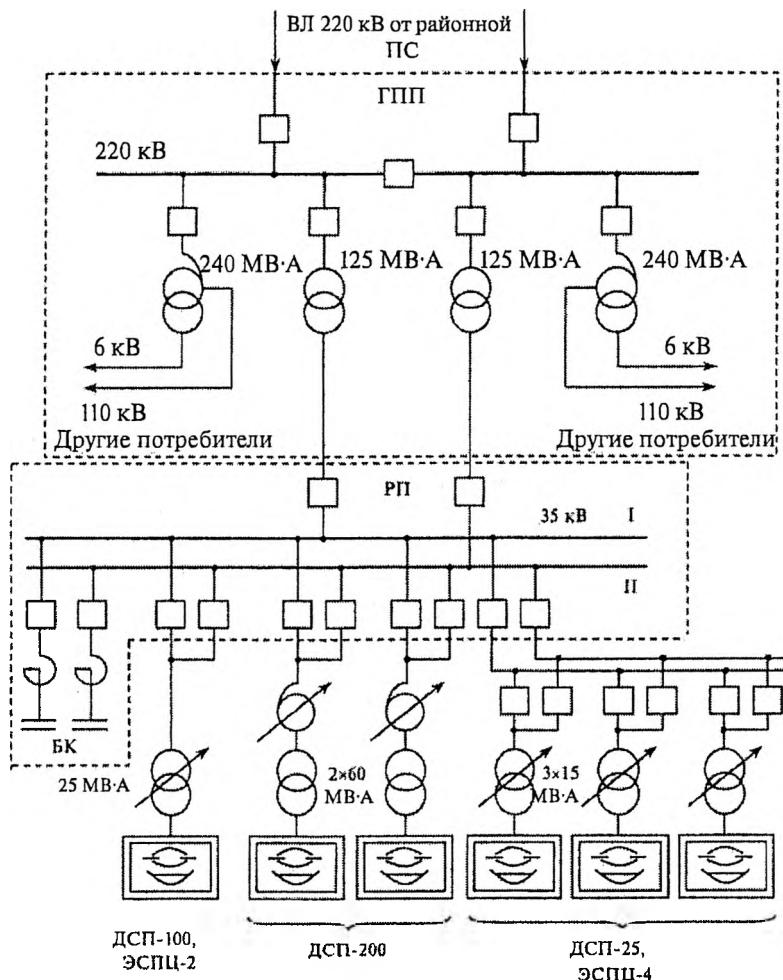


Рис. 2.18. Схема электроснабжения ДСП различной емкости

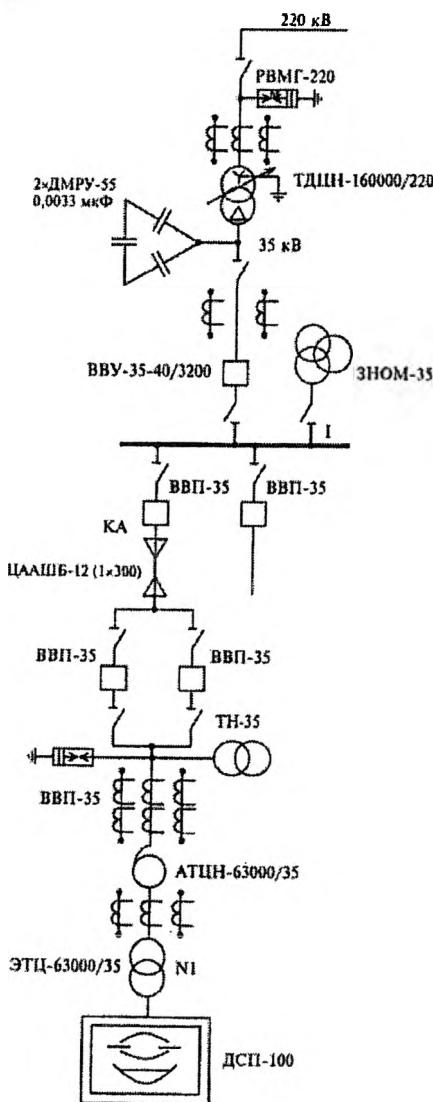


Рис. 2.19. Схема электроснабжения крупного ЭСПЦ

что некрупные печи питаются от трансформатора, к которому подключена и спокойная нагрузка (рис. 2.20).

Главные трансформаторы ГПП могут включаться временно на параллельную работу секционным выключателем на стороне 6(10) кВ, когда это допустимо по токам КЗ и необходимо, например, в период пуска крупных электродвигателей.

Следует отметить, что наиболее широкое применение, особенно для предприятий средней мощности, находят схемы с расщепленными обмотками трансформаторов ГПП (см. рис. 2.17) или со сдвоенными реакторами (см. рис. 2.20), если последнее обусловлено токами КЗ.

В сдвоенном реакторе снижение напряжения в каждой секции обмотки составляет

$$\Delta U \approx I_{\text{обм}} x L k_m, \quad (2.3)$$

где $I_1 = I_2 = I_{\text{обм}}$ – токи в секциях обмотки реактора; xL – индуктивное сопротивление обмотки реактора; $k_m = M/L \approx 0,5$ – коэффициент взаимоиндукции между секциями обмотки сдвоенного реактора.

Как следует из формулы (2.3), колебания напряжения на секциях со спокойной нагрузкой под влиянием колебаний на этой секции от резкопеременной нагрузки будут меньше, чем при объединении их на одну секцию шин.

Схему, представленную на рис. 2.18, используют при строительстве крупных электросталеплавильных цехов (производств), когда начинают сооружать отдельные печные подстанции, на которых устанавливают отдельные сетевые трансформаторы и сборные шины. Это позволяет сохранять питание ДСП при различных аварийных и ремонтных режимах работы сетевых трансформаторов.

На рис. 2.19 представлены соотношение мощности сетевых и печных трансформаторов, схема подключения оперативных выключателей, а также выключателей, осуществляющих защиту, указано сечение кабельной перемычки и даны другие элементы (рабочие чертежи, рабочая документация), отсутствующие при разработке собственно схемы для получения технических условий или для ТЭО (проекта).

2.3. Преобразовательные установки и подстанции

В отличие от цеховых подстанций, на которых трансформируется энергия переменного тока напряжением более 1 кВ в напряжение до 1 кВ с той же частотой 50 Гц, преобразовательные установки и подстанции предприятий преобразуют электрическую энергию с одними значениями параметров и (или) показателей качества в электрическую энергию с другими значениями параметров и (или) показателей качества, например трехфазный ток частотой 50 Гц – в трех- или однофазный ток повышенной или пониженной частоты, а также в постоянный.

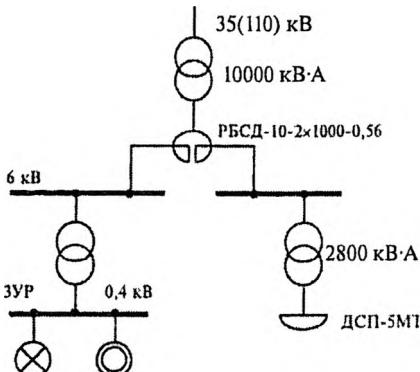


Рис. 2.20. Схема питания ДСП с использованием сдвоенного реактора

Для получения постоянного тока из переменного используют кремниевые выпрямительные агрегаты. Характеристика преобразовательных установок для питания электролизных установок цветной металлургии и химической промышленности, цеховых сетей постоянного тока, от которых питаются электроприводы, не требующие регулирования подводимого к ним напряжения, и др. представлена в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Характеристика преобразовательных установок

Область применения	$I, \text{ кA}$	$U, \text{ В}$
Электролизное производство	12,5–17,5	75; 150; 300; 450; 600; 850
Дуговые вакуумные печи	12,5–37,5	75
Графитированные печи	25–200	150; 300
Электрохимическая обработка металлов и гальванистегия	0,1–2,5	6; 12; 24; 42; 48
Электрифицированный транспорт	0,5–3,2	275; 600; 825; 1650; 3300
Цеховые сети постоянного тока	1–4	230–460

Агрегаты состоят из трансформатора, выпрямительных блоков и другого, как правило комплектного, оборудования. Трансформаторы преобразовательных агрегатов питаются от 4УР (иногда и от 5УР) системы электроснабжения на переменном токе напряжением 6, 10 или 35 кВ.

Напряжение постоянного тока для внутрицеховых электроприемников общепромышленного назначения, включая краны, принимается равным 220 и реже 440 В. Для завода (цеха) целесообразно иметь одно основное напряжение постоянного тока, что облегчает рабочее проектирование, заказ и изготовление электрооборудования, улучшает условия эксплуатации и облегчает электроремонт. Обследование ряда крупных заводов показало, что даже на одном заводе используют напряжения постоянного тока: 110; 150; 275; 300; 325; 400; 450; 525; 600; 660; 700; 750; 775; 825 В. Часть значений напряжения появляется по условиям управления электроприводом, и обычно такие преобразо-

вательные подстанции и управление ими проектируются специалистами электропривода, оставляя за электроснабжением вопросы питания.

Для преобразовательных агрегатов применяют: трехфазную нулевую схему, шестифазную нулевую схему с уравнительным реактором и трехфазную мостовую схему преобразования. Преобразовательные агрегаты низкой мощности имеют трехфазную нулевую схему.

В шестифазной нулевой схеме (рис. 2.21, а) первичная обмотка питающего преобразователя трансформатора соединяется в звезду или треугольник, а вторичная — в две обратные звезды, нулевые точки которых соединены через уравнительный реактор. Средняя точка уравнительного реактора является отрицательным полюсом выпрямленного тока.

В трехфазной мостовой схеме (рис. 2.21, б) первичная и вторичная обмотки преобразовательного трансформатора могут соединяться в звезду и в треугольник. Каждая фаза вторичной обмотки через вентили соединяется с положительным и отрицательным полюсами цепи постоянного тока. Каждый вентиль проводит ток в течение одной трети периода.

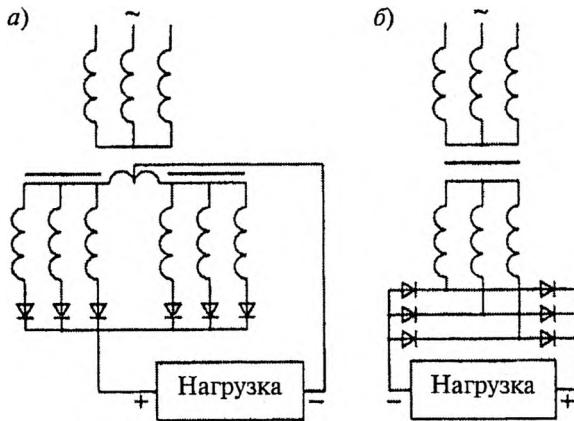


Рис. 2.21. Схема преобразования:
а – шестифазная нулевая; б – трехфазная мостовая

В трехфазной нулевой схеме вторичная обмотка трансформатора соединяется в звезду с выведенной нулевой точкой или в зигзаг с выведенной нулевой точкой. В первом варианте первичная обмотка должна соединяться в треугольник, во втором — в звезду.

В настоящее время для полупроводниковых агрегатов с выпрямленным напряжением 330 В и более, как правило, применяется трехфазная мостовая схема, а при меньших значениях напряжения — нулевая схема. Для агрегатов высокой мощности в целях создания 12-фазного режима выпрямления трансформаторы выполняют с одной первичной и двумя или четырьмя вторичными обмотками. Одну половину вторичных обмоток соединяют в звезду, а вторую — в треугольник.

Для электролизных установок цветной металлургии и химической промышленности в основном применяют кремниевые выпрямительные агрегаты с номинальными выпрямленными токами 12,5 и 25,0 кА. Значения КПД и коэффициента мощности не учитывают потерь в ошиновке агрегата и реактивного сопротивления питающей сети. Предполагается, что дроссели насыщения, если их используют, находятся в насыщенном состоянии — угол регулирования равен нулю. Каждый агрегат состоит из трансформатора, одного, двух или четырех выпрямительных блоков и другого комплектующего оборудования. При выпрямленных напряжениях 75 и 150 В применяется нулевая схема выпрямления с соединением вторичных обмоток трансформатора по схеме «две обратные звезды с уравнительным реактором», при выпрямленных напряжениях 300; 450; 600 и 850 В — трехфазную мостовую схему выпрямителя.

Выпрямительные блоки в нулевой схеме выполняются на номинальный ток 12,5 кА, а в трехфазной мостовой схеме — на 6,25 кА. Каждое плечо трехфазного выпрямительного моста на ток 6,25 кА и каждая фаза выпрямителя на 12,5 кА в нулевой схеме имеет 19 или 20 параллельно включенных кремниевых вентилей соответствующего класса на номинальный ток 200 А. Последовательно с каждым вентилем включают быстродействующий предохранитель.

Трансформаторы выпрямительных агрегатов имеют переключающее устройство для регулирования напряжения под нагрузкой. Конструкция устройства РПН позволяет осуществлять ручное, дистанционное и автоматическое регулирование вторичного (выпрямленного)

напряжения. Поскольку РПН осуществляет ступенчатое регулирование напряжения, агрегаты могут укомплектовываться дросселями насыщения. При наличии дросселей насыщения агрегаты обычно снабжают устройством для автоматической стабилизации тока.

Для электролизных установок выпускают также мощные кремниевые выпрямительные агрегаты 50 кА на 450 и 300 В и 63 кА на 850 В. Особенностью этих агрегатов можно считать их совмещенную конструкцию — выпрямительные блоки в них расположены в одной камере с трансформатором. Такая конструкция при высокой единичной мощности агрегатов позволяет значительно уменьшить габариты преобразовательных подстанций и снизить трудоемкость их монтажа. Высокие выпрямительные токи требуют принудительного охлаждения вентиляй в процессе работы, которое может быть воздушным, водяным и масляным.

Питание дуговых вакуумных и графитизированных электропечей также осуществляется выпрямленным током. Применение для вакуумных печей постоянного тока вместо переменного позволяет обеспечить более устойчивое горение дуги, высокий коэффициент мощности и равномерную нагрузку на питающую сеть (при двухэлектродной конструкции электропечи). Выпрямительные блоки в агрегатах дуговых вакуумных и графитизированных электропечей аналогичны выпрямительным блокам агрегатов для электролизных установок.

В установках для электрохимической обработки металлов (обезжиривание, травление, электрополировка, размерная обработка) и нанесения различных гальванических покрытий (меднение, хромирование, никелирование, цинкование и др.) используют кремниевые выпрямительные агрегаты с низкими номинальными выпрямленными напряжениями. Технологический процесс таких установок требует регулирования выпрямленного тока в широких пределах, что достигается регулированием выпрямленного напряжения. В связи с этим агрегаты выполняют на тиристорах, что позволяет получить широкий диапазон изменения выпрямленного напряжения и тока в автоматическом и ручном режимах.

Схемы и конструкции преобразовательных подстанций зависят от распределительных устройств переменного тока, преобразовательных агрегатов РУ выпрямленного тока. Преобразовательные подстанции

часто совмещают с распределительными пунктами 6(10) кВ промышленных предприятий, и по схемам они отличаются от подстанций 4УР. При этом от РУ переменного тока наряду с преобразовательными агрегатами получают питание и другие цеховые потребители электроэнергии.

Преобразовательные подстанции электролизных установок по производству алюминия, магния и хлора построены обычно по схеме параллельного включения выпрямительных агрегатов (из-за необходимости больших значений выпрямленного тока). Для других производств с электролизерами, требующими меньшего тока, характерно применение одиночных выпрямительных агрегатов на каждый электролизер. Схемы питания преобразовательных подстанций строят в зависимости от числа параллельно работающих преобразовательных агрегатов и

требований надежности электроснабжения. При небольшом количестве преобразовательных агрегатов (два-четыре) РУ переменного тока преобразовательной подстанции обычно имеет одиночную секционированную систему шин 6(10)–35 кВ. При большом числе преобразовательных агрегатов и наличии потребителей 1-й категории (на стороне постоянного тока) применяют РУ с двойной системой шин.

На промышленных предприятиях для питания цеховых сетей постоянного тока напряжением 230 В широко используют комплектные выпрямительные полупроводниковые подстанции (КВПП). Это подстанции,

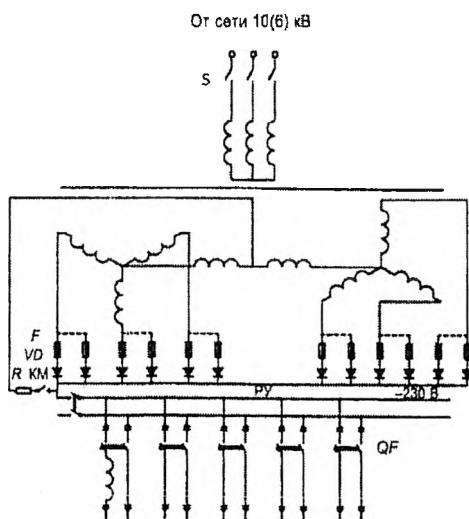


Рис. 2.22. Принципиальная схема одноагрегатной КВПП: F – предохранители;

S – переключатель ввода (для КВПП-400-230-У4); РУ – распределительное устройство 230 В; QF – автоматические выключатели; R – балластное сопротивление; KM – контактор

состоящие из силового трансформатора с кабельным вводом, выпрямительного шкафа, а также из шкафа управления, защиты и сигнализации, РУ постоянного тока. Схема подстанции представлена на рис. 2.22. Это шестифазная нулевая схема, на которой первичная обмотка трансформатора преобразователя соединена в звезду, а вторичная (вентильная) – в две обратные звезды, нулевые точки которых соединены через уравнительный реактор. Средняя точка уравнительного реактора – отрицательный полюс выпрямленного тока.

Для снижения выпрямленного напряжения при холостом ходе подстанции в шкафу управления устанавливают балластное сопротивление R , которое включается при отсутствии нагрузки и автоматически выключается контактором КМ при токе нагрузки, превышающем 1 % номинального.

В конструкции КВПП допускается их открытая установка (без дополнительных ограждений) в помещениях с нормальной средой. РУ постоянного тока состоит из стандартных шкафов с двусторонним обслуживанием. Охлаждение выпрямительных шкафов – воздушное принудительное с помощью вентиляторов, установленных на шкафах. Конструкция РУ постоянного тока позволяет осуществлять вывод из шкафов РУ кабелем и шинами (шинопроводом типа ШМАД).

В настоящее время выпускается серия КВПП на ток 1000; 2500; 4000 и 6300 А и напряжение 230 В со стабилизацией и без стабилизации выходного напряжения, коэффициент полезного действия 96 %, коэффициент мощности 0,9.

2.4. Конструкции распределительных устройств

Каждая подстанция имеет распределительные устройства, содержащие коммутационные аппараты, устройства защиты и автоматики, измерительные приборы, сборные и соединительные шины и вспомогательные устройства.

По конструктивному исполнению все РУ делят на открытые и закрытые. Они, в свою очередь, могут быть комплектными (сборка на предприятии-изготовителе) или сборными (сборка частично или полностью на месте применения).

Рассмотрим более подробно комплектные РУ как наиболее распространенные на подстанциях промышленных предприятий.

Открытым распределительным устройством называют распределительное устройство, все или основное оборудование которого расположено на открытом воздухе, закрытым распределительным устройством – устройство, оборудование которого расположено в здании.

Комплектным распределительным устройством называют распределительное устройство, состоящее из шкафов, закрытых полностью или частично, или блоков со встроенными в них аппаратами, устройствами защиты и автоматики, измерительными приборами и вспомогательными устройствами, поставляемое в собранном или полностью подготовленном для сборки виде и предназначенное для внутренней установки.

Комплектное распределительное устройство наружной установки – это КРУ, предназначенное для наружной установки.

Комплектной трансформаторной (преобразовательной) подстанцией называют подстанцию, состоящую из трансформаторов (преобразователей) и блоков КРУ или КРУН, поставляемых в собранном или полностью подготовленном для сборки виде.

Распределительный переключательный пункт – это распределительное устройство, предназначенное для приема и распределения электроэнергии на одном напряжении без преобразования и трансформации.

Камерой называют помещение, предназначенное для установки аппаратов и шин, закрытой камерой – камеру, закрытую со всех сторон и имеющую сплошные (не сетчатые) двери, огражденной камерой – камеру, которая имеет проемы, защищенные полностью или частично несплошными (сетчатыми или смешанными) ограждениями.

Каждая подстанция состоит из трех основных узлов: РУ высшего напряжения, трансформатор, РУ низшего напряжения.

РУ высшего напряжения. На ГПП промышленных предприятий РУ напряжением 110(35)/10 кВ, как правило, выполняют открытыми и лишь для производств с сильным загрязнением воздуха при отсутствии свободной территории, при очень низких температурах окружающей среды или в особых случаях закрытыми.

Применение ОРУ уменьшает стоимость и сокращает сроки сооружения подстанций. При замене и демонтаже электрооборудования ОРУ по сравнению с закрытыми более маневр способны. Однако обслуживание ОРУ сложнее, чем закрытых. Кроме того, для наружной

установки требуется более дорогое электрооборудование, способное выдержать прямые атмосферные воздействия.

Для опорных конструкций в ОРУ используется железобетон или металл, ошиновка выполняется чаще всего гибким проводом, который при помощи гирлянд изоляторов крепится к опорам. Контактные соединения осуществляются сваркой или на прессуемых зажимах. Изоляция (опорная, подвесная, оттяжная) нормальная или грязестойкая.

Трансформатор. Конструкция ОРУ должна обеспечивать свободный доступ к трансформатору при эксплуатации. При ремонте трансформатора с массой выемной части 10 т и более на подстанции следует предусмотреть установку грузоподъемных устройств для поднятия выемной части из кожуха. Необходимо также обеспечить возможность перевозки трансформатора к месту ремонта.

Соединение трансформатора с РУ низшего напряжения выполняется обычно гибким проводом или пакетом шин (токопроводом). В схеме блока трансформатор–токопровод присоединение токопровода производится непосредственно к выводам трансформатора, и тогда РУ низшего напряжения отсутствует.

РУ низшего напряжения 3; 6; 10 кВ. Может быть выполнено как КРУ или как КРУН. В последнем аппараты и приборы управления, учета и защиты, чувствительные к низкой температуре, должны иметь колпаки и обогрев, включаемый при понижении температуры ниже допускаемой для этих аппаратов и приборов. Приводы выключателей имеют обогрев при температуре окружающего воздуха -5°C и ниже, а оборудование и аппаратура подстанций – защиту от атмосферных и коммутационных перенапряжений. На подстанциях должны заземляться все нетоковедущие металлические части.

2.4.1. Закрытые распределительные устройства

КРУ напряжением более 1000 В. КРУ, выполненные на напряжение до 10 кВ и токи до 3000 А, широко распространены на промышленных и городских подстанциях, главных РУ электростанций средней и низкой мощности, РУ собственных нужд мощных электростанций. КРУ различных конструкций изготавливают на предприятиях электропромышленности и электромонтажных организаций в виде камер типа КСО (камера стационарная, одностороннего обслуживания) или шкафов типа КРУ.

Камеры и шкафы КРУ производят нескольких серий с различными схемами первичных и вторичных цепей. Некоторые серии КРУ сильно модифицированы или заменены ячейками, поставляемыми ведущими компаниями Европы, тем не менее они будут эксплуатироваться в России еще 15–25 лет. Поэтому анализ работы устаревших шкафов и камер КРУ заслуживает особого внимания. Наличие шкафов с различными схемами первичных цепей позволяет комплектовать их согласно принятой схеме электрических соединений установки. Рассмотрим конструктивные особенности камер КСО и шкафов КРУ.

Камеры КСО-272 на напряжение 6(10) кВ – одностороннего обслуживания, с одной системой сборных шин – представляют собой модернизацию камер КСО-266 и применяются в РУ промышленных предприятий. На рис. 2.23 представлены восемь типовых вариантов комплектования электрических присоединений из камер серии КСО-272.

Камеры вводов и отходящих линий рассчитаны на ток 400; 630 и 1000 А. Они комплектуются выключателями типа ВМГ-10, ВЭМ-10Э с приводами ПП-67 и ПЭ-11. В камерах КСО-272 можно вместо выключателей устанавливать выключатели нагрузки ВНПЗ-16 и ВНПЗ-17 с заземляющими ножами, исключающие при эксплуатации ошибочные операции.

На рис. 2.24 представлена камера КСО-272. Камеры КСО-272 могут быть укомплектованы выключателями, а также выключателями

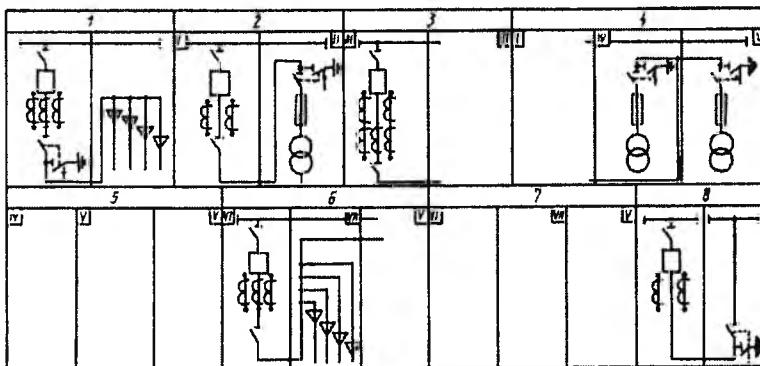


Рис. 2.23. Схемы комплектования камер КСО-272: I–VI – камеры с одинаковыми комплектами оборудования; 1–8 – ячейки

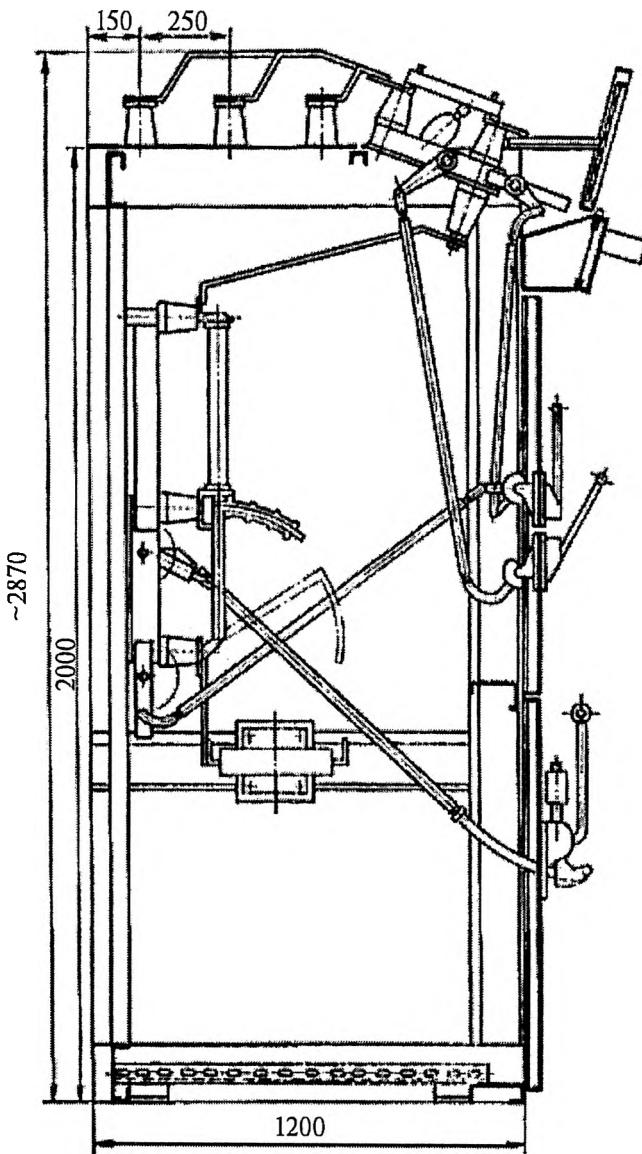


Рис. 2.24. Камера КСО-272 с выключателем нагрузки ВНП

нагрузки, трансформаторами напряжения, маломощными трансформаторами собственных нужд, разрядниками и др. Это позволяет унифицировать все РУ, а при необходимости, при большом числе отходящих линий, выполнить смешанную компоновку камерами серий КСО-272 и КСО-366.

Камеры КСО-366 – одностороннего обслуживания, с одной системой сборных шин – представляют собой модернизацию камер КСО-3 и применяются в РУ промышленных предприятий с мощностью отключения до 200 МВ·А.

Камеры вводов и отходящих линий рассчитаны на ток 200, 400 и 600 А. Они комплектуются разъединителями РВЗ-10 и выключателями нагрузки ВНП3-16, ВНП3-17 с приводами типа ПР-17, ПРА-17. Если на вводе необходимо иметь выключатели, то в торце камеры КСО-366 можно установить камеру КСО-272 с выключателем ВМГ-10. На рис. 2.25 представлена камера КСО-366.

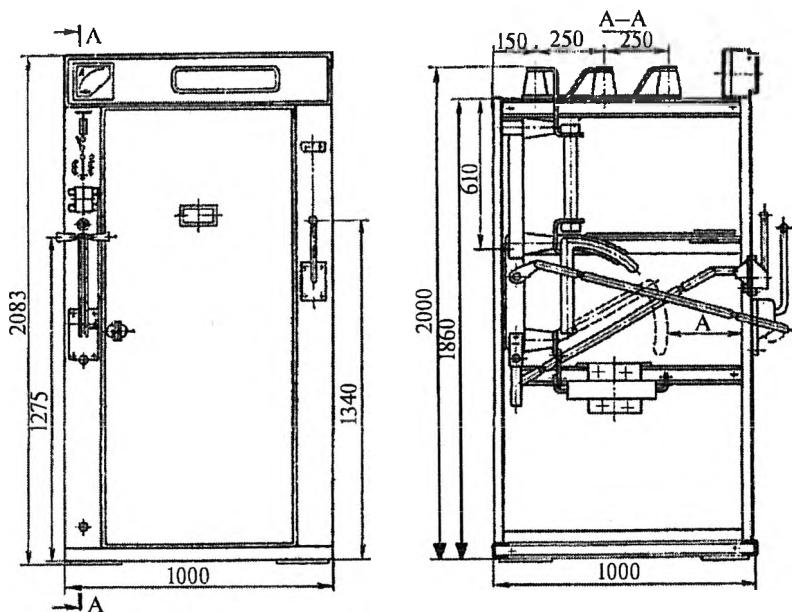


Рис. 2.25. Камера КСО-366 с выключателем нагрузки ВНП и предохранителями

Корпус камер, изготовленный из листовой стали толщиной 2,5–3,0 мм, представляет собой жесткую сварную конструкцию. Всю аппаратуру первичной коммутации размещают в камере, сборные шины — вне ее. Выключатели устанавливают в отсеке, отделенном от сборных шин и шинных разъединителей; от кабельных присоединений выключатели отделены горизонтальными перегородками, изготовленными из листовой стали. Приводы коммутационных аппаратов, элементы блокировки, приборы защиты, измерения и сигнализации размещают в левой части фасада камеры. В правой части фасада предусматривают проем с сетчатой дверью.

KРУ внутренней установки выкатного исполнения. Предназначены для закрытых РУ напряжением 3–10 кВ с одинарной системой сборных шин. Они выполняются из соединенных между собой металлических шкафов со встроенными в них электрическими аппаратами, приборами измерения и защиты, с вмонтированными цепями первичной и вторичной коммутации. Наиболее часто применяемые комплектные устройства выкатного исполнения представлены в табл. 2.2.

Таблица 2.2

Параметры различных КРУ

Показатель	КРУ2-10Э, КРУ2-10И	К-ХИ/80	КР-10/500	К-XXI
Номинальное напряжение, кВ	До 10	До 10	До 11	6,0
Номинальный ток, А	630; 1000; 1600; 2000; 2750	630; 1000; 1500	630; 1000; 1250; 3200	800; 1000; 1500; 2000
Отключаемая мощность, МВ·А	350	350	500	400
Динамическая устойчивость, кА	52	80	75	100
Термическая устойчивость, кА	14	20	29	38,5
Тип выключателя	ВЭМ-10Э, ВМПЭ-10, ВМП-10К	ВМП-10/31,5	ВМП-10/500	ВЭМ-6
Тип привода	ПЭ-11, ПЭВ-12, ПИ-67	ПЭ-11, ПП-67	ПЭВ-11А	ПЭ-22

Комплектные устройства КРУ2-10Э и КРУ2-10П (рис. 2.26) широко применяют на подстанциях и в распределительных устройствах промышленных предприятий.

КРУ серии К-ХII/80 (рис. 2.27) представляет собой модификацию КРУ серии К-ХII за счет установки выключателя на высокую динамическую

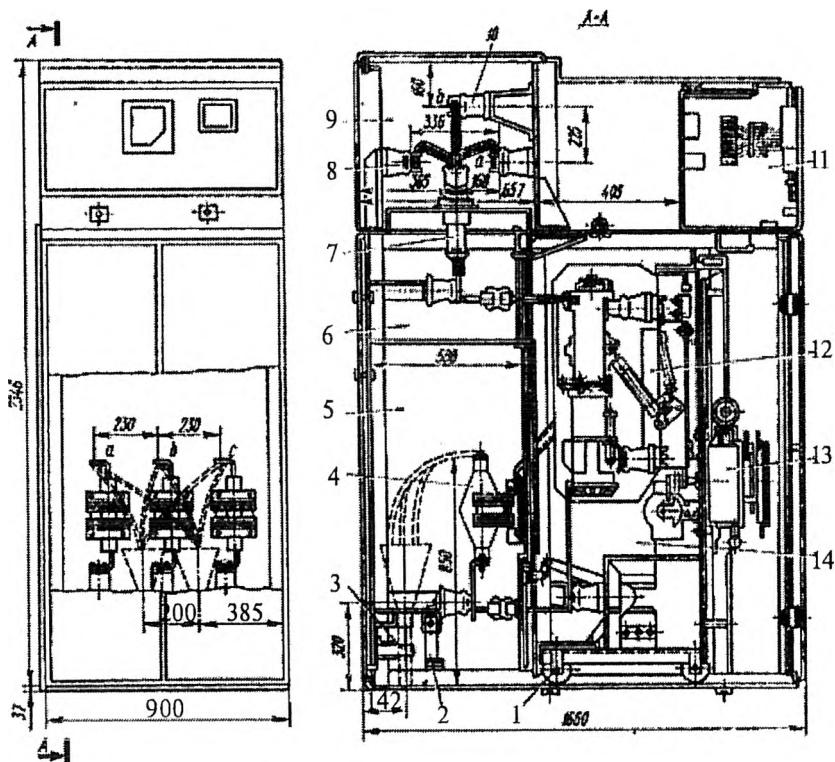


Рис. 2.26. Шкаф КРУ МОП:

- 1 — выкатная тележка;
- 2 — заземляющий разъединитель;
- 3 — трансформатор земляной защиты;
- 4 — трансформатор тока;
- 5 — отсек трансформаторов тока и кабельной разделки;
- 6 — отсек шинного разъединяющего контакта;
- 7 — проходной изолятор;
- 8 — сборные шины;
- 9 — отсек сборных шин;
- 10 — опорный изолятор;
- 11 — отсек вторичной аппаратуры;
- 12 — выключатель ВМИ-10К;
- 13 — привод выключателя;
- 14 — отсек выкатной тележки

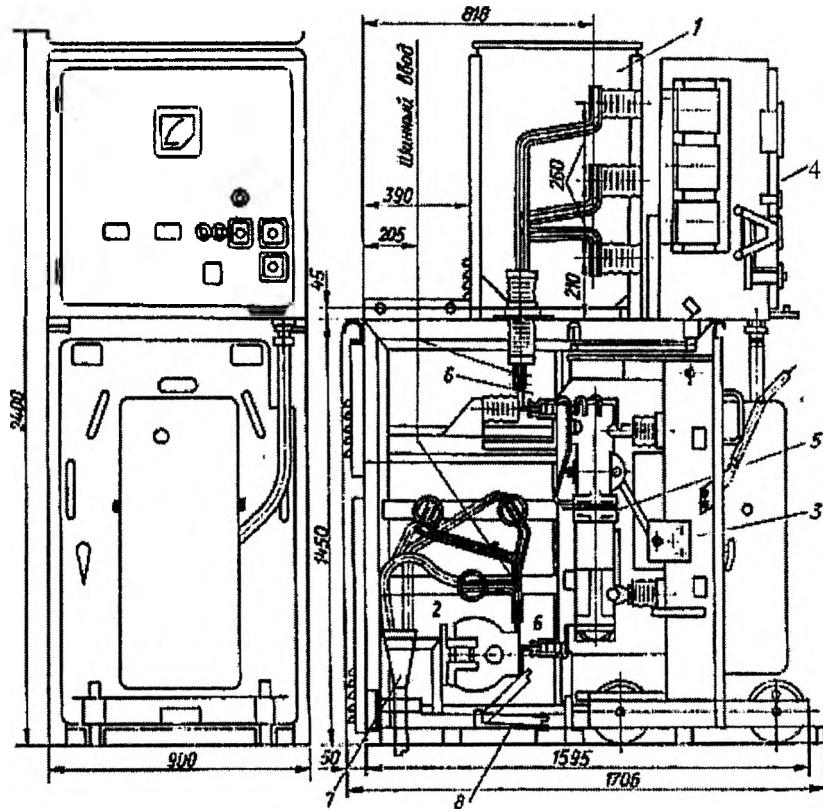


Рис. 2.27. КРУ серии К-ХП/80 с выключателем ВМП-10/31,5

и термическую устойчивость. В указанных КРУ введены дополнительные устройства оперативной блокировки безопасности выкатных элементов и заземляющих разъединителей, что повысило надежность их работы.

КРУ серии КР-10/500 (рис. 2.28) в нормальном и тропическом исполнении применяют для электроснабжения установок с быстроле-ременной ударной нагрузкой (например, для питания приводов куз-нечно-прессового оборудования), а также при повышенных значениях токов короткого замыкания (электропечные установки).

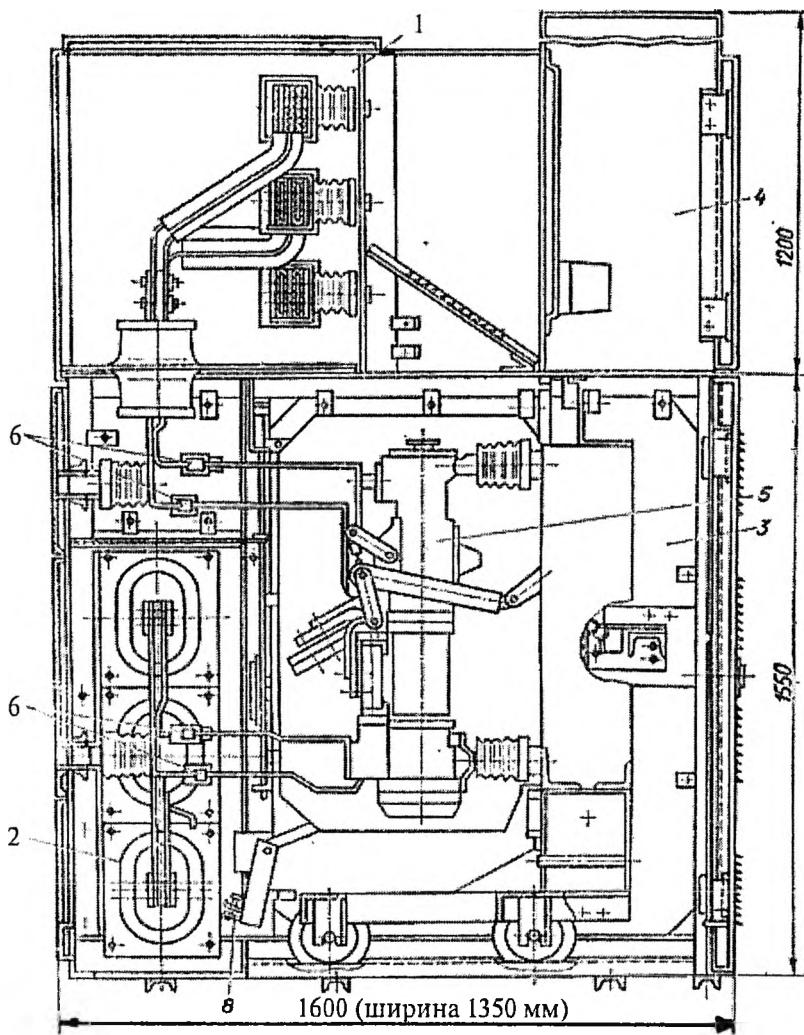


Рис. 2.28. КРУ серии KP-10/500 с выключателем ВМП-10/500

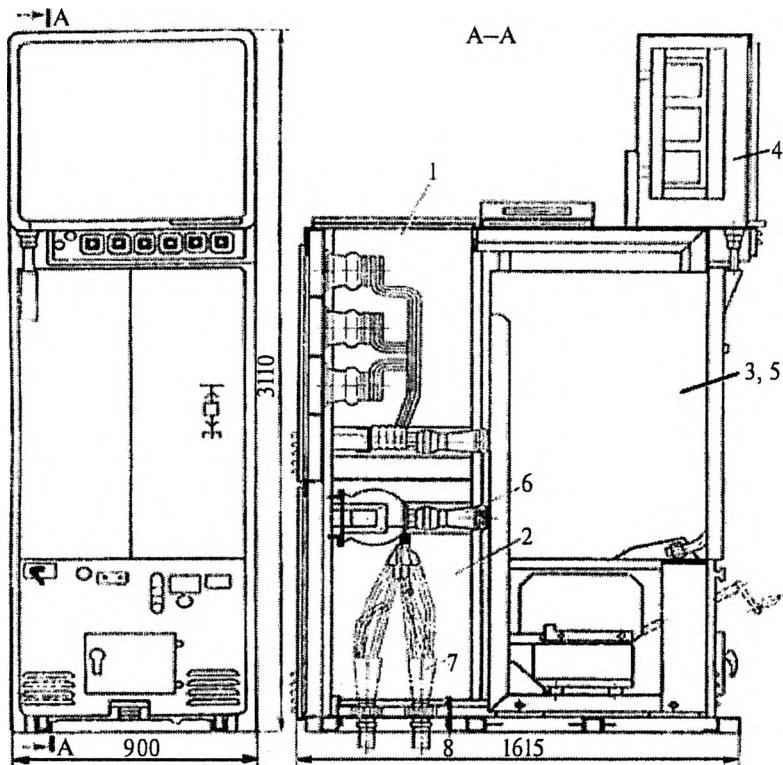


Рис. 2.29. КРУ серии К-XXI с выключателем ВЭМ-6: 1–7—ячейки

КРУ серии К-XXI (рис. 2.29) применяются в основном для электроснабжения собственных нужд электростанций, имеющих электроприводы на 6 кВ. Рассмотренные КРУ укомплектованы выключателями с электромагнитным гашением дуги, рассчитанными на частые включения и отключения.

Изготавливаемые разными предприятиями КРУ, в том числе приведенные в табл. 2.2, имеют одинаковую общую компоновку, но отличаются конструкциями выкатных тележек и габаритами. Шкафы состоят из трех основных отсеков (см. рис. 2.27, 2.28): отсека сборных шин 1, линейного отсека 2 с трансформаторами тока и кабельными

заделками 7, отсека выкатной части 3 с выключателем 5 или другими аппаратами (разрядники, предохранители и др.). В камере размещают также релейный шкаф 4 с аппаратами управления и защиты, штепсельный разъединитель 6 и заземлитель 8. На передней части выкатной тележки монтируют привод выключателя со вспомогательной аппаратурой. Наблюдение за аппаратурой, установленной на тележке и в шкафу, осуществляется через смотровое окно.

В конструкции шкафов КРУ предусматривается установка выключателей с приводом, трансформаторов напряжения, разрядников, силовых предохранителей, трансформаторов собственных нужд мощностью до 5 кВ·А.

КРУ наружной установки. КРУН заменяет закрытые РУ напряжением 6(10) кВ. Рассмотрим более подробно КРУН, наиболее распространенные на подстанциях промышленных предприятий.

КРУН серии К-XIII выполняют на базе шкафов серии К-XII и применяют для комплектования подстанций напряжением 35/6(10), 110/6(10)

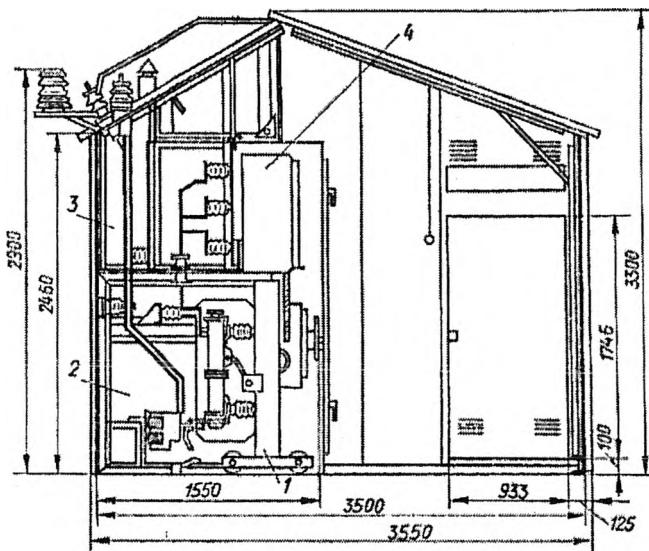


Рис. 2.30. Шкаф КРУН серии К-XIII
с масляным выключателем ВМП-10К

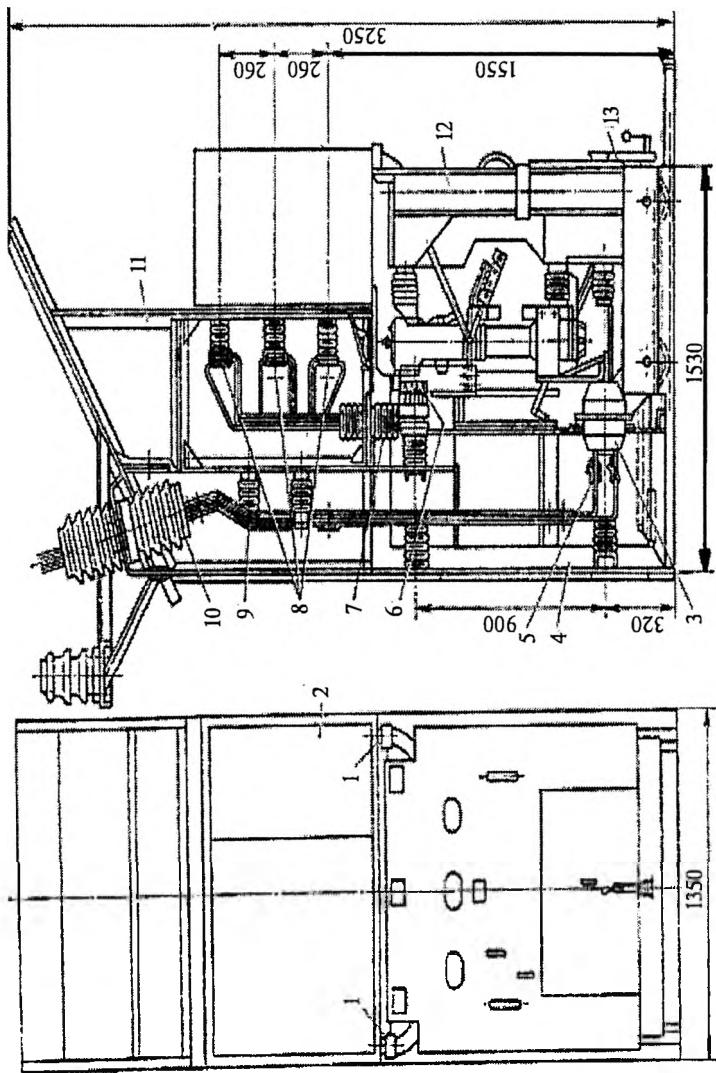


Рис. 2.31. Шкаф серии К-33 для ввода в КРУН серии К-ХIII: 1 – штепсельный разъем; 2 – релейный шкаф; 3 – трансформатор тока ТПШ-10; 4 – шкаф с аппаратурой; 5, 6 – нижние и верхние разъединяющие контакты; 7 – прокладной изолитор; 8 – сборные шинны; 9 – щинный ввод в шкаф; 10 – прокладные изолиторы наружной установки; 11 – блок ввода; 12 – тележка с масляным выключателем ВМП-10Э/3000 с приводом ПЭВ-12; 13 – механизм доводки

и 110/35/6(10) кВ. В шкафах этой серии, рассчитанных на токи 1000–2000 А, устанавливают выключатели типа ВМП-10К с приводом ПЭ-11 на постоянном оперативном токе или ПП-67 на переменном оперативном токе, а также выключатели ВМП-10П с встроенным пружинным приводом на переменном оперативном токе. Шкафы КРУН имеют нагревательные элементы.

Шкафы К-ХIII (рис. 2.30) состоят из следующих элементов: корпус шкафа 2, в котором размещают трансформаторы тока, кабельные раздлки, неподвижные размыкающие контакты, заземляющий разъединитель; выкатная тележка 1, на которой устанавливается масляный выключатель с приводом, трансформаторы напряжения, разрядники и подвижные разъединяющие контакты; блок шин 3 с металлоконструкцией для крепления опорных и проходных изоляторов; шкаф 4 для установки аппаратуры защиты, измерения, учета, управления и сигнализации.

КРУН серии К-33 (рис. 2.31) предназначены для ввода и секционирования в КРУН серии К-ХIII с током более 1500 А. Шкафы серии К-33 выкатного исполнения рассчитаны на токи 2500 и 3000 А, комплектуются выключателями ВМП-10Э/3000 со встроенным электромагнитным приводом ПЭВ-12, рассчитанным на мощность отключения 350 МВ·А при 10 кВ и на ударный ток 52 кА. В отличие от других вариантов исполнения КРУН в шкафах серии К-33 трансформаторы тока типа ТПШЛ-10 размещают на тележке с выключателем.

2.4.2. Открытые распределительные устройства

Для напряжений 35 кВ и более обычно сооружают открытые распределительные устройства с применением для отдельных элементов крупноблочных узлов заводского изготовления. Конструкции ОРУ разнообразны и зависят от значения высшего и низшего напряжений, принятой схемы электрических соединений, наличия на высшей стороне выключателей или заменяющих их короткозамыкателей и отделителей и от их размещения по отношению к воздушной ЛЭП и трансформатору.

На рис. 2.32 представлен общий вид ОРУ однотрансформаторной подстанции типа 1КТП-110/6(10) с короткозамыкателем и отделителем мощностью от 6300 до 16 000 кВ·А. Подстанция представляет собой РУ на 110 кВ, комплектуемое силовыми трансформаторами ТД-6300/110, ТД-10000/100, ТД-16000/110 и КРУН – шкафами серии К-ХIII.

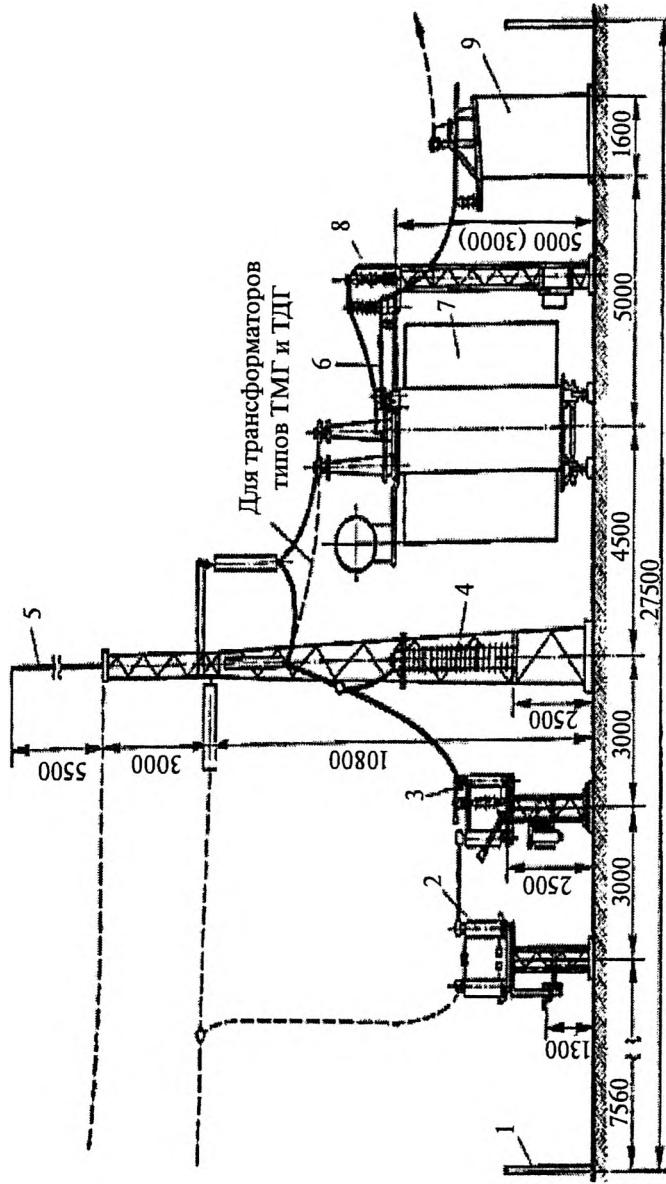


Рис. 2.32. Открытое РУ однотрансформаторной подстанции типа 1КТП-110/6-10 с отключителем и короткозамыкателем: 1 — ограждение; 2 — разъединитель РЛНД-2-110; 3 — отключатель ОД-110; 4 — разрядник РВП-110; 5 — молниеприемник; 6 — силовой трансформаторный; 7 — силовой трансформатор; 8 — заземляющий разъединитель; 9 — шкаф КРУН

Три полюса отделителя ОД-110 с приводом ШПО и короткозамыкателей КЗ-110 с приводом ШПК установлены на трехстоечной металлоконструкции.

Включение отделителя и отключение короткозамыкателя производятся вручную, отключение отделителя и включение короткозамыкателя — пружинами, встроенными в эти аппараты.

Схемы вторичных соединений КТП-110 (защита, сигнализация, управление и автоматика) выполнены на оперативном переменном токе 220 В от трансформатора собственных нужд мощностью 63 кВ·А, напряжением 6(10)/0,23 кВ с изолированной нейтралью.

На двухтрансформаторных подстанциях указанного типа при отключении питающей линии предусмотрено действие устройства АВР, секционного выключателя на 6—10 кВ, включаемого от реле минимального напряжения, а также автоматический возврат к первоначальному режиму работы подстанции после восстановления напряжения на питающей линии.

Подстанции с трехобмоточными трансформаторами 110/35/6(10) кВ оснащаются РУ 6(10) кВ закрытого типа или шкафами КРУН; сторона 35 кВ имеет РУ открытого типа с присоединением к трансформатору через блоки, состоящие из выключателя ВА1-35, линейных и шинных разъединителей и шкафа управления и защиты.

Для ОРУ на напряжение 110(220) кВ разработаны КРУЭ, т. е. КРУ, заполненные элегазом, которые должны применяться на предприятиях черной и цветной металлургии и химии, в зонах с загрязненной средой и при высокой плотности застройки предприятий. КРУЭ значительно сокращают площади, отводимые под ОРУ, так как площадь, занимаемая КРУЭ на 110 кВ, составляет всего около 4 м². Это позволяет поместить его в центре нагрузок предприятия и тем самым сократить и удешевить сети 6(10) кВ, отходящие от КРУЭ.

2.5. Современное оборудование на 6 (10)—35 кВ с воздушной и элегазовой изоляцией для первичного и вторичного распределения электроэнергии в системах электроснабжения

В настоящее время в России в системах электроснабжения среднего напряжения 6 (10)—35 кВ распределительные устройства внутренней

установки представляют собой, как правило, шкафы КРУ либо камеры КСО с воздушной изоляцией.

Термин «первичное распределение электроэнергии» применим в первую очередь к шкафам КРУ, рассчитанным на номинальные токи до 4000 А, на напряжение 6(10) кВ и протекание сквозных токов короткого замыкания до 50 кА, а «вторичное распределение» – к камерам КСО (до 1250 А и 25 кА соответственно).

За последние 15 лет технические параметры шкафов КРУ и камер КСО, такие как массогабаритные характеристики, компоновка по функциональным отсекам, стойкость к внутренней дуге, аппараты защиты и управления присоединений и средства релейной защиты и автоматики (РЗА) претерпели существенные изменения.

Ведущие мировые производители (концерны Siemens, «АББ», Schneider El и др.) начиная с 80-х гг. прошлого века для классов напряжения 6(10)–35 кВ активно разрабатывали и внедряли оборудование с элегазовой изоляцией (SF_6) типа КРУЭ. В настоящее время во всем мире указанные технические решения повсеместно применяют как для первичного, так и для вторичного распределения электроэнергии.

К сожалению, в Советском Союзе, а затем и в России разрабатывались и производились лишь КРУЭ на напряжения 110 кВ и более. Начиная с середины 90-х гг. прошлого века КРУЭ на 6(10) кВ на базе импортного оборудования начали активно внедряться и в России. В первую очередь это относится к так называемому моноблочному исполнению для вторичного распределения электроэнергии.

Apparatusы защиты присоединений. Apparatusы управления. В современных РУ среднего напряжения (на базе КРУ, КСО и КРУЭ) в настоящее время применяют следующие аппараты защиты типовых присоединений:

- силовые выключатели (вакуумные и элегазовые) для защиты секций шин РУ, воздушных и кабельных линий (КЛ), конденсаторных установок устройств компенсации реактивной мощности (КРМ) и силовых трансформаторов;
- плавкие вставки в комбинации с трехпозиционными выключателями нагрузки (воздушными и элегазовыми) для защиты ВЛ, КЛ, силовых и измерительных трансформаторов, двигателей;
- вакуумные и элегазовые контакторы в комбинации с плавкими вставками (для защиты высоковольтных двигателей).

Наиболее востребованы в настоящее время вакуумные силовые выключатели (примерно 75 % объема продаж силовых выключателей), обладающие по сравнению с элегазовыми выключателями (20 % объема продаж) значительным коммутационным ресурсом по отключению аварийных токов и имеющие более низкую стоимость. В качестве иллюстрации представим технические характеристики вакуумных выключателей VD4 концерна «АББ» (рис. 2.33). Данные аппараты

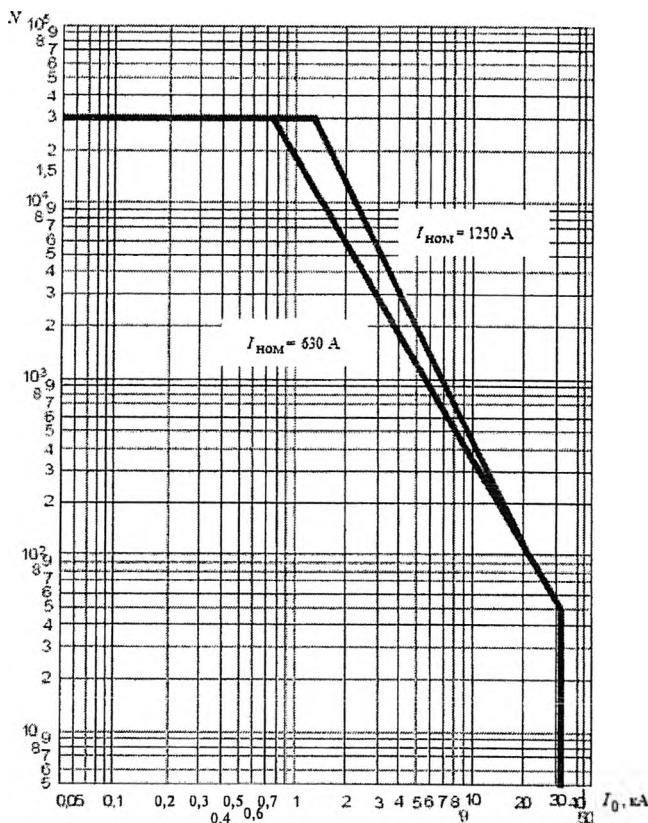


Рис. 2.33. Отключающая способность и коммутационный ресурс вакуумных выключателей с пружинным приводом серии VD4 производства концерна «АББ»
(12–17,5 кВ, 630(1250) А, 31,5 кА)

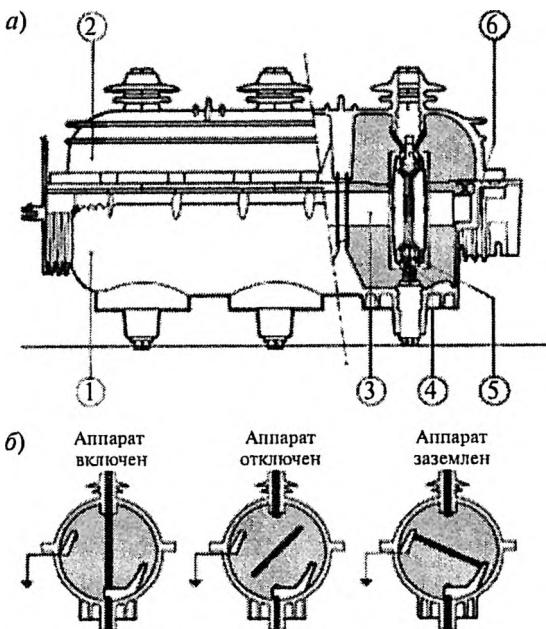


Рис. 2.34. Внешний вид ВН (а) и возможные положения подвижных контактов трехпозиционного элегазового ВН (б): 1 – корпус; 2 – кожух; 3 – приводной вал; 4 – неподвижный контакт; 5 – подвижный контакт; 6 – герметизирующий стык

защиты присоединений поставляются на российский рынок в составе шкафов КРУ и КРУЭ и используются для модернизации и установки в шкафах КРУ и камерах КСО современных серий российского производства.

Механический ресурс выключателей составляет 30 000 коммутаций и практически совпадает с коммутационным ресурсом по отключению рабочих токов (630 и 1250 А), отключающая способность выключателя составляет 31,5 кА (50 отключений тока короткого замыкания).

Из современных аппаратов управления, получивших повсеместное распространение в мире, следует отметить трехпозиционные элегазовые выключатели нагрузки (рис. 2.34). В указанных аппаратах

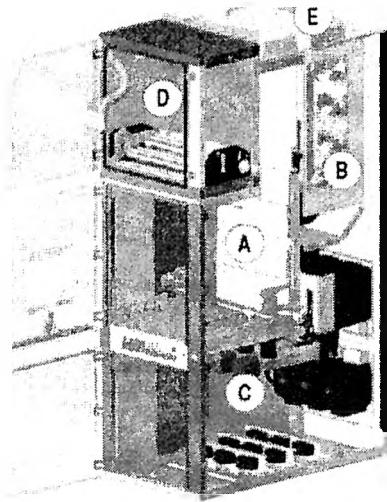


Рис. 2.35. Компоновка ячейки КРУ UNIGEAR ZS1 с силовым выключателем: А – отсек силового выключателя; В – отсек сборных шин; С – отсек кабельных присоединений (до трех групп однофазных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена) и измерительных трансформаторов тока и напряжения; Д – релейный (низковольтный) отсек; Е – защитный кожух для отвода и охлаждения продуктов горения дуги при сбросе давления через клапаны на крышке ячейки

ния и состоящая из жесткой металлической конструкции с устанавливаемыми в ней электрооборудованием и приборами (рис. 2.35, табл. 2.3).

Современные шкафы КРУ (ячейки четвертого поколения) с воздушной изоляцией имеют ряд особенностей.

конструктивно объединены функции выключателя нагрузки (разъединителя) и заземляющего разъединителя (положения «включено» – «отключено» – «заземлено»). Аппарат не обслуживается человеком (заполнен элегазом с избыточным давлением не более 0,4 атм, подкачка элегаза не требуется в течение всего срока службы). Привод пружинный, коммутационный ресурс составляет 100 отключений номинального рабочего тока.

Шкафы КРУ и камеры КСО с воздушной изоляцией. Комплектным распределительным устройством называют РУ, состоящее из полностью или частично закрытых шкафов со встроенными в них коммутационными аппаратами, устройствами защиты и автоматики, поставляемыми в собранном или полностью подготовленном для сборки виде.

Шкаф (ячейка) КРУ – часть КРУ, являющаяся законченным изделием заводского исполне-

Таблица 2.3

**Технические характеристики и типовая компоновка шкафа КРУ
на примере UNIGEAR ZS1 производства концерна «АББ»**

Параметр	Единица измерения	Серии КРУ		
		1	2	3
Напряжение	кВ	12	17,5	24
Испытательное напряжение (50 Гц, 1 мин)	кВ	42	55	65
Испытательное напряжение грозового импульса	кВ	75	95	125
Номинальная частота	Гц	50/60	50/60	50/60
Номинальный ток сборных шин	А	До 4000	4000	2500
Ток допустимый: КЗ пиковий	кА кА	До 50 До 125	40 100	25 63
Номинальный ток выключателя	А	630	630	630
		1250	1250	1250
		1600	1600	1600
		2000	2000	2000
		2500	2500	2500
		3150	3150	—
		3600	3600	—
		4000	4000	—
Ток стойкости к внутренней дуге	кА/с	До 50	40	25

1. Ячейки КРУ – шкафы бронированного типа (см. рис. 2.35), разделенные стальными перегородками на три изолированных высоковольтных отсека (в ячейке с силовым выключателем это отсеки силового выключателя, сборных шин и кабельных присоединений с измерительными трансформаторами). Имеется также релейный отсек, в котором размещают блок микропроцессорных защит и цепи вторичной коммутации и междушкафных соединений.

2. Каждый из высоковольтных отсеков имеет свой канал сброса продуктов горения открытой дуги при его возникновении в одном из

отсеков (клапаны сброса давления расположены на крышке шкафа). В настоящее время ведущие мировые производители гарантируют стойкость к открытой дуге 50 кА в течение 1 с с локализацией дуги в пределах поврежденного отсека (в соответствии с ГОСТ 14693–90 достаточно обеспечить локализацию открытой электрической дуги в пределах шкафа или монтажной единицы (группы шкафов, имеющих общий отсек и электрические связи по линейным выводам) на время не более 0,2 с).

3. Ячейки КРУ принципиально допускают одностороннее обслуживание, несмотря на уменьшенные (по сравнению с предыдущими модификациями) массогабаритные характеристики.

4. Возможна установка (по опросному листу) как вакуумных, так и элегазовых силовых выключателей в выкатном исполнении.

Современные КСО (модульные шкафы, рис. 2.36) также существенно отличаются от предыдущих модификаций (разработки 60-х и 80-х гг. прошлого века):

1. Рабочие параметры (номинальный ток сборных шин – до 1250 А, отключающая способность выключателей – до 25 кА) позволяют применять современные КСО в том числе и в центрах питания.

2. За счет использования в качестве шинных разъединителей и заzemлителей трехпозиционных элегазовых аппаратов управления имеют существенно меньшие габариты.

3. В настоящее время применяют как вакуумные, так и элегазовые выключатели в стационарном и выкатном исполнении.

4. Изолирован от других высоковольтных отсеков лишь отсек сборных шин. При этом межшкафные перегородки в нем также отсутствуют, т. е. внутренняя дуга локализуется в границах шкафа или монтажной единицы (секции).

КРУЭ внутренней установки в системах электроснабжения 6(10)–35 кВ. В настоящее время КРУЭ для первичного и вторичного распределения электроэнергии практически идентичны параметрам КРУ и КСО с воздушной изоляцией. При этом указанное оборудование имеет ряд несомненных преимуществ.

1. Существенное снижение массогабаритных характеристик (за счет уменьшения изоляционных промежутков в элегазе по сравнению с воздушной изоляцией).

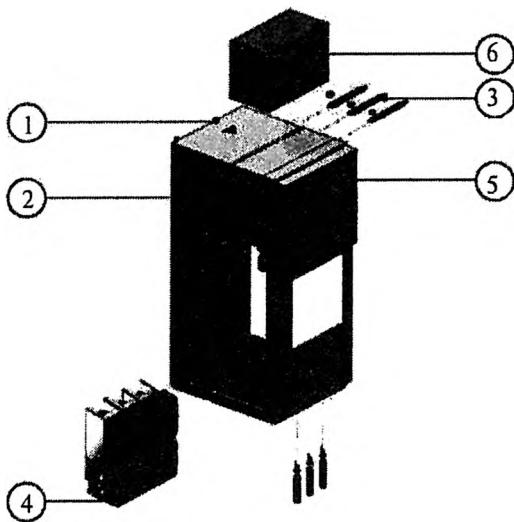


Рис. 2.36. Компоновка камеры КСО типа SMV с вакуумным выключателем EVOIS (630 A, 25 кA) концерна Schneider Electric:
 1 – корпус ячейки; 2 – шинный разъединитель;
 3 – сборные шины; 4 – выключатель; 5 – низковольтный отсек;
 6 – дополнительный низковольтный отсек

2. Минимум обслуживания, поскольку открытые токоведущие части РУ и коммутационные аппараты на весь нормативный срок эксплуатации (25 лет) помещены в герметично запаянный и заземленный бак с элегазом. Таким образом, обслуживанию (осмотру) подлежат лишь привода аппаратов защиты и управления, блоки РЗА и кабельные присоединения.

3. Меньшая стоимость оборудования по сравнению с аналогичными техническими решениями на базе КРУ и КСО.

Для оборудования серии ZX (рис. 2.37) возможно как моноблоочное исполнение, так и комплектация секций КРУЭ из отдельных функциональных присоединений посредством изолированных внешних шин.

Вторичное распределение электроэнергии на базе КРУЭ осуществляется, как правило, в моноблоочном исполнении.

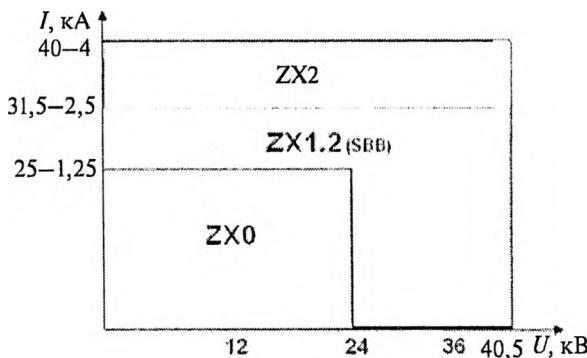


Рис. 2.37. Технические характеристики КРУЭ типа ZX производства концерна «АББ»

Оборудование на 6(10) кВ представляет собой моноблоки (рис. 2.38) на два, три либо четыре функциональных присоединения, ток сборных шин 630 А. Функция V – вакуумный силовой выключатель (200 А, 16 кА) в комбинации с заземляющим разъединителем и блоком энергонезависимой релейной защиты, функция С – трехпозиционный ВН с номинальным рабочим током 630 А (коммутационный ресурс до 100 отключений номинального тока), функция De – прямой кабельный ввод с заземлением, функция F – трехпозиционный ВН в комбинации с плавкими вставками.

Данное оборудование позволяет комплектовать секции РУ из отдельных функциональных присоединений в любой комбинации как в моноблочном исполнении (до пяти присоединений в одном баке с элегазом), так и посредством ихстыковки через изолированные внешние шины (630 либо 1250 А).

Функциональные присоединения с элегазовой изоляцией представлены на рис. 2.39 (С – трехпозиционный ВН (номинальный ток $I_{\text{ном}} = 630 \text{ A}$); De – прямой кабельный ввод с заземлением; D – прямой кабельный ввод; F – трехпозиционный ВН в комбинации с плавкими вставками; V – вакуумный выключатель ($I_{\text{ном}} = 200 \text{ A}$ либо $I_{\text{ном}} = 630 \text{ A}$, отключающая способность – до 21 кА) с заземляющим разъединителем и блоком энергонезависимой релейной защиты; СВ – вакуумный выключатель VD4 (1250 А, 25 кА) с заземляющим разъединителем и

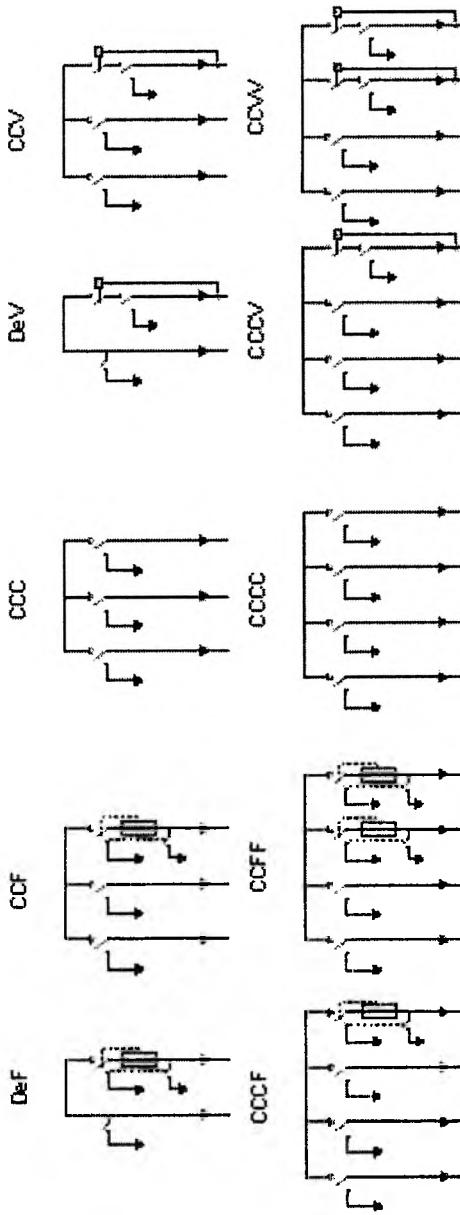


Рис. 2.38. Типовые моноблоки серии RMU SafeRing производства концерна «АББ»

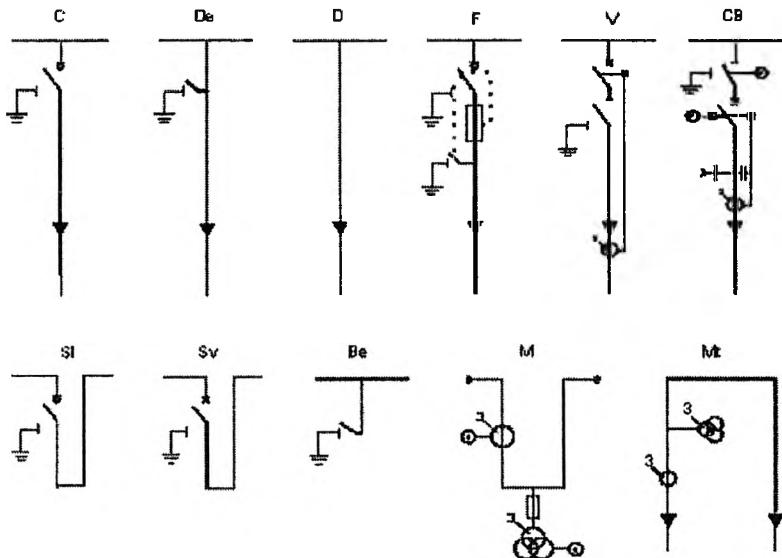


Рис. 2.39. Серия Safeplus КРУЭ концерна «АББ»

блоком релейной защиты (необходим источник оперативного тока; применяется в качестве ячейки ввода); SI – секционная ячейка с ВН; Sv – секционная ячейка с вакуумным выключателем; Be – ячейка заземления сборных шин).

Измерение первичных токов и напряжений осуществляется посредством подключения к КРУЭ ячеек М и Mt (см. рис. 2.39) с воздушной изоляцией (подключение кабелем или через внешние изолированные шины).

Данное оборудование получило достаточно широкое распространение в России на трансформаторных подстанциях промышленных предприятий.

2.6. Масляные герметичные трансформаторы и сухие трансформаторы внутренней установки

В масляных герметичных трансформаторах (ТМГ) осуществлен ряд технических решений, существенно увеличивающих их надежность.

Трансформаторы изготавливаются в герметичном исполнении, в гофрированных баках с полным заполнением маслом, без маслорасширителя и без воздушной или газовой подушки. Температурные колебания объема масла компенсируются упругой деформацией гофров бака трансформатора. Контакт масла с окружающей средой полностью отсутствует. Это значительно улучшает условия работы масла, исключает его увлажнение, окисление и шламообразование. Трансформаторное масло перед заливкой в трансформатор дегазируется, заливка его в бак производится при температуре 40 ± 20 °С в специальной вакуум-заливочной камере при глубоком вакууме, что намного увеличивает электрическую прочность изоляции трансформатора.

Благодаря указанным особенностям конструкции трансформаторов ТМГ масло в них (в отличие от трансформаторов с расширителем типа ТМ и трансформаторов с азотной подушкой ТМЗ) практически не меняет своих свойств в течение всего срока службы. Поэтому производить отбор масла в трансформаторах ТМГ не требуется. При эксплуатации герметичных трансформаторов ТМГ избыточное давление в баках не превышает $0,18\text{--}0,23$ кгс/см², в то время как в герметичных трансформаторах с азотной подушкой типа ТМЗ давление достигает $0,75$ кгс/см².

Перед запуском в серийное производство гофрированные баки трансформаторов подвергаются механическим испытаниям на цикличность (10 000 циклов на воздействие максимального и минимального давлений) для подтверждения ресурса работы 25 лет.

Трансформаторы ТМГ практически не требуют расходов на предпусковые работы и на их обслуживание при эксплуатации, не нуждаются в профилактических ремонтах и ревизиях в течение всего срока эксплуатации.

Трансформаторы ТМ и ТМЗ кроме текущего обслуживания и систематического проведения испытаний масла нуждаются в плановых ремонтах. Для поддержания в трансформаторах ТМЗ давления не менее $0,2$ кгс/см² также требуется систематическая подкачка азота, так как происходит снижение давления азота даже при полной герметизации за счет поглощения азота маслом.

Следует отметить, что в настоящее время герметичные распределительные трансформаторы на 6(10) кВ в гофрированных баках

Таблица 2.4

**Основные параметры трансформаторов типа ТМГ
(**«ЭЛЕКТРОЩИТ ТМ-Самара»**)**

Номи- нальная мощ- ность, кВ·А	Сочетание напряже- ния, кВ		Схема и группа соедине- ния об- моток	Потери, Вт		Напря- жение коротко- го замы- кания, %	Ток холо- стого хода, %
	ВН	НН		холостого хода	коротко- го замы- кания		
25	6,0 10,0	0,4	Y/Yn ₀ Δ/Yn ₁₁	110	600	4,5	2,7
40	6,0 10,0	0,4	Y/Yn ₀ Δ/Yn ₁₁	150	880	4,5	2,6
63	6,0 10,0	0,4	Y/Yn ₀ Δ/Yn ₁₁	220	1280	4,5	2,4
100	6,0 10,0	0,4	Y/Yn ₀ Δ/Yn ₁₁	290	1980	4,5	2,2
160	6,0 10,0	0,4	Y/Yn ₀ Δ/Yn ₁₁	410	2650	4,5	2,0
250	6,0 10,0	0,4	Y/Yn ₀ Δ/Yn ₁₁	550	3700	4,5	1,9
400	6,0 10,0	0,4	Y/Yn ₀ Δ/Yn ₁₁	830	5500	4,5	1,8
630	6,0 10,0	0,4	Y/Yn ₀ Δ/Yn ₁₁	1050	7600	5,5	1,6
1000	6,0 10,0	0,4	Y/Yn ₀ Δ/Yn ₁₁	1550	10 800	5,5	1,2
1600	6,0 10,0	0,4	Y/Yn ₀ Δ/Yn ₁₁	1950	16 500	6,0	1,0
2500	6,0 10,0	0,4	Y/Yn ₀ Δ/Yn ₁₁	3400	25 000	6,0	0,8

мощностью до 2500 кВ·А широко распространены в мире. Основные параметры трансформаторов типа ТМГ представлены в табл. 2.4.

Регулирование коэффициента трансформации осуществляется переключением без возбуждения (ПБВ) на стороне высокого напряжения в пределах $\pm 2 \times 2,5\%$ номинального значения.

Зачастую организаций, эксплуатирующие трансформаторы разных типов (ТМ, ТМГ), закладывают одинаковые нормы расходов на содержание данного оборудования, что принципиально неверно. Расходы на обслуживание трансформаторов типа ТМ за период эксплуатации 20 лет дополнительно составят: мощностью 25–50 кВА – 40 % стоимости; мощностью 400–1000 кВ·А – 63 % стоимости (от предпусковой подготовки до капитального ремонта, включающего в себя ревизию, сушку и замену масла). Трансформаторы типа ТМГ практически необслуживаемые.

Требование по «необслуживаемости» актуально для снижения эксплуатационных затрат и влияния человеческого фактора. В связи с этим в России увеличивается спрос на сухие трансформаторы (рис. 2.40). Благодаря простоте монтажа и обслуживания, малым эксплуатационным расходам, экологичности и пожаробезопасности данный тип оборудования находит все большее применение. Россий-

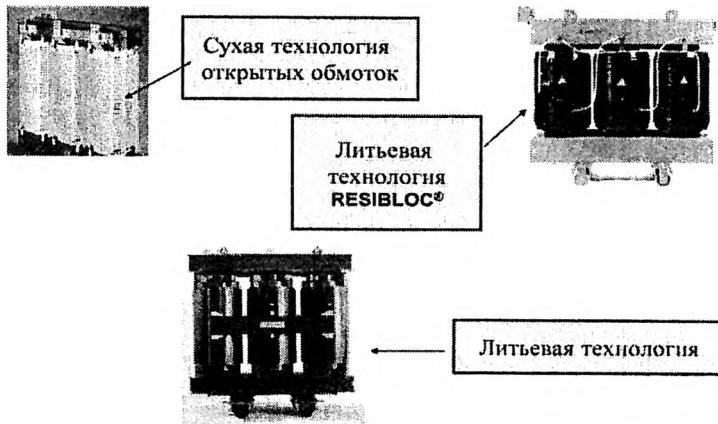


Рис. 2.40. Основные типы сухих распределительных трансформаторов

ский рынок сухих трансформаторов в настоящее время составляет примерно 30 000 штук в год. При выборе сухого трансформатора необходимо принимать во внимание особенности изготовления его обмоток.

Существует минимум три технологии:

- Заливка обмотки высокого напряжения распределительного трансформатора 6(10)/0,4 кВ изоляционным компаундом с вакуумировкой — наиболее дешевая в производстве и поэтому широко распространенная технология. Это так называемые трансформаторы с литой изоляцией.
- Запатентованная технология RESIBLOC концерна «АББ» — межслоевая изоляция обмотки ВН выполняется в виде стекложгута, пропитанного эпоксидным связующим составом (без вакуумировки). Обмотки НН и ВН соединены в один блок, а в обмотке ВН имеются вертикальные каналы охлаждения.
- Открытые обмотки — это так называемые трансформаторы с воздушно-барьерной изоляцией. Витковая изоляция обмотки ВН выполняется стеклошелком и пропитывается изоляционным составом в вакуумной камере.

Все эти технологии принципиально отличаются, и, как следствие, трансформаторы имеют существенно разные эксплуатационные характеристики.

Перегрузочная способность. Сухие трансформаторы с литой изоляцией, вследствие того что обмотка ВН находится в «рубашке» из компаунда, чувствительны к длительным послеаварийным перегрузкам. Были ситуации, когда такие трансформаторы отключались в жару, даже не будучи нагруженными до номинальной мощности. На практике сухие трансформаторы с литой изоляцией выбирают так, чтобы в двухтрансформаторной подстанции коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме не превышал 0,5 (тогда в послеаварийном режиме трансформатор выходит на номинальную мощность).

Примерно такая же ситуация с перегрузочной способностью трансформаторов RESIBLOC.

Трансформаторы с открытыми обмотками (когда обмотки ВН изготовлены медным проводом) допускают длительную перегрузку на 20 % номинальной мощности. Поэтому при перегрузках либо работе

трансформатора в стесненных условиях (например, в БКТП) и при высокой температуре окружающего воздуха этот вопрос становится очень актуальным.

Следует отметить, что для повышения перегрузочной способности любых сухих трансформаторов имеется апробированное решение: установка на раме трансформатора специальных вентиляторов (предлагаемых производителями как опция).

Вентиляторы включаются по команде от блока тепловой защиты трансформатора и обеспечивают его работу с перегрузкой 25–40 %. Это достаточно затратное решение (стоимость трансформатора может возрасти до 20 %). Кроме того, вентиляторы имеют ограниченный ресурс работы (примерно в пять раз меньше, чем эксплуатационный ресурс самого трансформатора).

Температура хранения и эксплуатации. Сухие трансформаторы с открытыми обмотками могут эксплуатироваться, а также транспортироваться и храниться при температуре окружающей среды от –60 до +55 °C.

Трансформаторы RESIBLOC рассчитаны на диапазон температур хранения и эксплуатации от –60 до +40 °C (транспортировка при температуре не ниже –40 °C).

Трансформаторы с литой изоляцией эксплуатируются в диапазоне температур от –25 до +40 °C (у некоторых производителей – от –40 до +40 °C). Имеется информация о том, что трансформаторы с литой изоляцией эксплуатируются в Сибири при –40 °C. Но проблемы нет, пока она не возникнет. Трансформатор рассчитан на внутреннюю установку, и если на улице –40 °C, то в камере трансформатора (с учетом тепловых потерь) может быть и –5 °C.

При снижении температуры окружающего воздуха сверх допустимых пределов возможно, что при включении трансформатора возникнут трещины на «рубашке» изоляции ВН. Завод-производитель в такой ситуации может не признать случай гарантийным. Подобные проблемы возникают и после длительной перевозки (и хранения) оборудования в зимних условиях.

Российский рынок стремится повторить опыт Европы, демонстрируя тенденцию замещения большей части масляного оборудования трансформаторами с литой изоляцией.

Перечень приемо-сдаточных испытаний в соответствии с ГОСТ Р 52719–2007, которым должен быть подвергнут каждый трансформатор:

1. Проверка коэффициента трансформации и группы соединения обмоток.

2. Испытание электрической прочности изоляции.

3. Проверка потерь и тока холостого хода.

4. Проверка потерь и напряжения короткого замыкания.

5. Измерение сопротивления обмоток постоянному току.

6. Измерение диэлектрических параметров изоляции.

Данный стандарт регламентирует необходимый состав испытаний оборудования, что позволяет покупателю оценить оборудование на этапе приемки. При выборе оборудования стоит уделить особое внимание сравнению заявленных в каталоге характеристик с характеристиками в протоколе испытаний оборудования, прилагаемом к паспорту на изделие.

Трансформатор необходимо выбирать с учетом следующих параметров:

1. Потери холостого хода и короткого замыкания.

2. Уровень шума.

3. Экологичность и пожаробезопасность (соответствие стандартам МЭК: класс С2 – по климатическому исполнению, класс Е2 – по воздействию окружающей среды, класс F1 – по огнестойкости).

4. Массогабаритные размеры.

5. Комплектность, упаковка и условия транспортировки.

2.7. Токопроводные системы с воздушной и полимерной изоляцией и шинопроводы для сетей переменного тока

В настоящее время при проектировании и строительстве электроустановок высоких мощностей (более 1 МВ·А) для передачи электроэнергии стараются минимизировать стоимость материалов и монтажных работ.

Ранее для передачи электроэнергии применялись кабельные системы, которые отличались техническими характеристиками: номинальным напряжением, сечением проводящей жилы, длительно до-

пустимым током, термической стойкостью жилы и др. На современном этапе развития промышленности и электроустановок требуется передавать токи в диапазоне от 40 А (светильник и маломощные потребители) до 40 000 А (энергоблоки генератор–трансформатор). Такой широкий спектр нагрузок (потребителей) вызывает необходимость оптимизации как трасс прокладки, так и электропроводников.

В настоящее время на электротехническом рынке предлагают следующие варианты проводников:

проводы (одножильные, многожильные);

кабель (одножильный, многожильный);

токопроводы с воздушной и полимерной изоляцией (на напряжения до и более 1000 В).

Основные термины и определения представлены в «Правилах устройства электроустановок», в разделе 2.2 «Токопроводы напряжением до 35 кВ». Согласно этому разделу токопровод — устройство, предназначенное для передачи и распределения электроэнергии и состоящее из неизолированных или изолированных проводников и относящихся к ним изоляторов, защитных оболочек, ответвительных устройств, поддерживающих и опорных конструкций.

По основным техническим характеристикам токопроводы можно разделить на две группы: токопроводы до 1000 В (шинопроводы) и токопроводы более 1000 В.

Токопроводы более 1000 В (рис. 2.41) применяют на энергетических объектах различных уровней распределения электроэнергии: генерирующих станциях (ТЭЦ, АЭС, ГЭС), РУ110–500 кВ, РУ6(10) кВ, трансформаторных подстанциях 500/330/220/110/6(10) кВ, насосных станциях высокой мощности. На перечисленных объектах токопроводы применяются для соединения генераторов с силовыми повышающими трансформаторами, понижающими силовых трансформаторов и автотрансформаторов с обмотками низкого напряжения 6(10) кВ с РУ6(10) кВ подстанций и РУ 6(10) кВ с насосами, расположенными на территории насосной станции (очистные сооружения, станции пресной воды).

Основные технические характеристики токопроводов более 1000 В (табл. 2.5):

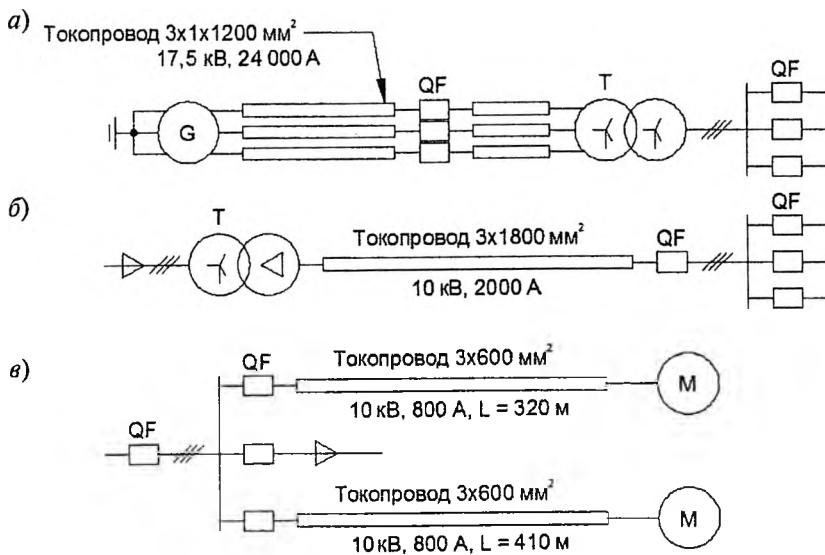


Рис. 2.41. Варианты использования токопроводов напряжением более 1000 В

Таблица 2.5

Основные производители и технические характеристики токопроводов более 1000 В

Марка производителя токопровода	Область применения	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток проводников, А
Siemens, АББ, «Невский завод Электрощит» и др.	Генерирующие установки	3–36	1000–33 000
Siemens, АББ, LS и др.	РУ высокого напряжения	3–500	600–3000
Siemens, АББ, «АБС-Холдинг», LS-Cable, SIS и др.	РУ среднего напряжения	3–24	600–24 000

- Номинальное напряжение изоляции 3–500 кВ.
- Номинальный ток 600–33 000 А.
- Материал проводника – медь, алюминий.
- Тип изоляции – воздух, полимерные материалы, элегаз.
- Удельное электрическое сопротивление – рабочее, петли фаза–ноль.
- Степень защиты проводников (код IP) – IP54, IP65.
- Ток термической стойкости 20–65 кА.
- Ток динамической стойкости 25–200 кА.
- Перегрузочная способность – время, процент перегрузки.

Токопроводы с воздушной и элегазовой изоляцией могут выполняться как трехпроводными в одном корпусе (рис. 2.42), так и однопроводными в одном корпусе (рис. 2.43). При исполнении токопроводов по одному проводнику в корпусе токи динамической стойкости значительно выше аналогичных токопроводов трехфазного исполнения.

Для электроустановок напряжением менее 1000 В вводится понятие «шинопровод» – жесткий токопровод до 1 кВ заводского изготовления, поставляемый комплектными секциями (ПУЭ, 7-е изд., разд. 2.2).

По области применения шинопроводы следует подразделять на следующие группы:

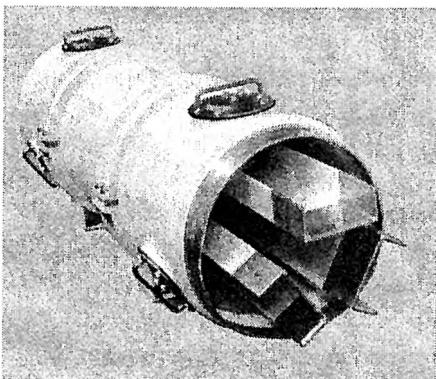


Рис. 2.42. Токопровод трехфазного исполнения с воздушной изоляцией

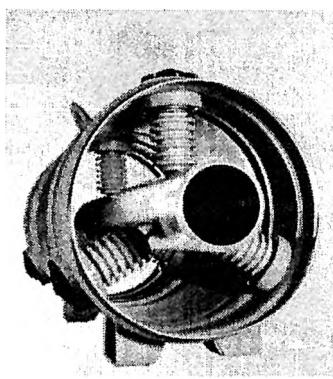


Рис. 2.43. Токопровод однофазного исполнения с воздушной изоляцией

- 1) магистральные, предназначенные в основном для присоединения к ним распределительных шинопроводов и силовых распределительных пунктов, щитов и отдельных мощных электроприемников;
- 2) распределительные, предназначенные в основном для присоединения к ним электроприемников;
- 3) троллейные, предназначенные для питания передвижных электроприемников;
- 4) осветительные, предназначенные для питания светильников и электроприемников низкой мощности.

При проектировании токопроводных и шинопроводных систем руководствуются действующими нормативными документами:

1) ПУЭ:

- раздел 2.2 «Токопроводы напряжением до 35 кВ. Область применения, определения»;
- раздел 3.1, пункты 15, 16, 19 (6-е изд.);
- раздел 6.1, пункт 33 (7-е изд.);
- раздел 6.2, пункт 7 (7-е изд.);
- раздел 7.1, пункт 34 (6-е изд.);
- глава 7.3, пункты 92, 119, 128, 129, 130 (6-е изд.);
- глава 7.4, пункты 43, 44 (6-е изд.);

2) ГОСТ Р МЭК 60570–99 «Шинопроводы для светильников»;

3) ГОСТ 28668.1–91 «НКУ распределения и управления. Частные требования к системам сборных шин»;

4) ГОСТ 6815–79 (соответствует МЭК 439-2–87) «Шинопроводы магистральные и распределительные переменного тока на напряжение до 1000 В».

Шинопроводы для электроустановок до 1000 В изготавливаются с полимерной либо воздушной изоляцией. Шинопроводы с воздушной изоляцией по габаритным размерам уступают шинопроводам с полимерной изоляцией.

Опыт монтажа и эксплуатации показал, что при токовых нагрузках более 2000 А и распределении мощности по потребителям, расположенным на значительных площадях или в высотных зданиях, экономически выгодно выполнять проводники не кабельными отрезками, а с применением шинопроводных систем.

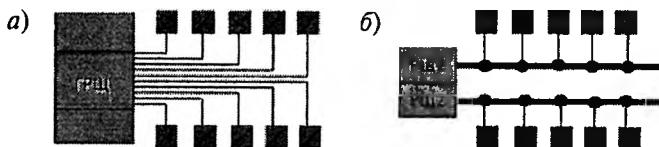


Рис. 2.44. Пример распределения электроэнергии кабелями (а) и шинопроводами (б)

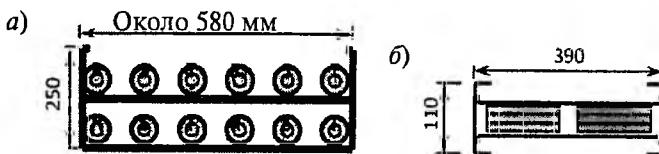


Рис. 2.45. Сечение трасс кабельных (а) и шинопроводных (б) систем

На рис. 2.44 представлена схема распределения электроэнергии по потребителям двумя способами: с помощью кабелей (классический вариант, см. рис. 2.44, а) и с помощью шинопроводов (см. рис. 2.44, б). Для подключения потребителей с помощью кабелей к источнику питания необходимо проложить отдельные отрезки кабелей от источника до каждого потребителя. При применении шинопроводов для питания потребителей выполняется прокладка одной (двух) линий шинопроводов, от которых с помощью ответвительных коробок, установленных вблизи потребителя, запитывается нагрузка. При этом участки кабелей значительно сокращаются и уменьшается время монтажа проводников по территории объекта. Еще одним «плюсом» шинопроводных систем является их компактность, при кабельной прокладке трасс по территории объекта требуется устанавливать опорные конструкции для кабелей из лотков (ширина 400–600 мм, от одного до восьми ярусов). При использовании шинопроводов пространство, занимаемое под трассу, значительно меньше (рис. 2.45).

Основные технические характеристики шинопроводов:

1. Номинальное напряжение изоляции – до 1000 В.
2. Номинальный ток 25–7500 А.
3. Материал проводника – медь, алюминий.
4. Тип изоляции – воздух, полимерные материалы.

5. Удельное электрическое сопротивление – рабочее, петли фаза–ноль.

6. Степень защиты проводников (код IP) – IP54, IP65.

7. Ток термической стойкости 20–65 кА.

8. Ток динамической стойкости 25–200 кА.

9. Перегрузочная способность – время, процент перегрузки.

Производители шинопроводов, наиболее часто встречающихся на российском рынке, представлены в табл. 2.6.

Таблица 2.6

Наиболее распространенные на российском рынке производители шинопроводов

Производитель	Диапазон номинальных токов, А	Материал проводников	Степень защиты
EAE, Турция	25–40 (серия E-Line DL)	Медь	IP55
	25–63 (серия E-Line KAM/KAP)	Медь	IP55
	160–800 (серия E-Line KO)	Алюминий, медь	IP40, IP55
	800–6300 (серия E-Line KB)	Алюминий, медь	IP55
BBI, Италия	25–40 (серия Mistral)	Медь	IP55
	63–400 (серия System)	Алюминий, медь	IP55
	630–5000 (серия Impact)	Алюминий, медь	IP55, IP56, IP66
LS-Cable, Южная Корея	160–400 (серия Mini-Way)	Алюминий, медь	IP54, IP65
	600–7500 (серия Ex-Way)	Алюминий, медь	IP54, IP65
Schneider Electric, Франция	20, 40 (серия KBA, KBB)	Медь	IP54
	40–100 (серия KN)	Медь	IP41, IP54
	100–800 (серия KS)	Алюминий	IP40, IP50, IP54
	800–4000 (серия KT)	Алюминий	IP52, IP54
ШМА, Россия	1250–4000 (серия ШМА4)	Алюминий	IP44
	1250–3200 (серия ШМА5)	Алюминий	IP44

Как указывалось ранее, шинопроводы изготавливаются либо с полимерной, либо с воздушной изоляцией.

На рис. 2.46 представлена конструкция одного из производителей шинопроводов – компании LS-Cable (Южная Корея). Корпус шинопровода, имеющий форму радиатора, изготовлен из алюминия, проводники – из меди или алюминия, в качестве межфазной изоляции используется многослойная пленка с высокой устойчивостью к температурам выше нормальной температуры эксплуатации. Это свойство изоляционного материала позволяет обеспечить изоляцию в режиме перегрузки проводника и во время пожара. Кроме того, изоляционная пленка имеет большое значение теплопроводности, что обеспечивает отвод тепла из внутренней области проводников, а значит, температурный режим.

Каждый производитель шинопроводов имеет свою типовую линейку конфигураций проводников: прямолинейный элемент, вертикальный угол, горизонтальный угол, модуль подключения шинопровода к главному распределительному щиту, модуль подключения шинопровода к силовому трансформатору, ответвительные коробки с различными номиналами силовых выключателей (от 10 до 1200 А) и др.

Наибольшее распространение шинопроводы получили в цехах с распределенной нагрузкой и на трансформаторных подстанциях для соединения силовых трансформаторов с распределительным устройством низкого напряжения (РУНН). Ранее для подключения РУНН к силовому трансформатору использовали кабель (до 1500 А) или шинные сборки (более 1500 А), в настоящее время для подключения используют шинопровод, участок силовой трансформатор – РУНН называют «шинный мост».

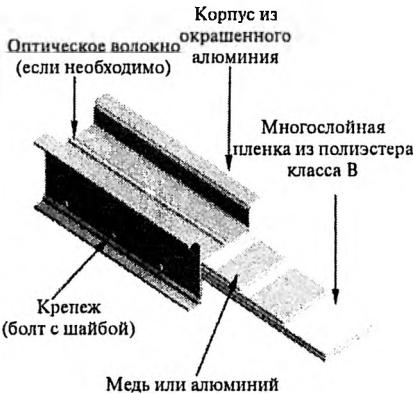


Рис. 2.46. Конструкция шинопровода (LS-Cable, Южная Корея)

3. ВЫСОКОВОЛЬТНОЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ. КОНСТРУКЦИИ И СХЕМЫ ВКЛЮЧЕНИЯ

3.1. Токоведущие части высоковольтного оборудования

К токоведущим частям высоковольтного оборудования относят шины, изоляторы и кабели.

Шины. В распределительных устройствах напряжением более 1000 В применяют шины из меди, алюминия и стали, имеющие круглое, прямоугольное или коробчатое сечение.

Как правило, в распределительных устройствах используют алюминиевые шины. В закрытых установках напряжением до 35 кВ устанавливают алюминиевые шины прямоугольного (плоского) сечения; в открытых установках шины выполняют круглыми многопроволочными сталеалюминиевыми проводами или алюминиевыми трубами.

В зависимости от значения тока шины собирают по одной, две, три полосы в одном пакете на фазу. Зазор между шинами в пакете обычно выбирают равным толщине шины.

Для токов, больших 3000 А, применяют шины коробчатого сечения, допускающие высокие плотности тока, чем шины других форм. Шину фазы А окрашивают в желтый цвет, В — в зеленый и С — в красный. При монтаже плоские и коробчатые шины каждой фазы делят на жесткие участки, соединяемые гибкими перемычками — компенсаторами. Среднюю точку каждого жесткого участка шин между двумя компенсаторами глухо закрепляют на изоляторе. На других изоляторах на шинодержатели ставят приспособления для продольного перемещения шин, вызываемого изменением их температуры. Для предохранения контактных соединений от окисления шины не должны иметь температуру более 70 °С.

Изоляторы и линейные вводы. Токоведущие части электроустановок крепят и изолируют друг от друга и от земли при помощи изоляторов. Для электроустановок напряжением более 1000 В изоляторы изготавливаются из фарфора, так как он обладает высокой механической и электрической прочностью и достаточной теплоемкостью.

Изоляторы делят на подвесные, аппаратные, опорные, проходные.

Подвесные изоляторы предназначаются для крепления проводов воздушных линий.

Опорные изоляторы типа ОФ на 6–35 кВ служат для крепления шин и аппаратуры распределительных устройств. Они имеют овальное, круглое или квадратное основание. Металлические части (арматура), предназначенные для крепления изоляторов, размещают снаружи фарфорового корпуса или внутри арматуры в виде фасонных гаек. Опорные изоляторы наружных установок изготавливают опорно-штыревыми типа ОНШ на 10–35 кВ и опорно-стержневыми типа ОНСМ на 10–110 кВ. Для повышения электрической прочности эти изоляторы выполняют с более развитой, чем у изоляторов для внутренней установки, поверхностью.

Проходные изоляторы (для внутренних и наружных установок) предназначены для вывода токоведущих частей из зданий и для прокладки шин через стены и перекрытия. Наибольшее применение имеют проходные изоляторы внутренней и наружной установки с токоведущими стержнями круглого и прямоугольного сечений на напряжение 6–35 кВ и токи 250–1600 А, используемые в распределительных устройствах.

Маслонаполненные вводы предназначаются для вывода проводов высокого напряжения из баков трансформаторов, высоковольтных выключателей или прохода проводов высокого напряжения через стены зданий. Вводы изготавливают на напряжение от 110 до 1000 кВ и токи до 2000 А и имеют, например, обозначения: ГБМЛ-110/1000 – герметичный, с бумажно-масляной изоляцией, на напряжение 110 кВ, ток 1000 А; БМЛ-110/1000 – негерметичный, с бумажно-масляной изоляцией, линейный, на напряжение 110 кВ, ток 1000 А.

3.2. Высоковольтные аппараты

К высоковольтным аппаратам относят разъединители, короткозамыкатели и отделители, плавкие предохранители, выключатели с приводами и т. д.

3.2.1. Разъединители

Разъединители используют в системах электроснабжения напряжением более 1000 В для разъединения и переключения участков сети, находящихся под напряжением. Разъединители создают необходимый

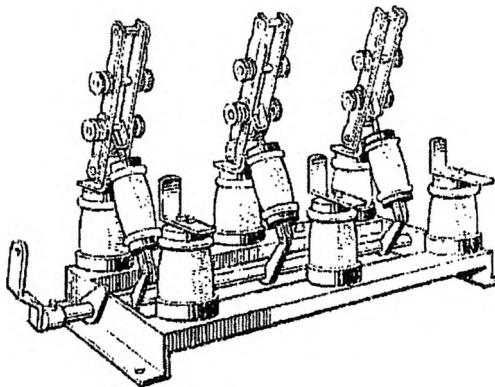


Рис. 3.1. Трехполюсный разъединитель
внутренней установки типа РВ-10/600

видимый разрыв электрической цепи, требуемый условиями эксплуатации электроустановок.

По условиям техники безопасности при ремонте оборудования распределительных устройств в токоведущих частях электроустановки со всех сторон, откуда может быть подано напряжение, должен быть виден разрыв цепи. Указанное требование выполняется установкой разъединителей в распределительных устройствах.

Разъединители не имеют специальных устройств для гашения дуги. Отключение разъединителем высоких токов может вызвать опасное короткое замыкание между фазами из-за возникшей электрической дуги. Поэтому разъединители снабжают блокировкой, предохраняющей от отключения тока нагрузки.

Разъединителями допускается отключать ток холостого хода трансформаторов (10 кВ – мощностью до 750 кВ·А; 20 кВ – мощностью до 6300 кВ·А; 35 кВ – мощностью до 20 000 кВ·А, 110 кВ – мощностью до 40 500 кВ·А), ток заземления, токи нейтралей трансформаторов и дугогасящих катушек, уравнительный ток линии (при разности напряжений не более 2 %), ток замыкания на землю (не превышающий 5 А при 35 кВ и 10 А при 10 кВ), а также невысокие зарядные токи воздушных и кабельных линий.

Разъединители подразделяют на разъединители внутренней и наружной установки. Разъединители внутренней установки выполняют однополюсными и трехполюсными. Общий вид трехполюсного разъединителя для внутренней установки типа РВ-10/600 представлен на рис. 3.1. Разъединители наружной установки, например РЛНД-35 и РЛНД-110, с одним и двумя заземляющими ножами изготавливают

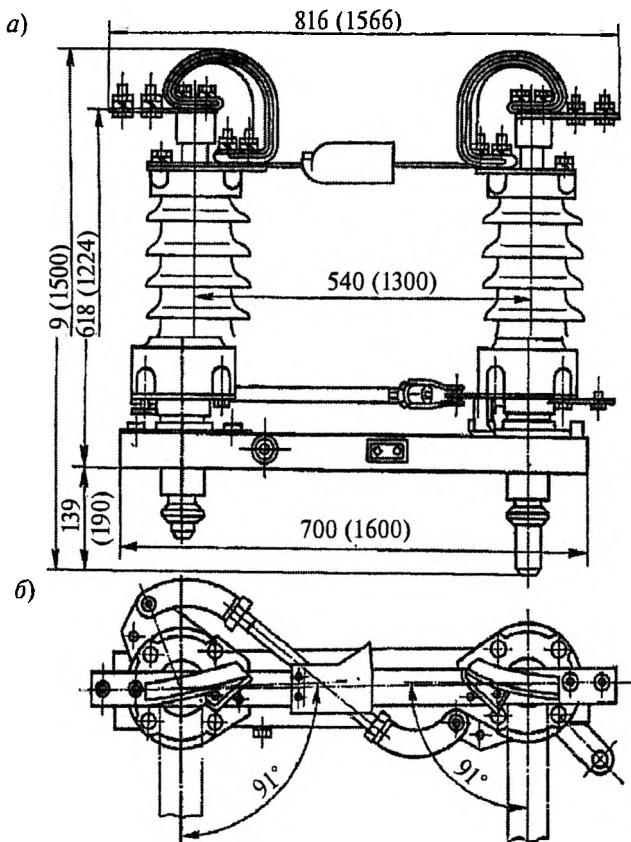


Рис. 3.2. Разъединитель наружной установки РЛНД-35 (размеры без скобок) и РЛНД-110 (размеры в скобках):
а – вид сбоку; б – вид сверху

с повышенной механической прочностью, с отдельными полюсами горизонтально-поворотного типа, которые управляются вращением одного или двух изоляторов, связанных тягами (рис. 3.2).

Для управления трехполюсными разъединителями внутренней установки на 6(10) кВ до 1000 А применяют ручные приводы типа ПР-2, на 1000–2000 А – ручные приводы ПР-3, на 3000–7000 А – червячные приводы ПЧ-50. Для дистанционного управления используют электродвигательные приводы МРВ или ПДВ.

Применявшиеся для управления разъединителями наружной установки приводы типа ПРИ, ПДН, а также пневматические приводы могут использоваться и для внутренних установок.

3.2.2. Короткозамыкатели

Короткозамыкатели – это аппараты, предназначенные для искусственного создания короткого замыкания в тех случаях, когда ток при повреждениях в трансформаторе может оказаться недостаточным для срабатывания релейной защиты. Короткозамыкатели применяют на подстанциях без выключателей на стороне высшего напряжения. Они предназначены для наружной установки.

Короткозамыкатели типа КЗ-35 на напряжение 35 кВ выполняют в виде двух отдельных полюсов, соединяемых при монтаже в один двухполюсный аппарат. Короткозамыкатели КЗ-35 и КЗ-110 (рис. 3.3) изготавливают в виде однополюсных аппаратов. При включении короткозамыкателя КЗ-35 происходит двухфазное короткое замыкание на землю, а при вклю-

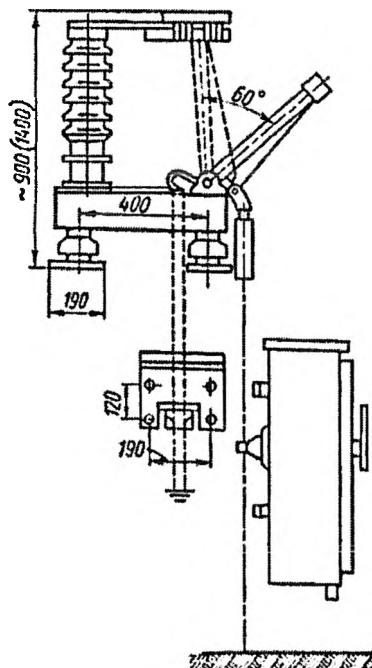


Рис. 3.3. Короткозамыкатель V-35 (размеры без скобок) и КЗ-110 (размер в скобках)

чении короткозамыкателя КЗ-110 или КЗ-220 — однофазное короткое замыкание на землю.

Управление короткозамыкателями осуществляется приводом ШПКМ, который выполняют с двумя реле максимального тока и катушкой отключения. Короткозамыкатель включается автоматически под действием пружинного механизма при срабатывании привода от релейной защиты, отключается вручную.

3.2.3. Отделители

Отделители представляют собой двухколонковые разъединители с ножами заземления (ОДЗ, рис. 3.4) или без ножей (ОД), управляемые общим приводом, размещенным в шкафу (ШПОМ) при напряжении до 110 кВ. Отделители на 220 кВ выполняют в виде трех отдельных полюсов с самостоятельными приводами. Ножи заземлителей типа ЗОН управляются приводами наружной установки ПРНУ-10.

Отключение отделителя производится под действием пружин при срабатывании блокирующего реле или отключающего электромагнита, включение — вручную. Отделитель новой конструкции с элегазовым наполнением типа ОЭ-110 выполняют с автоматическим включением и отключением.

Отделители могут отключать токи намагничивания

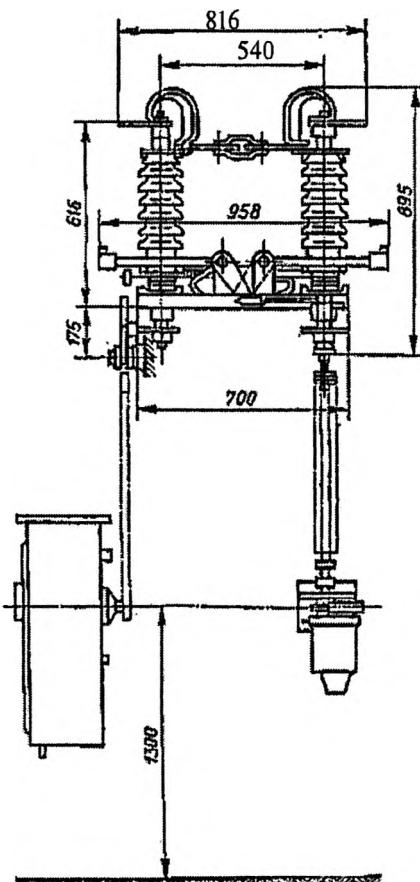


Рис. 3.4. Отделитель ОДЗ-35

трансформаторов мощностью до 16 МВ при напряжении 35 кВ и до 63 МВ·А при напряжении 110 кВ.

Горизонтально установленными трехполюсными отделителями разрешается отключать и включать намагничивающий ток силовых трансформаторов и зарядный ток воздушных и кабельных линий при напряжении 20–35 кВ и наименьшем расстоянии между осями полюсов 2 м. При этом отключаемый намагничивающий ток равен 11 А, зарядный ток – 3,5 А, при напряжении 110 кВ и наименьшем расстоянии 3 м – соответственно 14,5 и 5,0 А.

3.2.4. Плавкие предохранители

Плавкие предохранители автоматически отключают цепи при превышении определенного значения тока. После срабатывания предохранителя необходимо сменить плавкую вставку или патрон, чтобы подготовить аппарат для работы.

Отличительные особенности плавких предохранителей – простота устройства, относительно низкая стоимость, быстрое отключение цепи при коротком замыкании (меньше одного периода), способность предохранителей типа ПК ограничивать ток в цепи при коротком замыкании. Их недостатки: 1) предохранители срабатывают при токе, значительно превышающем номинальный ток плавкой вставки, вследствие чего не гарантируется безопасность отдельных участков цепи; 2) отключение цепи плавким предохранителем вызывает обычно перенапряжение; 3) возможно однофазное отключение и последующий неполнофазный режим.

Несмотря на указанные недостатки, плавкие предохранители широко применяют для защиты силовых трансформаторов невысокой мощности, электродвигателей, распределительных сетей и измерительных трансформаторов напряжения.

Наиболее распространены газогенерирующие предохранители, в которых используют твердые газогенерирующие материалы (например, фибра, винилпласт, борная кислота) и кварцевые (в них патрон с плавкой вставкой заполнен кварцевым песком – материалом, не выделяющим газа под действием высокой температуры дуги).

Газогенерирующие плавкие предохранители выполняют с выхлопом и без выхлопа газа, образующегося в патроне.

Предохранители типа ПСН с выхлопом газа из патрона называют также стреляющими, поскольку срабатывание их сопровождается звуковым эффектом, похожим на ружейный выстрел. Они предназначены для наружной установки в устройствах на номинальное напряжение 35–110 кВ.

При перегорании плавкой вставки предохранителя ПСН-35 (рис. 3.5) проводник вытягивается из патрона, при этом дуга растягивается и приходит в соприкосновение с газогенерирующим материалом. Выделяющиеся газы выбрасывают проводник с высокой скоростью из трубы, что способствует деионизации дугового промежутка и гашению дуги.

Предохранители с кварцевым заполнением изготавливают на напряжение до 220 кВ включительно, номинальные токи до 400 А,

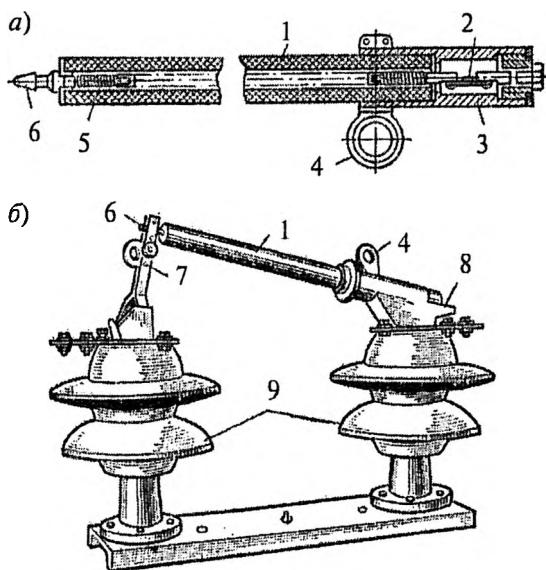


Рис. 3.5. Плавкий предохранитель ПСН-35: а – разрез; б – внешний вид установки; 1 – трубка из газогенерирующего материала; 2 – плавкая вставка; 3 – металлический колпак; 4 – скоба; 5 – гибкий проводник; 6 – наконечник; 7 – рычаг; 8 – держатель; 9 – изоляторы

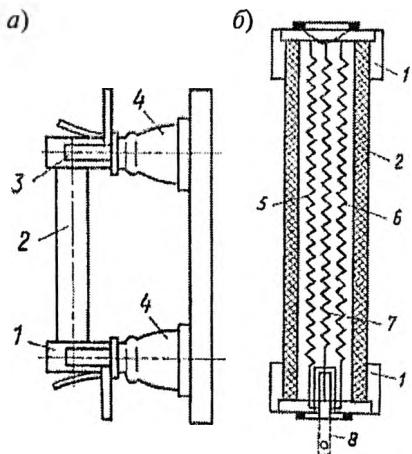


Рис. 3.6. Кварцевый предохранитель ПК на 10 кВ: а – внешний вид установки; б – разрез

с наибольшим значением мощности отклонения до 500 МВ·А. Для защиты силовых цепей предназначены предохранители типа ПК, ПКУ (усиленный), ПСН, ПК-6Н, ПК-10Н (наружной установки), ПКЭ (экскаваторный), для защиты трансформаторов напряжения – ПКТ, ПКТУ.

Патрон предохранителя (рис. 3.6) вставляется латунными колпачками 1 в неподвижные пружинящие контакты 3, укрепленные на опорных фарфоровых изоляторах 4. Патрон представляет собой фарфоровую трубку 2, закрытую с обоих торцов латунными колпачками и заполненную

сухим кварцевым песком. Внутри патрона помещена плавкая вставка, состоящая из нескольких параллельных медных спиралей 5 и 6 с напаянными на них шариками из олова. Помимо плавких вставок в патроне размещена стальная спираль 7, соединенная с якорем указателя срабатывания 8. В момент срабатывания предохранителя стальная спираль также перегорает и освобождает указатель, который выталкивается вниз специальной пружиной.

В кварцевых предохранителях типа ПК, ПКУ, ПКН, ПКЭ для снижения пика перенапряжений применяют плавкие вставки, составленные из медных посеребренных проволочек разных сечений. Для предохранителей ПКТ, ПКТУ используют константановые проволочки. Сначала перегорает вставка меньшего сечения, а затем большего сечения. Это уменьшает длину пробиваемых промежутков (каналов), а следовательно, ограничивается возникающее на предохранителе перенапряжение, которое не должно более чем в 2,5 раза превышать номинальное напряжение.

Предохранители ПКТУ выполняют с добавочным сопротивлением, что обеспечивает их повышенную отключающую способность.

3.2.5. Выключатели переменного тока высокого напряжения в энергосистемах и их номинальные параметры

Современный уровень развития электроэнергетики предъявляет все более высокие требования к надежности и ресурсу электроэнергетического оборудования, и прежде всего к выключателям переменного тока высокого напряжения.

ВВ являются аппаратами защиты присоединений и средством коммутации в сетях напряжением более 1 кВ.

ВВ – наиболее сложные и дорогостоящие коммутационные аппараты открытых и закрытых распределительных устройств и элегазовых комплектных распределительных устройств.

Эксплуатационные требования к ВВ определяются требованиями электроэнергосистемы к функционированию ВВ в конкретной точке электроэнергосистемы.

ВВ предназначены для коммутации как рабочих, так и аварийных токов в течение нормативного срока службы 25–30 лет.

При возникновении КЗ выключатель выдерживает воздействие сквозных токов КЗ и обеспечивает отключение поврежденного участка сети в течение нескольких полупериодов промышленной частоты. При необходимости ВВ должен обеспечить коммутации в цикле АПВ.

В настоящее время к ВВ предъявляются следующие требования: повышение отключающей способности, увеличение коммутационного ресурса, уменьшение массогабаритных показателей, обеспечение пожаробезопасности. Увеличение номинальных напряжений, токов, номинальных токов отключения связано для ВВ с развитием удаленных источников производства электроэнергии и необходимостью передачи ее на все большие расстояния. Требования электроэнергосистем, предъявляемые к ВВ, изложены в ГОСТ Р 52565–2006, в котором учтены основные нормативные положения и рекомендации Международной электротехнической комиссии (МЭК) (МЭК 62271-100, 2001 г.; МЭК 60694, 1996 г.).

Назначение ВВ. Выключатели делят на следующие группы:

1) сетевые ВВ на номинальное напряжение 6 кВ и более (в настоящее время в России используют и до 1150 кВ), применяемые в элек-

трических сетях и предназначенные для пропуска и коммутации тока в нормальных условиях работы цепи и при коротких замыканиях;

2) генераторные на напряжения 6–24(27) кВ, предназначенные для пропуска и коммутации токов в нормальных условиях, а также в пусковых режимах и при КЗ;

3) на напряжения 6–220 кВ для электротермических установок, предназначенные для пропуска и коммутации токов в нормальных и аварийных режимах;

4) специального назначения.

По виду установки ВВ бывают колонковыми (основная изоляция относительно земли опорного типа, дугогасительное устройство находится в изоляционном корпусе); баковыми (дугогасительное устройство находится в металлическом заземленном баке), снабженными высоковольтными газонаполненными изоляционными вводами и др.

Выключатели устанавливаются в ОРУ, ЗРУ и КРУЭ высокого и среднего напряжения.

В частности, ВВ, предназначенные для ОРУ, подвергают непосредственному воздействию всех климатических и метеорологических факторов: различные осадки, обледенение (корка льда до 20 мм), ветровые нагрузки (скорость ветра до 40 м/с), изменения температуры в широких пределах. Эти факторы создают дополнительные нагрузки на конструкции ВВ.

Такое разнообразие видов и функциональных особенностей ВВ при эксплуатации требует стандартизации и унификации их номинальных параметров, введение параметрических рядов номинальных (нормированных) параметров, что непосредственно отражается и на номинальных параметрах ВВ.

Номинальные параметры. ГОСТ Р 52565–2006 определяет номинальные (нормированные) параметры ВВ, характеристики и испытания по их оценке, отражающие комплексные взаимодействия энергосистем (электроустановок) с ВВ при эксплуатации.

Рассмотрим некоторые важные номинальные параметры ВВ и требования к ним согласно ГОСТ Р 5256–2006.

К номинальным (нормированным) параметрам ВВ относят: номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$; наибольшее рабочее напряжение $U_{\text{н.р}}$; номи-

нальный ток $I_{\text{ном}}$; номинальный ток отключения $I_{\text{o.ном}}$; номинальный ток включения $I_{\text{в.ном}}$; номинальное переходное восстанавливающееся напряжение при КЗ на выводах ВВ; номинальные характеристики при неудаленных КЗ; номинальную последовательность операций (номинальные циклы); номинальное напряжение включающих и отключающих устройств (электромагнитов) и др.

Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ выбирают из параметрического ряда, кВ: 3; 6; 10; 15; 20; 24; 27; 35; 110; 150; 220; 330; 500; 750; наибольшее рабочее напряжение $U_{\text{н.р}}$ варьируется в зависимости от класса напряжения сети.

Номинальный ток $I_{\text{ном}}$ — это действующее значение наибольшего тока, допустимого по условию нагрева частей выключателя, в длительном режиме, А: 200; 400; 630; 800; 1000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150; 4000; 5000; 6300; 8000; 10 000; 12 500; 16 000; 20 000; 25 000; 31 500.

Номинальный ток отключения $I_{\text{o.ном}}$ выбирают из параметрического ряда, КА: 2,5; 3,2; 4; 5; 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100; 125; 160; 200; 250.

Ток $I_{\text{o.ном}}$ — действующая периодическая составляющая тока отключения i_o к моменту возникновения дуги отключения между дугогасительными контактами ВВ, где ток отключения i_o — это наибольшее значение тока, которое ВВ может отключить при наибольшем значении рабочего напряжения и нормированных условиях восстановления напряжения.

Ток отключения характеризуется действующим значением его периодической составляющей $I_{\text{o.п}} = I_{\text{o.ном}}$, а также нормированным процентным содержанием β_h апериодической составляющей, равным отношению апериодической составляющей i_a тока отключения к амплитуде периодической составляющей ($\sqrt{2}I_{\text{o.п}} = \sqrt{2}I_{\text{o.ном}}$) того же тока в момент размыкания дугогасительных контактов. Составляющие тока КЗ представлены на рис. 3.7. Ток отключения ВВ в момент EE' (размыкание дугогасительных kontaktов ВВ и возникновение электрической дуги отключения) определяется суммой периодической и апериодической составляющих: $i_o = \sqrt{2}I_{\text{o.п}} + i_a = \sqrt{2}I_{\text{o.ном}}(1 + \beta_h)$.

Нормированное процентное содержание апериодической составляющей β_h тока КЗ определяется кривой, представленной на рис. 3.8.

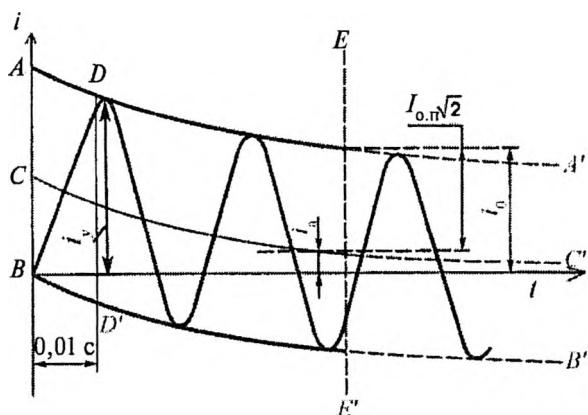


Рис. 3.7. Периодическая и апериодическая составляющие тока КЗ

Время, мс, $\tau = \tau_{o.c} + 10$, где $\tau_{o.c}$ – собственное время отключения выключателя; 10 – время действия релейной защиты, мс.

Согласно ГОСТ Р 52565–2006 испытания на отключение номинального тока отключения с апериодической составляющей осуществляют с постоянной времени 45 мс. По рекомендациям МЭК постоянная времени 45 мс перекрывает большую часть случаев отключения

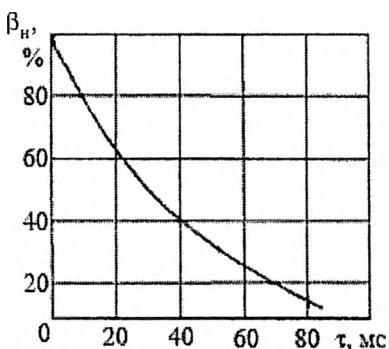


Рис. 3.8. Нормированное процентное содержание апериодической составляющей тока КЗ

для сетей на номинальные напряжения до 330 кВ. Однако постоянная времени зависит от номинальных параметров энергосистемы и ее электрооборудования. Например, для систем с высоким номинальным напряжением 500–1150 кВ, с большими длинами линий передачи, заканчивающихся мощными трансформаторами, постоянные времена увеличиваются до 110 мс, а в генераторных системах среднего напряжения постоянные времена достигают 200–300 мс.

Номинальный ток включения $I_{\text{в.ном}}$ – наибольший ток, который выключатель может включить при наибольшем рабочем напряжении. При КЗ в цепи переменного тока за время около 10 мс ток достигает величины i_y (см. рис. 3.7), называемой ударным током КЗ. Ток i_y состоит из двух составляющих: периодической (симметричной, $i_{\text{п}} = \sqrt{2}I_{\text{o.ном}}$) и апериодической ($i_a = 0,8\sqrt{2}I_{\text{o.ном}}$). Тогда ударный ток КЗ $i_y = i_{\text{п}} + i_a = \sqrt{2}I_{\text{o.ном}} + 0,8\sqrt{2}I_{\text{o.ном}} = 2,5I_{\text{o.ном}}$.

Номинальный ток включения $I_{\text{в.ном}}$ должен быть не менее ударного тока КЗ. ВВ выдерживает во включенном положении без повреждений ток электродинамической стойкости $I_d = K_d I_{\text{o.ном}}$, где $K_d = 2,5$ – коэффициент электродинамической стойкости.

Дугогасительные устройства ВВ. Аномальные режимы в энергосистемах (в частности, разнообразные короткие замыкания) предъявляют к ВВ при коммутации повышенные требования по быстродействию и по надежности функционирования. При выполнении ВВ операции «отключение» КЗ между контактами дугогасительного устройства возникает электрическая дуга. Возникновение ее между дугогасительными контактами, горение и гашение дуги происходят в ДУ при определенных условиях и зависят как от собственных параметров ДУ (дугогасящая среда, быстродействие, конструкция, контактные материалы, сопловые элементы ДУ, организация взаимодействия дугогасящей среды с электрической дугой отключения и т. д.), так и от внешних параметров, связанных с эксплуатацией ВВ (номинальные параметры сети и ее режимы, вид КЗ и т. д.).

В первом приближении эквивалентная схема для анализа переходных процессов при КЗ «источник питания Г – сеть с индуктивностью $L_{\text{экв}}$ – ДУ – линия с волновым сопротивлением z » представлена на рис. 3.9 (кривая K_{100} – КЗ на выводах ВВ (100 % $I_{\text{o.ном}}$); K – КЗ на расстоянии l_k от ВВ (неудаленного КЗ; $p^* I_{\text{o.ном}}$, где $p^* = 0,90; 0,75; 0,60$ – нормированная степень неудаленности)).

Целевое применение ВВ в энергосистеме (или энергоустановке) позволяет учитывать ВВ в данной схеме замещения в виде эквивалентного нелинейного сопротивления R_y межконтактного промежутка $a-b$. Параметры этого сопротивления определяются характеристиками сети, ДУ, привода ВВ. Гашение электрической дуги отключения в межконтактном

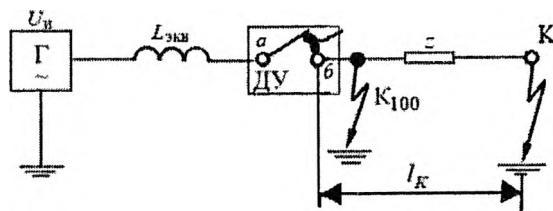


Рис. 3.9. Эквивалентная схема для анализа переходных процессов при КЗ

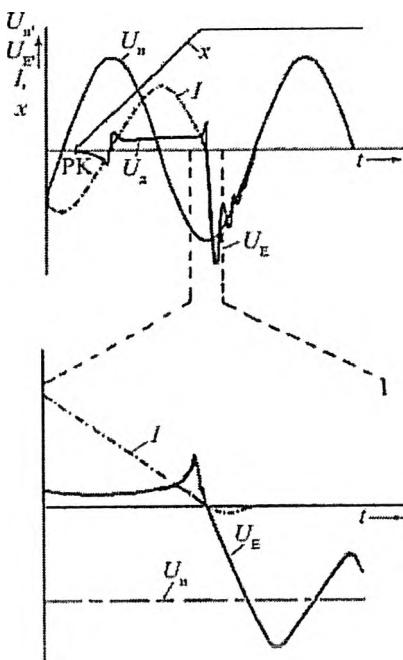


Рис. 3.10. Переходный процесс при отключении КЗ

промежутке — переходный процесс, при котором изначально невысокое сопротивление R_s в пределе стремится к бесконечности и на контактах ДУ восстанавливается напряжение сети.

В высоковольтных цепях переменного тока процесс гашения дуги отключения в ДУ связан с переходом тока через нуль, когда в области нуля тока, благодаря активной деионизации межконтактного промежутка, удается увеличить его электрическую прочность и пробивное напряжение выше приложенного переходного восстановливающегося напряжения к межконтактному промежутку ДУ. На рис. 3.10 представлен типичный переходный процесс при отключении КЗ в индуктивной цепи переменного тока высокого напряжения U_u . В момент размыкания дугогасительных контактов РК в ДУ начинается процесс горения дуги отключения. По мере увеличения межконтактного промежутка (см. рис. 3.10, кривая x) напряжение на дуге U_d растет, однако после первого перехода тока I через нуль имеется электрический пробой межконтактного промежутка, и процесс горения дуги восстанавливается.

При повторном подходе тока к нулю условия для дугогашения улучшились (сопротивление дуги значительно увеличилось в области нуля тока) и произошло гашение дуги с восстановлением напряжения на разомкнутых контактах ДУ в виде восстановливающегося напряжения U_E .

Переходное восстанавливющееся напряжение. При выполнении ВВ операции «отключение» на межконтактный промежуток ДУ после нуля отключаемого тока воздействует переходное восстанавливющееся напряжение.

На значение и характер изменения (по времени) ПВН оказывают существенное влияние разнообразные факторы, связанные с особенностями электросистемы, в которой установлен ВВ, с характером аварии (КЗ трехфазное, междуфазное, на землю и без земли и т. п.) и с точкой в энергосистеме, где произошло КЗ (число линий, подключенных к шинам в момент отключения аварии, их длина). На ПВН влияют тип и характеристика оборудования, подключенного со стороны как источника, так и КЗ; параметры нагрузки; волновое сопротивление проводов линии; характер заземления нейтрали; эквивалентная емкость и индуктивность со стороны системы и аварии и т. п.; параметры ДУ (скорость расхождения контактов и их материал; дугогасящая среда; конструкция ДУ, напряжение на дуге и проводимость межконтактного промежутка после гашения дуги и т. п.).

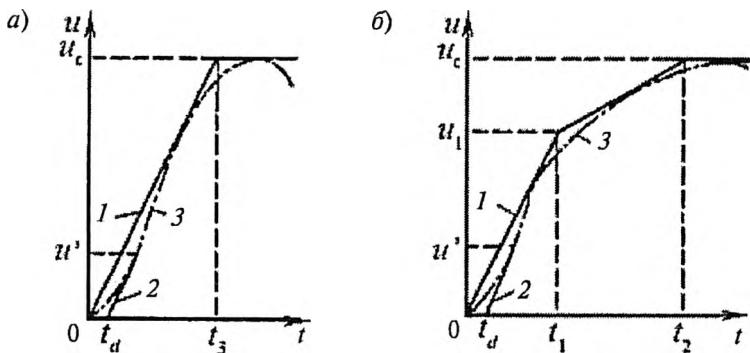


Рис. 3.11. Нормированное переходное восстанавливающееся напряжение для ВВ на $U_{\text{ном}} \leq 35$ кВ (а) и $U_{\text{ном}} \geq 110$ кВ (б)

Нормированные ПВН (согласно ГОСТ 52565–06) представляют собой обобщенные ПВН в виде огибающих (предельных характеристик, отражающих жесткость энергосистемы к ВВ, без учета параметров и характеристик ВВ), определяемых для ВВ на $U_{\text{ном}} \leq 35$ кВ двумя нормированными параметрами: напряжением u_c и временем его достижения t_3 (рис. 3.11, а, кривая 1) и для ВВ с $U_{\text{ном}} \geq 110$ кВ четырьмя нормированными параметрами: u_1 , u_c , t_1 , t_2 (рис. 3.11, б).

Если напряжение (ПВН) на контактах восстанавливается быстрее, чем электрическая прочность межконтактного промежутка, то произойдет повторное зажигание дуги между дугогасительными контактами ДУ. Скорость нарастания напряжения на контактах ДУ и его максимальное значение зависят от параметров сети, вида КЗ, тока КЗ.

ПВН представляет собой сумму составляющих: *переходной*, определяемой параметрами сети в месте установки ВВ, и *установившейся* – действующее значение напряжения промышленной частоты, которое называют *возвращающимся напряжением*.

Отключение неудаленных коротких замыканий. Чем больше расстояние между точкой КЗ и ВВ, тем меньше скорость восстановления напряжения, но большее максимальное значение ПВН со стороны линии. Наиболее неблагоприятные условия при отключении НКЗ имеются при расстояниях по линии l_k от 0,5 до 6,0 км от ВВ (см. рис. 3.9).

Со стороны линии при НКЗ начальная скорость ПВН, $V/\mu\text{кс}$, $dU/dt = zdI/dt = z\sqrt{2}I_{o,\text{ном}}p(2\pi f)$, где $z = 450 \Omega$ – нормированное волновое сопротивление линии (соответствующее линиям с одиночными проводами ($L = 1,50 \text{ мкГн}/\text{м}$; $\omega L = 0,47 \Omega/\text{км}$); dI/dt – скорость подхода тока отключения к нулю, $A/\mu\text{кс}$; f – частота сети. Поэтому для ПВН со стороны линии при НКЗ характерна высокая начальная скорость нарастания напряжения на контактах ДУ, которая определяется номинальным током отключения и волновым сопротивлением линии z . ПВН со стороны линии может в несколько раз превысить скорость нарастания ПВН со стороны источника питания. При этом значительно возрастает вероятность повторного зажигания электрической дуги отключения вследствие теплового пробоя (в первые микросекунды после нуля тока).

На практике z может быть снижено за счет увеличения расстояния между составляющими в фазе и уменьшения расстояния между распорками в пролетах, фиксирующими конфигурацию проводов, что существенно облегчит условия работы ВВ в электрических сетях при отключении НКЗ.

Амплитуда u_m и время t_L первого пика ПВН со стороны линии определяются по формулам $u_m = K_\pi u_L = K_\pi \sqrt{2}U_{n,p} (1 - p^*)/\sqrt{3}$; $t_L = u_m/(S_L I_L)$, где $K_\pi = 1,6$ – нормированный коэффициент первого пика волны ПВН; $S_L = 0,2 \text{ кВ}/(\mu\text{кс}\cdot\text{kA})$ – коэффициент скорости нарастания ПВН; u_L – амплитуда напряжения на ВВ со стороны линии в момент перехода тока через нуль; $I_L = p^* I_{o,\text{ном}}$ – ток отключения при НКЗ; размерность u_m кВ, $I_{o,\text{ном}}$ – кА, t_L – мкс.

Влияние приведенной емкости линии приводит к временной задержке возрастаания ПВН со стороны линии, что нормируется введением времени задержки: $t_d^* = 0,2 \text{ мкс}$ (для выключателей $U_{\text{ном}} \leq 150 \text{ кВ}$) и $0,5 \text{ мкс}$ (для выключателей $U_{\text{ном}} \geq 220 \text{ кВ}$).

На рис. 3.12 представлены нормированные кривые ПВН со стороны сети (кривая $u(t)$) и со стороны линии (кривая $u_L(t)$) для ВВ $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$, $I_{o,\text{ном}} = 40 \text{ кА}$ (степень неудаленности $p^* = 0,9$), которые и определяют результирующее ПВН между дугогасительными контактами ДУ.

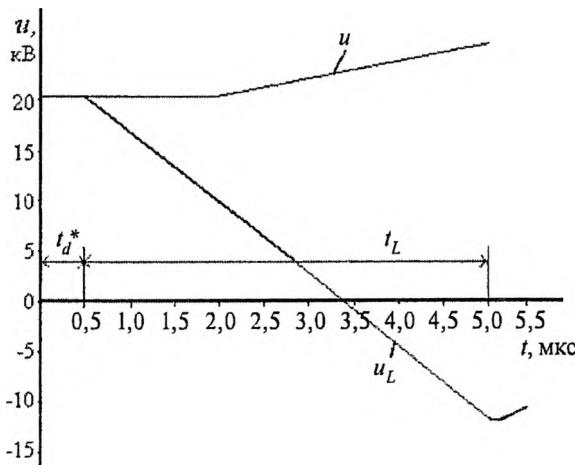


Рис. 3.12. Нормированные кривые ПВН при НКЗ

Номинальный уровень изоляции. Рассмотренные ранее вопросы коммутационных перенапряжений решают лишь одну из проблем эксплуатации ДУ, связанную с изоляцией ВВ. Анализ воздействий как внешних, так и внутренних перенапряжений определяет номинальный уровень изоляции ДУ, который характеризуется значениями испытательных напряжений на изоляцию ВВ (ГОСТ 1516.1–76, ГОСТ 1516.2–97, ГОСТ 1516.3–97).

Электродинамическая и термическая стойкость. Требования к ВВ выдерживать без повреждений воздействие токов КЗ характеризуются понятиями электродинамической и термической стойкости ДУ.

Ток электродинамической стойкости I_d определяет максимально возможные механические (электродинамические) усилия, возникающие вследствие протекания тока по токоведущим и контактным системам ВВ и способные не только деформировать такие системы, но и вызвать вибрацию контактов, что в конечном счете приведет к свариванию последних. Поскольку $I_d = K_d I_{o,nom}$, где $K_d = 2,5$ – коэффициент электродинамической стойкости, то последний соответствует ГОСТ 52565–06 для сетей с $\cos \varphi < 0,15$ и постоянной времени 45 мс.

Этот частный случай в энергосистеме выбран как нормирующий при испытаниях ВВ. Процесс возникновения тока КЗ и апериодической составляющей носит случайный характер, и реальная предельная амплитуда тока КЗ – ударный ток I_y (см. рис. 3.7), а следовательно, и коэффициент K_d зависят от многих параметров электроэнергосистемы.

Термическая стойкость ВВ характеризуется значением номинального тока отключения (*тока термической стойкости*) $I_t = I_{t_{\text{норм}}}$ и нормированным временем его протекания (*время короткого замыкания*). ВВ должен выдерживать в течение заданного времени протекание тока КЗ без перегрева токоведущего контура выше допустимой температуры: перегрев может привести к уменьшению механической прочности токоведущих и контактных систем ВВ. Время протекания тока I_t выбирается из ряда 1; 2; 3 с.

Номинальные циклы операций. Коммутационный ресурс. В подавляющем большинстве случаев КЗ на линиях, не связанные с повреждением изоляции, могут быть ликвидированы в результате прерывания тока на время, не превышающее 0,3 с и необходимое для десионизации открытой дуги КЗ. При этом снова появляется возможность включения установки под рабочее напряжение. Отсюда следует необходимость выполнения ВВ определенной последовательности операций, связанных с отключением поврежденного участка сети и последующим включением его в работу. Это так называемые *циклы автоматического повторного включения*: О – $t_{\text{бт}}$ – ВО – 180 с – ВО, где $t_{\text{бт}}$ – нормированная бестоковая пауза. При быстродействующем АПВ это значение принимается равным 0,3 с (цикл 1 – быстродействующее АПВ) или 180 с (цикл 2). Для ВВ менее 220 кВ, предназначенных для работы при АПВ, кроме циклов 1, 2 нормируется цикл О – $t_{\text{бт}}$ – ВО – 20 с – ВО.

Механическая работоспособность определяется приводами ВВ. Они оснащаются приводами независимого (косвенного) действия, совершающими операции В и О за счет энергии, предварительно накопленной до совершения операции, – пневматическими, пружинными или гидравлическими.

Поскольку пополнение запасенной энергии в приводах требует некоторого времени (от десятков секунд до нескольких минут), то для ВВ, предназначенных для работы при АПВ, минимальный запас энергии в приводе должен обеспечить выполнение цикла О–ВО с норми-

руемыми характеристиками работы механизма выключателя. Пополнение запасенной энергии в приводах с помощью взвода пружины или подкачки масла в гидравлической системе также требует некоторого времени (от десятков секунд до нескольких минут), поэтому первые операции О– $t_{бт}$ –ВО цикла АПВ (О– $t_{бт}$ –ВО – 3 мин – ВО) ВВ должен выполнить без пополнения запаса энергии с нормируемыми характеристиками работы механизма ВВ.

Включение и отключение ВВ обычно производится с помощью пусковых электромагнитов, действующих на удерживающее устройство привода (защелка) или на пусковой пневматический или гидравлический клапан включения (отключения). Диапазон нормируемых напряжений для работы цепей электромагнитов при питании постоянным током: для включающих электромагнитов – 80–110 % номинального напряжения; для отключающих электромагнитов – 70–110 %.

Электродвигатели приводов, используемые для взвода пружин или приведения в действие индивидуального компрессора или насоса, должны нормально работать в диапазоне 85–110 % номинального напряжения при питании постоянным током и в диапазоне 80–110 % номинального напряжения при питании переменным током.

Механический ресурс устанавливается на уровне 2000 циклов «включение–отключение» (ВО) для ВВ нормального исполнения и 10 000 циклов ВО для ВВ с повышенной механической стойкостью.

Коммутационный ресурс был ранее (до 2006 г.) установлен как гарантированное количество отключений токов КЗ в зависимости от значения номинального тока отключения (60–100 % $I_{o,ном}$) и типа выключателя (газовый, масляный). В частности, для масляных (мало-масляных) ВВ при $I_{o,ном} = 20; 25,0–31,5; 40; 50; 63$ кА коммутационный ресурс $N_k = 10; 7; 6; 6$ отключений соответственно. На практике при токах $I_{o,ном} > 31,5$ кА коммутационный ресурс для масляных и мало-масляных ВВ значительно ниже.

В ГОСТ Р 52565–2006 нормируют коммутационный ресурс только для газовых (элегазовых) и вакуумных выключателей для 100 % $I_{o,ном}$ с указанием необходимости увеличения этих нормативов в 1,7 раза при 60 % $I_{o,ном}$. Типичная характеристика коммутационного ресурса для вакуумного ВВ типа VD4 (12/10 кВ, $I_{o,ном} = 40$ кА) представлена на рис. 3.13.

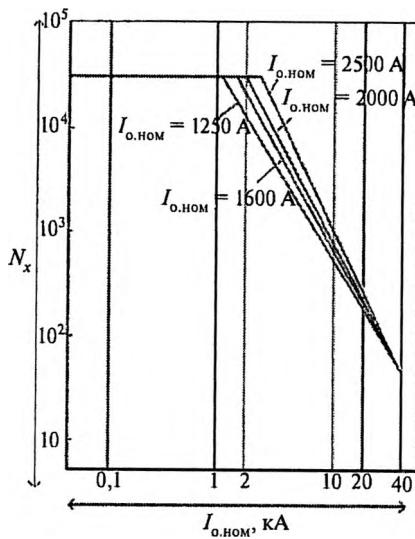


Рис. 3.13. Зависимость коммутационного ресурса от тока короткого замыкания

Отсутствие связи в $N_k (I_{o,hom})$ со временем горения дуги на дугогасительных контактах ДУ вызывает сомнение в корректности такого представления коммутационного ресурса. Поэтому регистрация и контроль реального времени дуги отключения при коммутации КЗ, критических токов — важные факторы при оценке реального коммутационного ресурса ВВ.

Время электрической дуги отключения. Согласно ГОСТ Р 52565—06 время дуги отключения t_d — интервал времени между моментом возникновения дуги между дугогасительными контактами ВВ и моментом окончательного погасания ее во всех полюсах (разрывах) ВВ. Когда на привод ВВ поступает команда на отключение, то привод одновременно во всех полюсах (разрывах полюсов) размыкает главные контакты и далее дугогасительные контакты. Время горения дуги на дугогасительных контактах зависит как от типа и номинальных параметров ВВ, так и от вида короткого замыкания (однофазное, трехфазное и т. д.), параметров энергосистемы. Поэтому ВВ должен обе-

спечить не только минимальное время дуги отключения $t_{d\min}$, мс, но и максимальное время дуги отключения $t_{d\max}$:

для ВВ с $U_{\text{ном}} \leq 35$ кВ $t_{d\max} \geq t_{d\min} + 7,3$ мс;

для ВВ с $U_{\text{ном}} \geq 110$ кВ $t_{d\max} \geq t_{d\min} + 9$ мс.

Требования к ВВ иметь «окна отключения» существенно усложняют конструкцию ВВ, так как воздействие дугогасящей среды на дугу отключения в ВВ ограничено по времени. Следует отметить, что в паспортных данных ВВ указывают среднее время дуги отключения, которое для современных элегазовых и вакуумных ВВ составляет обычно 15 мс, для воздушных – 20 мс, для маломасляных – 30–40 мс.

Основная задача совершенствования ВВ – повышение отключающей способности, ресурса (механического и коммутационного), надежности при уменьшении габаритов и веса ВВ, времени отключения с учетом современных требований по экологии и безопасности.

3.2.5.1. Воздушные выключатели переменного тока высокого напряжения

Номинальные параметры воздушных выключателей высокого напряжения. Впервые промышленные образцы воздушных ВВ на 10 кВ появились в 1929 г. В настоящее время область применения воздушных ВВ – выключатели высокого и сверхвысокого напряжения, включая наивысший класс напряжения 1150 кВ, с токами отключения до 63 кА, генераторные выключатели, способные отключать токи до 160 кА. Поэтому проблемы поддержания их в работоспособном состоянии при эксплуатации актуальны.

Для ОРУ напряжением 110 кВ и более используют воздушные ВВ, в которых гашение дуги осуществляется потоком сжатого воздуха с давлением в ДУ до 4,1 МПа (абсолютные) через сопловые конструкции ДУ. Параметры воздушных выключателей представлены в табл. 3.1.

Для воздушных ВВ на 110 кВ и более ОРУ требуется сложная компрессорная установка с давлением 16–28 МПа. Большое количество подвижных элементов силовой пневмомеханики высокого давления со сложными механическими связями и уплотнительными соединениями (неподвижными и подвижными) снижает надежность таких ВВ в эксплуатации. Согласно инструкции по эксплуатации необходим осмотр воздушных ВВ под напряжением не реже одного раза в сутки

(проверка давления сжатого газа, наличия загрязненности изоляторов, вентиляции, отсутствия утечек воздуха, наличия подогрева при температуре ниже -10°C и т. д.). Предусмотрен также текущий ремонт один раз в 3 года (если не исчерпан механический или коммутационный ресурс), который предполагает разборку и ремонт выключателя (смена контактов, сопел, уплотнений и т. д.).

Таблица 3.1

Параметры некоторых отечественных воздушных выключателей

Тип выключателя	Номинальное напряжение, $U_{\text{ном}}$, кВ	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, кА	Номинальное давление сжатого воздуха p , МПа (избыточное)	Время отключения, с	Число дугогасительных разрывов
ВВБ	110	2000	31,5	2	0,06	2
	220	2000	31,5; 40,0	2,0; 3,2	0,08	4
ВВБК	110	3200	50	4	0,06	2
	220	3200	56	4	0,04	4

Отключение НКЗ возможно данным типом В только при наличии шунтирующих резисторов (при номинальном токе отключения 40 кА и более), что потребовало введения шунтирующих резисторов в конструкцию ВВ с дополнительными собственными контактами. Ресурс по отключению номинального тока – 500 циклов ВО, что недостаточно для современного уровня развития коммутационной аппаратуры. Значительное количество разрывов для воздушных ВВ сверхвысокого и ультравысокого напряжения понижают их надежность при эксплуатации. Действительно, современный элегазовый ВВ на 500 кВ и $I_{\text{ном}} = 40-50$ кА имеет один разрыв и один привод на фазу, а воздушный ВВ типа ВВБ 500 кВ – 12 разрывов с тремя отдельными силовыми пневмоприводными системами для коммутации.

ДУ с продольным газовым дутьем. В современных газовых ВВ (элегазовых и воздушных) используется система продольного одностороннего газового дутья (рис. 3.14, дуговой разряд 1 (электрическая дуга отключения) между контактами 3, 4 взаимодействует через сопло 2 с продольным потоком дугогасящего газа, обеспеченного перепадом

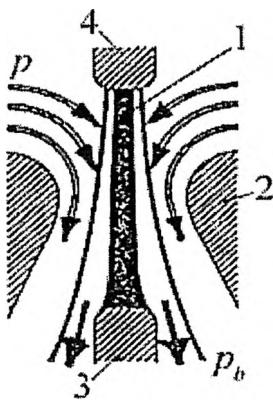


Рис. 3.14. Система продольного одностороннего газового дутья

давлений p/p_b , где p — давление газа вверх по потоку; p_b — давление газа вниз по потоку (в камере выключателя)) или система двустороннего дутья (потоки газа направлены в противоположные стороны).

ДУ с автогенерацией. Применение эффекта автогенерации в газовых ДУ (рис. 3.15, а), когда в дугогасительной камере (К) под действием излучения и высокой температуры дугового разряда 1 между контактами 3, 4 изоляционные стенки 2 К выделяют газ, позволяет увеличить давление газа в К благодаря не только высокой температуре, но и дополнительному массовому расходу от газогенерирующих стеклок этой камеры.

В газовых ДУ с электромагнитным дутьем (рис. 3.15, б) взаимодействие дуги отключения 1 с магнитным полем катушки 5 вызывает интенсивное движение дуги по контактам 3, 4 и повышение уровня взаимодействия дуги отключения с газом в камере К. Обычно в данных ДУ дуга отключения 1 перебрасывается на дополнительный дугогасительный контакт 2 (в виде разрезанного кольца R). Вращательное

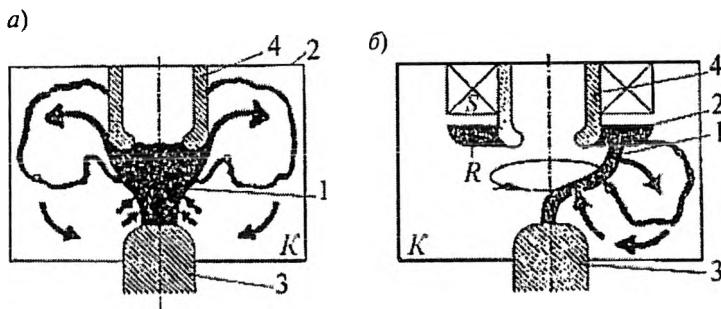


Рис. 3.15. Система газовых ДУ с автогенерацией (а) и с электромагнитным дутьем (б)

движение дуги отключения вызывает интенсивную турбулизацию и нагрев газа в К.

Наибольшее распространение получили воздушные ВВ, в которых ДУ находится в металлическом резервуаре со сжатым воздухом (баковые ВВ). В таких ВВ силовая пневмомеханика при отключении и включении контактов выключателя, гашение электрической дуги в дугогасительном устройстве, создание изоляции между элементами конструкции и контактами обеспечиваются сжатым воздухом. Наибольшее применяемое в настоящее время номинальное давление составляет 4,0–5,0 МПа. ДУ таких выключателей постоянно заполнены сжатым воздухом, и обдув электрической дуги отключения между контактами начинается после открытия дутьевого клапана, расположенного в выхлопной части камеры. Для класса напряжения 110 кВ используют стандартный модуль, в котором два разрыва (два межконтактных промежутка с соплами) расположены в одном резервуаре со сжатым воздухом. Для более высокого класса напряжения ВВ количество модулей увеличивается и они снабжаются делительными конденсаторами для выравнивания распределения напряжения между разрывами.

Воздушные баковые выключатели серии ВВБ (рис. 3.16) рассчитаны на напряжения 110–750 кВ. ДУ этих ВВ состоят из одного или нескольких двухразрывных модулей с металлической камерой на напряжение 110 кВ. В ДУ используется система одностороннего продольного воздушного дутья. Напряжение подводится к контактам ДУ с помощью эпоксидных вводов, защищенных снаружи фарфоровыми покрышками. Снаружи ДУ находятся конденсаторы, служащие для выравнивания распределения напряжения по разрывам.

На рис. 3.16 представлена принципиальная схема ВВ серии ВВБ на 500 кВ (1 – шкаф управления; 2 – опорная колонка; 3 – колонка управления; 4 – ввод (изоляционный) модуля ДУ; 5 – промежуточные изоляторы; 6 – бак модуля; 7 – токоведущие перемычки).

Номинальные параметры воздушных ВВ соответствуют ГОСТ 52565–06. К специфическим номинальным (нормированным) параметрам, характерным для воздушных ВВ (с двумя ступенями давления), следует отнести номинальное давление сжатого воздуха $p_{\text{ном}}$ (высокое давление в баке ВВ).

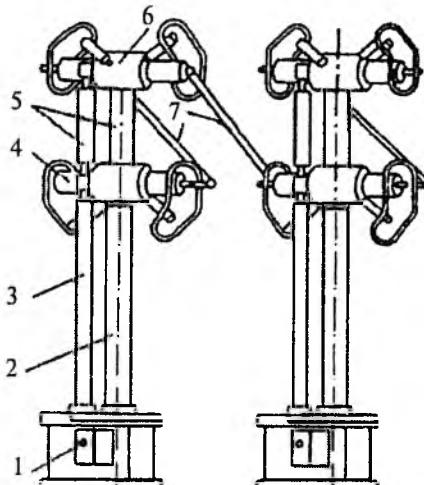


Рис. 3.16. Воздушный баковый выключатель 500 кВ

Номинальное давление сжатого воздуха (избыточные давления по манометру в мегапаскалях) — это давление, при котором определены условия гашения дуги и оперирования приводом ВВ. Принятые в России номинальные давления 0,5; 1,0; 1,6; 2,0; 2,6; 3,0; 4,0 МПа.

3.2.5.2. Системы управления воздушными выключателями переменного высокого напряжения

Под системой управления воздушными ВВ понимают совокупность элементов и устройств, обеспечивающую выполнение выключателем нормированных циклов. Аварийность систем управления ВВ при эксплуатации достаточно высока, так как от ВВ требуется повышенное быстродействие при наличии значительных распределенных масс элементов конструкции систем управления и контактных систем. ВВ имеют сложную систему клапанов силовой пневмомеханики для передачи командного силового импульса управления на высоких потенциалах, значительное количество подвижных уплотнительных соединений, работающих при значительных динамических и температурных нагрузках. Необходимость синхронизации работы (минимизации

времени разброса при выполнении операции «отключение») отдельных разрывов (модулей) ВВ при выполнении нормированных циклов требует периодического контроля за функционированием системы управления ВВ.

Для ВВБ сверхвысокого напряжения обычно используется механическая система управления (силовой сигнал передается на высокий потенциал через стеклопластиковую тягу, при этом учитывают, что скорость звука по стеклопластику более чем в три раза выше, чем в воздухе, поэтому время передачи импульса управления будет меньше).

Рассмотрим некоторые особенности управления ВОВ на примере принципиальной электропневматической схемы отечественного воздушного выключателя ВВБ-110 кВ (рис. 3.17).

Два ДУ одностороннего газового дутья, каждый из которых имеет неподвижный контакт 4, подвижный контакт 2, металлическое сопло с конфузором 6 и противоэлектрод 7, симметрично расположены в центре металлической камеры высокого давления 1. Подвижные контакты 2 укреплены на контактной траверсе 3. В неподвижных контактах 4 расположены контактные ламели. Контакты 4 укреплены на внутренних частях вводов 5. Конфузоры сопел 6 предназначены для экранирования контактов 2 в отключенном положении, для переброса дуги с токоведущих на дугогасительные контакты (конечное расположение дуги отключения – окончность контакта 4 и противоэлектрод 7), для формирования потока сжатого воздуха перед входом в горловину сопла 6.

На вводах укреплены шунтирующие сопротивления 8 и неподвижные вспомогательные контакты 9. Подвижные вспомогательные контакты 10 размещены под вводами.

При *отключении* ВВ подается командный импульс на электромагнит отключения 11, который открывает пусковой клапан 13 системы пневмоуправления ВОВ, расположенной на баке высокого давления 12. Открытие пускового клапана 13 вызывает открытие выходного клапана 14, и сжатый воздух из бака 12 попадает по изолирующему воздухопроводу 15 в пневматические устройства, расположенные на высоком потенциале и управляющие работой клапанных систем и контактов. При этом открывается дутьевой клапан 16, и через шток 17 поднимается вверх траверса 3, размыкая тем самым контакты 2 и 4.

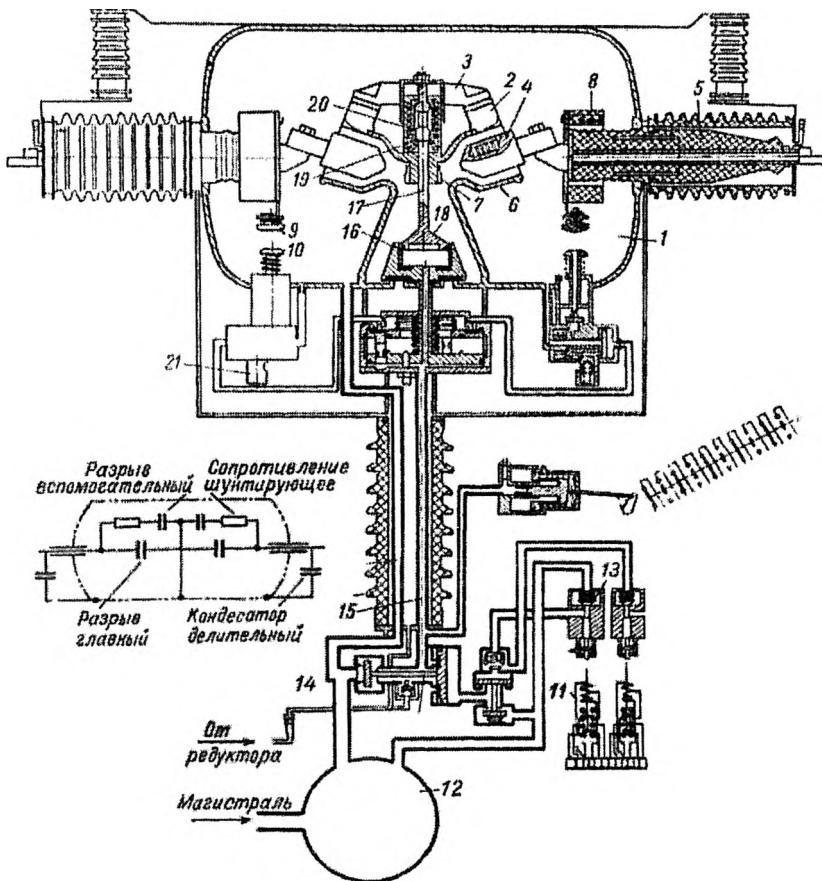


Рис. 3.17. Принципиальная электропневматическая схема воздушного выключателя ВВБ-110 кВ

Ход контактной траверсы длиннее хода дутьевого клапана 16. После его остановки, когда выходное сечение полностью открыто, шток 17 контактной траверсы вместе с траверсой 3 продолжает движение за счет сил инерции, а также разности давлений по обе стороны поршня 18 и действия фиксирующего механизма. Дуга, загоревшаяся на окончности подвижных контактов (ножей) 2 и нижней паре дугоулавли-

вающих ламелей контактов 4, перебрасывается за счет потока сжатого воздуха и электродинамических усилий на противоэлектрод 7, а также на оконечность неподвижных контактов 4 и гасится потоком сжатого воздуха, вытекающего из камеры в атмосферу через горловину сопел 6 и открытый дутьевой клапан 16. После гашения дуги траверса с ножами 2 остается в отключенном положении. Контактная траверса 18 в отключенном и включенном положениях фиксируется специальным механизмом, который состоит из трех шарнирных роликовых рычагов 20, расположенных равномерно по окружности и поддерживаемых сильной пружиной. Ролики упираются в специальный круговой выступ 19 на штоке траверсы. Усилие фиксатора максимально в крайних положениях и равно нулю в промежуточном положении. В конце хода на отключение шток с траверсой тормозится пневматическим демпфером. Примерно через 0,035 с после размыкания контактов размыкаются вспомогательные контакты 9 и 10, а возникшая между ними дуга с током, ограниченным шунтирующими сопротивлениями 8, гасится потоком сжатого воздуха, вытекающего в атмосферу через внутренние полости в контактах 10 и выхлопные козырьки 21. После гашения дуги контакты 10 остаются в отключенном положении.

При *включении* ВВ срабатывает электромагнит включения, закрывает выходной клапан 14 и тем самым сбрасывает воздух из воздухопровода 15. Контакты 2 включаются под действием давления на поршень 18 контактной траверсы, а вспомогательные контакты 9, 10 – под действием своих включающих пружин.

Разработка и совершенствование воздушных ВВ и их элементной базы внесло значительный вклад в развитие высоковольтного аппаратостроения и более совершенных элегазовых и вакуумных выключателей.

3.2.5.3. Элегазовые выключатели высокого напряжения

Элегазовые ВВ, в которых используется элегаз SF_6 как изоляционная и дугогасительная среда, получают все более широкое распространение, так как имеют высокие показатели коммутационного и механического ресурсов, отключающей способности, компактности и надежности по сравнению с воздушными, масляными и маломасляными ВВ.

Область применения элегазовых ВВ распространяется на номинальные напряжения от 6(10) кВ до 1150 с токами отключения до 63 кА, а в отдельных случаях до 80 кА. Все более широкое распространение получают генераторные элегазовые выключатели 24(27) кВ с номинальными токами до 5–24 кА и номинальным током отключения от 63 до 200 кА.

Значительные достижения в разработке элегазовых ВВ оказали огромное влияние на внедрение в эксплуатацию компактных ОРУ, ЗРУ и элегазовых КРУЭ. В ДУ таких выключателей применяют различные способы гашения дуги в зависимости от номинального напряжения, номинального тока отключения и характеристик энергосистемы (или отдельной электроустановки). В ДУ, в отличие от воздушных ДУ, при гашении дуги истечение газа через сопло происходит не в атмосферу, а в замкнутый объем камеры, заполненный элегазом при относительно небольшом избыточном давлении. По способу гашения электрической дуги при отключении различают следующие элегазовые ВВ:

1. Автокомпрессионный элегазовый ВВ, где необходимый массовый расход элегаза через сопла компрессионного ДУ создается по ходу подвижной системы выключателя (автокомпрессионный ВВ с одной ступенью давления).
2. Элегазовый ВВ с электромагнитным дутьем, в котором гашение дуги в ДУ обеспечивается вращением ее по кольцевым контактам под действием магнитного поля, создаваемого отключающим током.
3. Элегазовый ВВ с камерами высокого и низкого давления, в котором принцип обеспечения газового дутья через сопла в ДУ аналогичен воздушным ДУ ВВ (с двумя ступенями давления).
4. Автогенерирующий элегазовый ВВ, где необходимый массовый расход дугогасящей среды через сопла ДУ создается за счет разогрева элегаза дугой отключения, дополнительного массового расхода среды за счет генерации изоляционных стенок, что обеспечивает повышение давления среды в специальной камере (автогенерирующий ВВ с одной ступенью давления).

Рассмотрим некоторые типичные конструкции ВЭ. На рис. 3.18 представлена принципиальная схема автокомпрессионного ВЭ на

номинальные параметры $U_{\text{ном}} = 8-24$ кВ, $I_{\text{ном}} = 0,6-3,0$ кА, $I_{\text{o.ном}} = 25-60$ кА, $P_{\text{ном}} = 0,20-0,65$ МПа, время отключения 0,06–0,10 с. Гарантированное количество операций ВО без ревизии 10 000. Каждый полюс ВЭ представляет собой герметичный корпус 2 из синтетической смолы, внутри которого имеется главный токоведущий контур 5, образуемый верхним вводом 20 и нижним вводом 19, а также разъединителем рубящего типа. Параллельно главному токоведущему контуру расположен дугогасительный контур с неподвижным контактом 4 и подвижным контактом 7. Газовое дутье из-под двигающегося поршня 8 через изоляционное сопло 6 создается благодаря перемещению поршня 8 в неподвижном цилиндре и сжатию элегаза в полости К.

Подвижная система выключателя приводится в действие пружинным приводом (на рис. 3.18 не показан) через рычаг 13, изоляционную тягу 12 и направляющую 10. Последняя жестко соединена с поршнем 8 и ножом разъединителя. Вал 16 (15) вводится в корпус 2 через уплотнение 14. Корпус 2 сверху и снизу закрывается крышками 1 и 17, которые приклеиваются к корпусу специальным клеем, т. е. образуется неразборная герметичная конструкция. Камера крепится к металлической арматуре ЗРУ посредством соединений 3 и 11. В камере имеется адсорбент 18, поглощающий влагу и газообразные продукты разложения элегаза, образующиеся под действием дуги.

Во включенном положении направляющая 10 поднята вверх, дугогасительные контакты замкнуты (нижний контакт 7 вводит пружи-

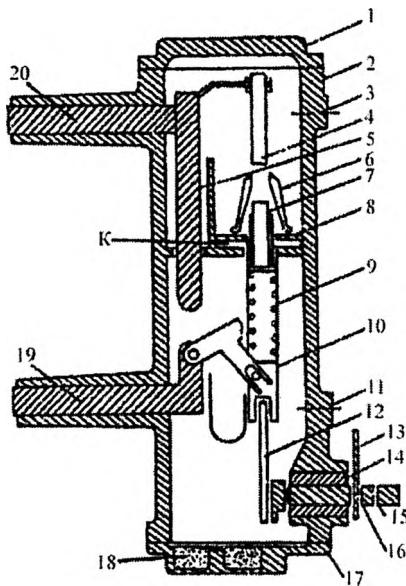


Рис. 3.18. Автокомпрессионный элегазовый выключатель на средние классы напряжения

ну 9), а главная цепь замкнута ножом разъединителя. При отключении направляющая 10 движется вниз и обеспечивает размыкание разъединителя и далее — дугогасительных контактов. Возникающая между ними дуга обдувается потоком элегаза и гаснет при переходе тока через нуль.

К преимуществам ВЭ на средние классы напряжения (по сравнению с вакуумными ВВ) относят: простую конструкцию и менее жесткие требования к регулировке работы ЭВ при эксплуатации (регулировка системы дугогасительное устройство — привод); высокую надежность аппарата при вибрации, протекании больших номинальных токов, сквозных токов короткого замыкания; наличие главных и дугогасительных контактных систем (отсутствие торцевого контактирования); компактность и т. д.

Высокие номинальные параметры ВЭ (6; 10; 35 кВ), номинальные токи 600—4000 А, номинальные токи отключения 25—50 кА, например, выключателей фирмы «АББ» серии HD4/C12, HD4/C17 (HD4/C36) открывают возможности широкого применения данного вида коммуникационного оборудования.

Элегазовые выключатели 110 кВ и более на один разрыв имеют следующие номинальные параметры: $U_{\text{ном}} = 110\text{--}330$ кВ, $I_{\text{ном}} = 1\text{--}8$ кА, $I_{\text{o,ном}} = 25\text{--}63$ кА, давление элегаза $p_{\text{ном}} = 0,45\text{--}0,70$ МПа (абс.), время отключения — два-три периода тока КЗ. Исследования отечественных и зарубежных фирм позволили разработать и внедрить в эксплуатацию ВЭ с одним разрывом на $U_{\text{ном}} = 330\text{--}550$ кВ при $I_{\text{o,ном}} = 40\text{--}50$ кА и гашении дуги за один полупериод тока КЗ.

Конструкция автокомпрессионного ВЭ представлена на рис. 3.19.

Аппарат находится в отключенном положении, и контакты 5 и 3 разомкнуты.

Токоподвод к неподвижному контакту 3 осуществляется через фланец 2, а к подвижному контакту 5 — через фланец 9. В верхней крышке 1 монтируется камера с адсорбентом. Опорная изоляционная конструкция ВЭ закреплена на подножнике 11.

При включении ВЭ срабатывает пневмопривод 13, шток 12 которого соединен через изоляционную тягу 10 и стальной стержень 8 с подвижным контактом 5. Последний жестко связан с фторопластовым соплом 4 и подвижным цилиндром 6. Вся подвижная система ВЭ

(элементы 12–10–8–6–5) движется вверх относительно неподвижного поршня 7, и полость К дугогасительной системы ВЭ увеличивается.

При отключении ВЭ шток 12 приводного силового механизма тянет подвижную систему вниз, и в полости К создается повышенное давление по сравнению с давлением в камере выключателя (см. рис. 3.19). Такая автocomпрессия элегаза обеспечивает истечение газовой среды через сопло, интенсивное охлаждение электрической дуги, возникающей между контактами 3 и 5 при отключении. Указатель положения 14 дает возможность визуального контроля исходного положения контактной системы ВЭ. В ряде конструкций автocomпрессионных ВЭ используются пружинные, гидравлические силовые приводные механизмы, а истечение элегаза через сопла в дугогасительной камере осуществляется по принципу двухстороннего дутья.

На рис. 3.20 представлен выключатель типа ВГБУ 220 кВ ($I_{\text{ном}} = 2500 \text{ A}$, $I_{\text{o,ном}} = 40 \text{ kA}$) ОАО «НИИВА» с автономным гидравлическим приводом 5 и встроенными трансформаторами тока 2. ВЭ имеет трехфазное управление (один привод на три фазы) и снабжен фарфоровыми (полимерными) покрышками 1 вводов воздух–элегаз. В газонаполненном баке 3 находится ДУ, которое соединено с гидроприводом 5 через передаточный механизм, размещенный в газонаполненной камере 4. Конструкция бакового ВЭ закреплена на металлической раме 6. Для заполнения элегазом ВЭ используют разъем 7. При установке ВЭ в ОРУ обычно давление элегаза в камерах ВЭ равно 1 атм (абс.), и далее необходимо обеспечить $p = p_{\text{ном}}$.

Преимущества баковых ВЭ со встроенными трансформаторами тока по сравнению с комплектами «колонковый ВЭ плюс отдельно стоящий трансформатор тока» — повышенная сейсмостойкость, меньшая

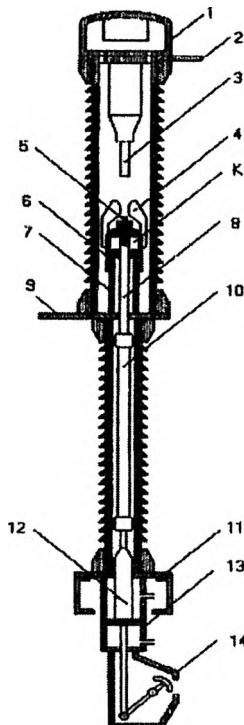


Рис. 3.19. Типичная конструкция автocomпрессионного ВЭ

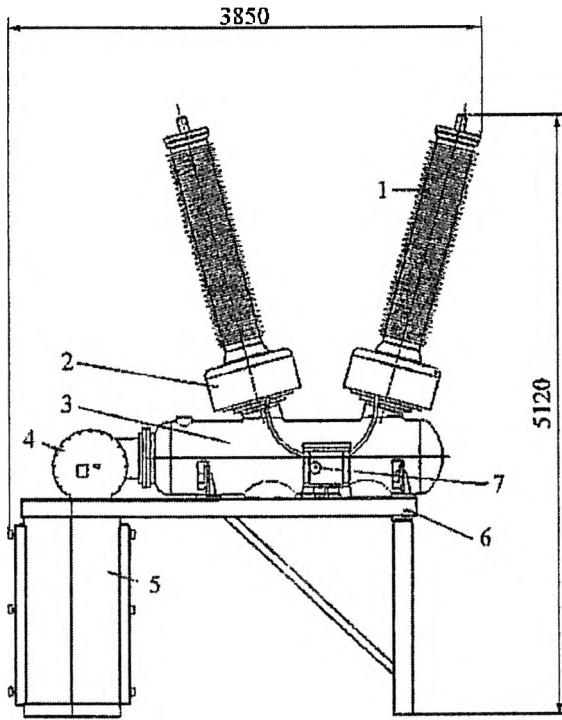


Рис. 3.20. Баковой ВЭ типа ВГБУ 220 кВ

площадь отчуждаемой территории подстанции, меньший объем требуемых фундаментных работ при строительстве подстанций, повышенная безопасность персонала подстанции (ДУ расположены в заземленных металлических резервуарах), возможность применения подогрева элегаза при использовании в районах с холодным климатом. В конструкциях баковых ВЭ 220 кВ и более для ОРУ необходимо повышение номинального давления элегаза ($p_{ном} > 4,5$ атм (абс.)), поэтому вводят подогрев газовой среды в целях предотвращения сжижения элегаза при низких значениях температуры окружающей среды или используют смеси элегаза с азотом или тетрафторметаном.

Как показывает практика, для номинального напряжения 330–500 кВ баковые ЭВ с одним разрывом на номинальные токи 40–63 кА –

наиболее перспективный вид коммутационного оборудования для ОРУ и КРУЭ.

На рис. 3.21 представлен разрез ДУ одного полуполюса ВГБ-750-50/4000 У1 с предвключаемыми резисторами (для ограничения коммутационных перенапряжений). Подвижный контакт этих резисторов механически связан с подвижной системой ВЭ.

Во включенном положении ВЭ резисторы зашунтированы главными контактами. При отключении первыми размыкаются контакты резисторов, далее главные, затем дугогасительные контакты. При включении первыми замыкаются контакты резисторов, а затем дугогасительные и главные контакты. Для выравнивания распределения напряжения каждый разрыв шунтируется конденсатором.

Распространение получили колонковые ВЭ с одним разрывом на номинальное напряжение 110(220) кВ и номинальным током отклю-

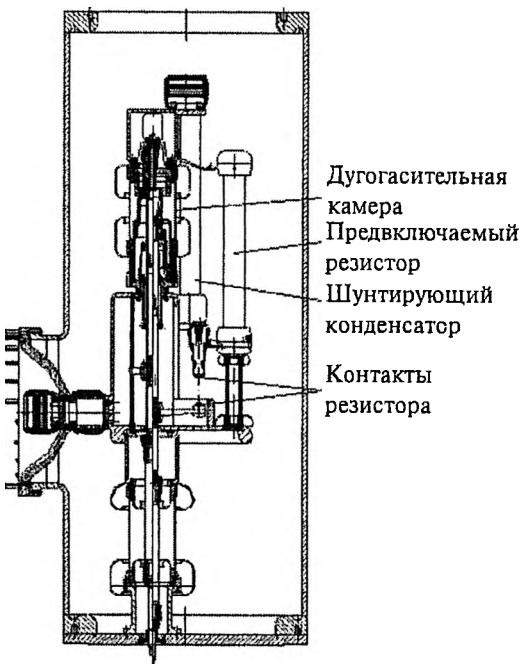


Рис. 3.21. ДУ полуполюса ВГБ-750

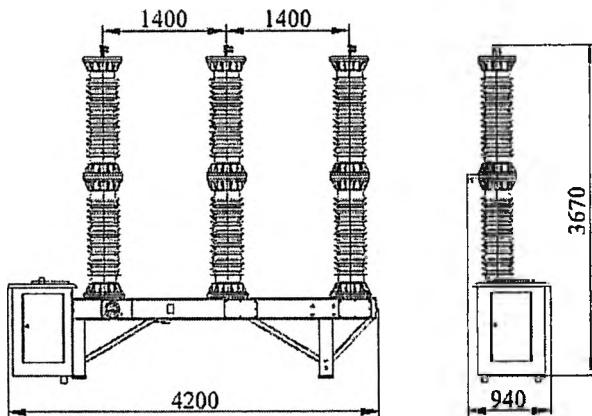


Рис. 3.22. Колонковый ВЭ типа ВГП 110 кВ

чения 40–50 кА. Типичная конструкция колонкового ВЭ типа ВГП 110 кВ ($I_{\text{ном}} = 2500 \text{ A}$, $I_{\text{o,ном}} = 40 \text{ кA}$) с пружинным приводом ОАО «Электроаппарат» представлена на рис. 3.22.

Генераторные ВВ (ВГ), которые устанавливают между генератором и стороной низкого напряжения повышающего трансформатора, осуществляют следующие функции: включение и отключение генератора с рабочими токами; отключение ненагруженного трансформатора; отключение генератора в режиме синхронного двигателя (т. е. обеспечивают процессы пуска и останова агрегатов); отключение токов КЗ в генераторе, трансформаторе и в цепях генераторного напряжения; включение на токи КЗ и отключение; включение в условиях противофазы; отключение в условиях рассогласования фаз при ошибочной синхронизации или при выходе генератора из синхронизма.

ВГ – наиболее ответственный и дорогостоящий аппарат в современных элегазовых аппаратно-генераторных комплексах, в которых кроме ВГ имеются элегазовые разъединитель, заземлитель, коротко-замыкатель, а также трансформаторы тока и напряжения, защитные конденсаторы, нелинейные ограничители перенапряжений.

Все больший интерес вызывают ВГ с номинальными токами более 14 000 А и номинальными токами отключения более 160 кА. Это об-

условлено увеличением единичных мощностей генераторов, внедрением сетей номинальным напряжением 500; 750; 1150 кВ, развитием атомных электростанций, где необходима высокая надежность системы собственных нужд реактора, развитием гидроаккумулирующих станций, характеризуемых частой сменой генераторно-турбинного и насосно-двигательного режимов работы, что выдвигает дополнительные требования к ВГ по механическому и коммутационному ресурсу.

Требования к номинальному току и номинальному току отключения ВГ зависят от того, в каких генераторных цепях он установлен и какие оперативные и защитные функции он должен выполнять.

Анализ функционирования ВГ показывает, что они имеют повышенную динамическую и термическую стойкость. Так, коэффициенты динамической стойкости ВГ должны превышать стандартное значение $K_d = 2,5$ в 1,05–3,00 раза для обеспечения динамической стойкости ВГ к токам КЗ от системы. Для ВГ имеются более жесткие требования к ПВН при отключении КЗ по сравнению с другими ВВ на средние классы напряжения: скорость ПВН составляет 3,5 кВ/мкс для ВГ с $U_{\text{ном}} = 6(10)$ кВ, $I_{\text{o,ном}} = 50\text{--}80$ кА, и она увеличивается до 5,5 кВ/мкс для ВГ с $U_{\text{ном}} = 24$ кВ, $I_{\text{o,ном}} = 160\text{--}200$ кА, нормированным временем задержки $t_d = 1$ мкс; имеются требования к коммутационной способности ВГ в условиях рассогласования фаз, а нормированный ток отключения КЗ в этом режиме составляет $0,5 I_{\text{o,ном}}$.

Наибольшее распространение получили элегазовые ВГ с одной ступенью давления. На рис. 3.23 представлен элегазовый ВГ с одной ступенью давления фирмы «АББ» типа HGI3 ($U_{\text{ном}} = 17$ кВ, $I_{\text{o,ном}} = 65$ кА, $I_{\text{ном}} = 8000$ А): номинальное давление (т. е. давление заполнения при температуре 20 °С) составляет $p_{\text{ном}} = 0,62$ МПа (абс.), полное время отключения 48 мс, время горения дуги отключения 20 мс, коммутационный ресурс для 100 % $I_{\text{o,ном}}$ – 5 циклов ВО, для $I_{\text{ном}} = 8000$ А – 1250, механический ресурс – 10 000 циклов ВО (1 – дугогасительная камера ВГ; 2 – рама ВГ; 3 – клапан наполниительный; 4 – манометр; 5 – гидропривод ВГ; 6 – посеребренные пластины выводов ВГ, $P = 450\text{--}1200$ мм – межфазное расстояние (в зависимости от межфазного расстояния соединительных шин)).

В современных модификациях ВГ типа НЕС 7/8 фирмы «АББ» номинальные токи увеличены до 24 000 А (естественное охлаждение),

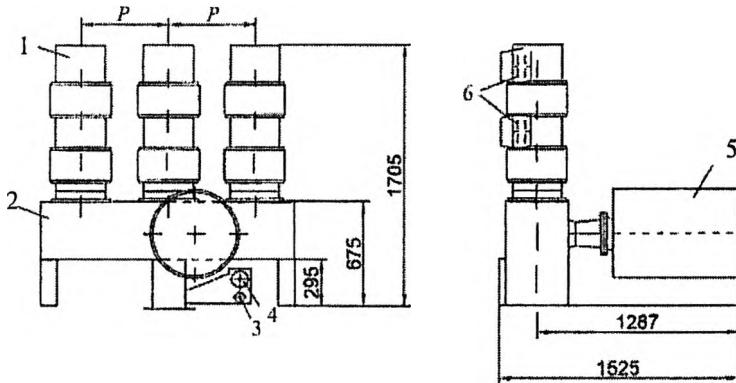


Рис. 3.23. Элегазовый ВГ типа HGI3 с одной ступенью давления

до 38 000 А (принудительное воздушное охлаждение) с номинальным током отключения 200 кА.

3.2.5.4. Характеристики элегаза и его смесей применительно к использованию в ДУ

Электрическая прочность элегаза (кривая 1) от давления p (для промежутка в 1 см между шарами диаметром 5 см) примерно в 2,5 раза выше электрической прочности воздуха (кривая 2) и при давлении $p > 0,25$ МПа превышает электрическую прочность трансформаторного масла (кривая 3, рис. 3.24).

Элегаз — тяжелая среда, и фазовые переходы (пар—жидкость, жидкость—пар) происходят при температурах, характерных для работы ВЭ в ОРУ. Действительно, при $t = -45^{\circ}\text{C}$ давление пара $p_{\text{н.т}} = 0,35$ МПа; при $t = -30^{\circ}\text{C}$ $p_{\text{н.т}} = 0,5$ МПа (рис. 3.25). Обобщенная линия насыщения 1 (кривая упругости пара), построенная на основе многочисленных экспериментов, представлена на рис. 3.25.

Фазовые переходы существенно ограничивают возможности повышения отключающей способности ВЭ за счет увеличения исходного давления элегаза, так как это неизбежно приводит к вынужденному уменьшению диапазона рабочих температур ВЭ или к необходимости вводить нагревательное устройство, использовать смеси элегаза с азотом N_2 или элегаза с тетрафторметаном CF_4 .

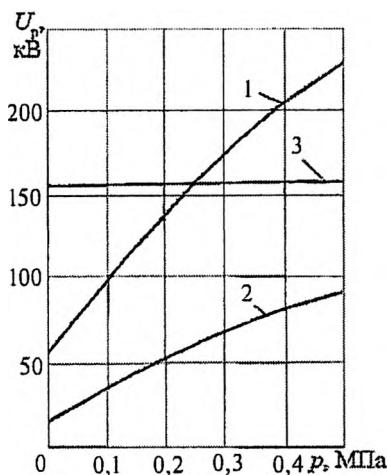


Рис. 3.24. Разрядные характеристики сред от давления

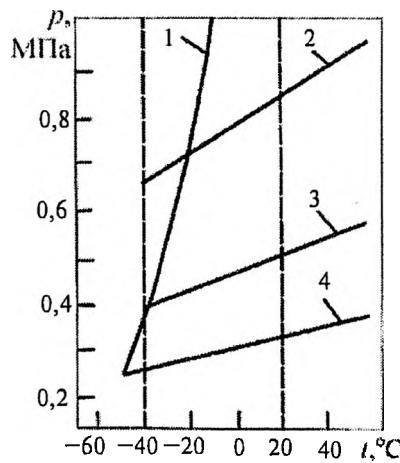


Рис. 3.25. Диаграмма состояния элегаза и смеси элегаза с азотом

Смеси обеспечивают сжижение рабочей среды при более низких температурах. Однако следует иметь в виду, что по изоляционной и дугогасящей способности каждый из этих газов хуже элегаза (в 1,5–2,5 раза). Относительная электрическая прочность U_r для смесей SF_6-N_2 и SF_6-CF_4 от относительного содержания SF_6 представлена на рис. 3.26.

При уменьшении парциального давления N_2 (CF_4) электрическая прочность смеси SF_6-N_2 (SF_6-CF_4) снижается. Поэтому использование этих смесей вместо элегаза при условии сохранения электрической прочности и коммутационной способности ВЭ приводит к повышению общего номинального давления в камере ВЭ.

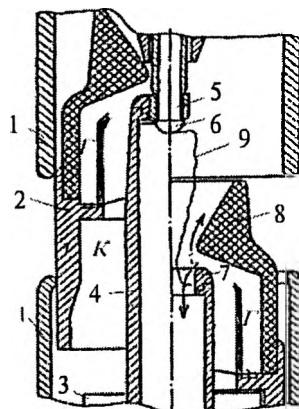


Рис. 3.26. Схема ДУ двустороннего дутья ВЭ с одной ступенью давления

При разработке ВЭ для низких температур ($t = -40^\circ\text{C}$, $p_{\text{ном}} = 0,7 \text{ МПа}$) специалисты фирмы «Сименс» используют смесь: 60 % SF_6 и 40 % N_2 (см. рис. 3.25, где кривая 2 — давление смеси в состоянии заполнения, кривая 3 — парциальное давление элегаза, кривая 4 — парциальное давление азота).

Однако использование смеси элегаз—азот в ВЭ недостаточно изучено. В частности, известно, что фазовые переходы для смесей характеризуются нестабильностью (размытый фазовый переход) по сравнению с однокомпонентной средой. На этот переход существенно влияют пыль, влага, ионы, твердые частицы и т. д. Недостаточно исследованы разрядные характеристики смеси для больших промежутков, связь расстояния между контактами выключателя с отключающей способностью ВЭ, состояние смеси, находящейся длительное время в эксплуатации.

Практическое применение смеси SF_6-CF_4 (50/50 %) выполнено фирмой GEC-ALSTOM для выключателя FXT17 с двумя дугогасительными разрывами на напряжение 525 кВ, $I_{\text{o,ном}} = 40 \text{ кА}$. Абсолютное давление заполнения при 20°C составляло 0,82 МПа с гарантией возможности эксплуатации при температуре до -40°C .

В ВЭ элегаз как изолирующая и дугогасящая среда используется при давлении 0,15–1,00 МПа. При этом обеспечивается необходимая электрическая прочность межэлектродных промежутков при воздействии различных ПВН и высокая коммутационная способность ДУ.

Продукты разложения элегаза. Влажность в ВЭ. В нормативных документах по применению элегазового оборудования, в том числе по ВЭ, обязательно имеются пункты, которые предписывают тщательную очистку и осушку элегаза, периодический контроль продуктов разложения и влажности элегаза. Выпускаемый на химических заводах элегаз имеет ряд примесей (CF_4 , SF_4 , SO_2F_2 , SOF_2 , водяной пар и т. д.). В частности, присутствие фтористого углерода CF_4 снижает электрическую прочность товарного элегаза. Коррозионная способность элегаза объясняется наличием SF_4 , токсичные свойства — наличием SO_2F_2 , SOF_2 . Хотя количество этих примесей в элегазе мало, перед употреблением в ВЭ требуются дополнительные мероприятия по его осушке и очистке.

Для слаботочных разрядов основным видом продуктов разложения является четырехфтористая сера SF_4 . Количество продуктов разложения элегаза при пробое зависит от энергии разряда, материала электродов, температуры среды. В продуктах разложения присутствует и CF_4 , который, взаимодействуя с твердыми диэлектриками (внутренними изоляторами), способствует созданию полупроводниковых налетов. Последние резко снижают сопротивление утечке тока по поверхности изоляторов.

Значителен выход газообразных и твердых продуктов разложения при сильноточной дуге. Хотя и здесь основным видом продуктов разложения является SF_4 , экспериментально зафиксировано и наличие продуктов гидролиза SF_4 : фтористого тионила SOF_2 , фтороводорода NF . Эти соединения — следствие наличия влаги (или оставшегося кислорода) в камере ВЭ. При довольно высокой влажности возможно появление таких кислот, как сернистая, серная, шестифтористо-кремниевая. Следовательно, наличие влаги вызывает образование токсичных соединений, широкого спектра коррозионно-активных соединений в камере ВЭ. Поступление влаги в герметичную камеру ВЭ осуществляется несколькими способами. В частности, статические и динамические уплотнительные соединения создают условия для проникновения влаги в камеру ВЭ. Диффузия влаги через уплотнительные соединения может быть существенной при неудачном выборе материала уплотнения (прокладок), формы и размеров пазов, усилия при деформации уплотнения и т. д.

Стенки камеры ВЭ, токопроводы, изоляционные материалы внутри камеры ДУ ЭВ являются адсорбирующими поверхностями и значительно влияют на влажность газовой среды, особенно при резких изменениях температуры и в начальный период после сборки ВЭ и установки в эксплуатацию (первый год эксплуатации). К примеру, если внутренний изолятор ВЭ хранился в помещении с относительной влажностью 80 % при 20 °C, то при установке его в камеру ВЭ вносится количество влаги, которое почти в 40 раз превышает влагосодержание собственного элегаза при его точке росы — 39 °C. Поэтому внутренние изоляторы (и изоляционные элементы) сразу после изготовления должны быть помещены в герметичные полиэтиленовые мешки для их хранения. Некоторые фирмы добавляют в мешок адсорбент или цвет-

ной индикатор, который указывает влагосостояние в герметичном мешке.

Для быстрой замены газовой среды (производства очистки, осушки и полной регенерации SF_6) обычно используют передвижные установки газообеспечения. Эти установки содержат высокопроизводительный вакуумный насос ($100\text{ м}^3/\text{ч}$), двухступенчатый компрессор ($25\text{ м}^3/\text{ч}$), фильтры, пылеуловители, вентильные панели и отдельный резервуар-ресивер.

Для ВЭ, который находится в эксплуатации, обязательным является наличие адсорбента, количество которого должно быть достаточным для поглощения продуктов разложения и поддержания влажности внутри ДУ и ВЭ в пределах установленных норм в соответствии с гарантированным сроком эксплуатации ВЭ. Это количество адсорбента зависит от количества разрывов в одной камере n , от тока отключения $I_{o,nom}$, регламентированного числа N отключений тока $I_{o,nom}$, массы изоляционных материалов, объема камеры, плотности элегаза.

Установлено, что большая часть продуктов разложения, обнаруженных в SF_6 главным образом после ряда операций дугогашения, состоит из SOF_2 , который является результатом взаимодействия SF_4 с влагой или кислородом, содержащихся в остаточном воздухе газонаполненного ВЭ. Количество SOF_2 пропорционально высвобожденной в дуге энергии. Для оценки примем, что на 1 кДж энергии разлагается около $2,7\text{ см}^3$ элегаза и образуется примерно $1,5\text{ см}^3$ SOF_2 . Так, если 1 г активированного оксида алюминия адсорбирует до 14 см^3 SOF_2 , то можно определить требуемое количество адсорбента. Однако обычно учитывается коэффициент запаса, равный 3–5, для обеспечения гарантийного срока до 20–25 лет эксплуатации.

Элегазовые ДУ. В современных ДУ ВЭ используется система продольного одностороннего газового дутья (см. рис. 3.14) или система двустороннего дутья (потоки газа направлены в противоположные стороны). В ВЭ на средние классы напряжения применяют ДУ с использованием эффекта автогенерации и электромагнитного дутья (см. рис. 3.15).

Представленные принципы дугогашения нашли применение в ряде конструкций ДУ ВЭ.

Автокомпрессионные ДУ. На принципиальной схеме ДУ двустороннего дутья ВЭ с одной ступенью давления (см. рис. 3.26) представлены положения ДУ «включено» (слева), «отключено» (справа). Когда ВЭ находится во включенном положении, главные контакты 1, 2 и дугогасительные контакты 5, 7 находятся в замкнутом состоянии. В полости К давление элегаза постоянно ($p = \text{const}$) и равно номинальному давлению p_b заполнения ВЭ. При подаче команды на отключение внешний привод обеспечивает перемещение сверху вниз подвижной системы ВЭ: подвижного главного контакта 2, дугогасительного контакта 7 и штока 4, которые жестко связаны между собой и через тягу с силовым приводным механизмом. Вначале размыкаются главные контакты 1, 2, а затем дугогасительные контакты 5, 7. Вся подвижная система перемещается относительно неподвижного поршня 3, при этом происходит сжатие элегаза в полости К (обеспечивается принцип автокомпрессии).

Дугогасительные контакты 5, 7 размыкаются с задержкой по ходу. После размыкания контактов 5, 7 начинается истечение элегаза через сопло в подвижном контакте 7 и через изоляционное сопло 8 (организуется двустороннее продольное дутье), а дуга 9 горит между оконечностью 6 неподвижного дугогасительного контакта 5 и подвижным дугогасительным контактом 7.

После окончания перемещения подвижной системы истечение элегаза затухает и давление в полостях ДУ становится равным исходному.

В целях повышения отключающей способности ВЭ в конструкцию ДУ (рис. 3.27) вводят полость автогенерации (Γ), которая способствует локализации тепловой нагрузки от дуги отключения и дополнительному дутью за счет эффекта газогенерации изоляционных стенок полости Γ , а значит, увеличению перепада давления в области нуля тока и эффективности дугогашения.

Автогенерирующие ДУ для ВЭ на средние классы напряжения. Совершенствование ВЭ связано с понижением энергоемкости приводного механизма, а следовательно, и стоимости ВЭ. Однако понижение энергоемкости привода вызывает уменьшение перепада давления в момент гашения дуги, что снижает отключающую способность ВЭ. Повышение эффективности использования дугогасящих свойств элегаза при горении электрической дуги в сопловом канале возможно

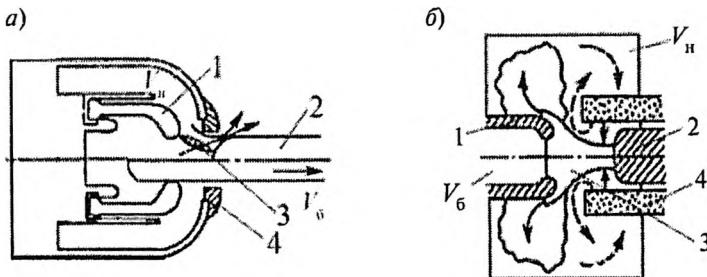


Рис. 3.27. Схемы ДУ с использованием эффекта автогенерации

введением дополнительных фторопластовых элементов, что позволяет при невысокой энергоемкости привода обеспечить необходимый перепад давлений элегаза в момент гашения дуги. В данном случае энергия дуги частично используется для создания дополнительного газового дутья за счет эффекта автогенерации (массового расхода элементарного углерода и CF_4 с внутренней поверхности изоляционного сопла и фторопластовых элементов ДУ под влиянием излучения).

На рис. 3.27 представлены принципиальные схемы конструкций ДУ с использованием эффекта автогенерации для средних классов напряжения. При горении электрической дуги отключения 3 между контактами 1 и 2 в камере V_h повышается давление под влиянием высокой температуры электрической дуги 3 и газогенерации фторопластовых поверхностей камеры V_h и сопла 4 конструкции ДУ. Данные ДУ при отключении имеют два динамических этапа: накачка — сопло 4 закрыто контактом 2, происходит увеличение давления в камере V_h ; газовое дутье — при движении контакта 2 вправо сопло 4 открывается и начинается истечение газа в бак выключателя V_b через сопло 4.

В современных конструкциях ВЭ принцип автогенерации в сочетании с принципом автокомпрессии нашел широкое применение в ВЭ всех классов напряжения (от 6 до 500 кВ на один разрыв).

3.2.5.5. Масляные и маломасляные выключатели высокого напряжения

Масляные и маломасляные высоковольтные выключатели (ВМ и ВММ) являются распространенными силовыми высоковольтными

выключателями в энергосистемах России (номенклатура – более 50 модификаций).

Преимущества ВМ и ВММ связаны с простотой конструкции, низкой стоимостью, длительным опытом эксплуатации, возможностью обслуживающего персонала подстанции проводить ремонтные работы и ревизию состояния элементов выключателей (контактов, сопел ДУ и т. д.).

Масляные и маломасляные ДУ. Горение и гашение дуги отключения осуществляется в парогазовой смеси, генерируемой электрической дугой отключения, за счет испарения и разложения масла под ее воздействием (этап «парогазовый пузырь»).

Эффективность дугогашения повышается, если гашение дуги осуществляется в результате ее охлаждения в потоке парогазовой смеси через сопловые конструкции масляных и маломасляных ДУ (этап «газовое дутье»).

При оценке термодинамического состояния этой дугогасящей среды исходят из средних значений температуры и усредненного химического состава, %: водород H_2 47–66, ацетилен C_2H_4 14–27, метан

C_2H_2 9–15, этилен C_2H_6 10–15, углекислый газ CO_2 3,0–2,6. Отсюда следует, что в парогазовой смеси значительную долю составляет водород, обладающий по сравнению с воздухом высокой теплопроводностью, но меньшей электрической прочностью.

Следует отметить, что на этапе «парогазовый пузырь» в масляных и маломасляных ВВ эффективно используется эффект автогенерации. На рис. 3.28 представлен ДУ с продольным автодутьем.

При размыкании контактов 1 и 4 возникает электрическая дуга 5.

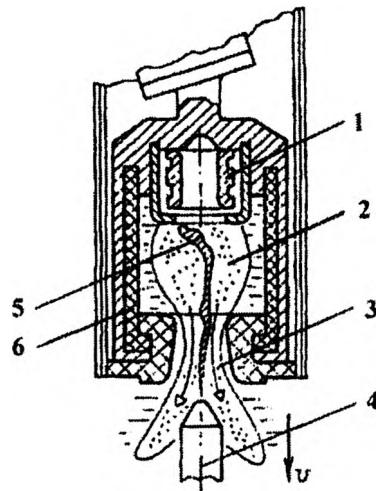


Рис. 3.28. Схема маломасляного ДУ с продольным автодутьем

На первом этапе горение и гашение дуги в ДУ осуществляется в парогазовом пузыре 2 в результате разложения масла под воздействием электрической дуги отключения (сопло 3 закрыто подвижным контактом 4). Высокое давление парогазовой смеси в пузыре 2 пропорционально мощности электрической дуги отключения и массово-му расходу газогенерирующих изоляционных стенок 6 ДУ. Отключение предельных мощностей таких ДУ осуществляется на втором этапе («газовое дутье»), который следует после открытия сопла 3. Наибольшая эффективность дутья при гашении дуги на втором этапе получена в конструкциях ДУ, в которых пузырь 2 соединяется с газовым объемом над маслом в баке (камере) ДУ с системой встречно-поперечного дутья.

Несмотря на длительный опыт проектирования и эксплуатации и неоднократные модернизации ВМ и ВММ, достигнутые пределы коммутационной способности и ресурсов (коммутационный и механический) значительно ниже данных показателей для элегазовых и вакуумных ВВ. Так, например, выключатель масляный баковый типа МКП-110М-1000/630-20, предназначенный для ОРУ 110 кВ ($I_{o,nom} = 20$ кА), имеет механический ресурс $N = 500$ циклов ОВ, коммутационный ресурс $N_k = 140$ (на номинальный ток $I_{nom} = 630$ А), на ток отключения (0,6–1,0) $I_{o,nom}$ – 10 отключений, на (0,3–0,6) $I_{o,nom}$ – 14. Такой выключатель требует 8 т масла на три полюса по восемь разрывов в каждом из трех дугогасительных устройств. ВМ имеет большой объем масла, которое является дугогасящей средой и изоляцией токоведущих частей.

Существенные недостатки ВМ связаны с использованием большого количества масла, необходимостью постоянно следить за его состоянием, очищать и сушить его, с взрыво- и пожароопасностью. Масло следует подогревать при низких температурах окружающей среды. Например, нагревательное устройство для ВМ бакового типа МКП-110М-1000/630-20 потребляет около 15 кВт (по 5 кВт на каждый бак).

В ВММ масло используется только как среда для дугогасительного устройства (корпус камеры ДУ выполнен из изоляционного материала), поэтому применяют сравнительно небольшие объемы масла. Для

ВММ типа ВМП-110 кВ с пружинным приводом и давлением избыточного азота 0,5–1,0 и 1,5 МПа ресурс коммутационный (при отключении 60–100 % $I_{o,nom}$ = 40 кА) $N_k = 7$, при отключении 30–60 % $I_{o,nom}$ $N_k = 15$, при номинальных токах $N_k = 500$. ВММ на 10 кВ серии ВМПП-10 на 20 кА с пружинным приводом имеет механический ресурс до капитального ремонта 5000 циклов ОВ, масло меняется после 17 отключений токов КЗ до 12 кА или после 10 отключений – до 20 кА. Однако согласно инструкциям для данных ВММ предусмотрен «технический осмотр» (один раз в год и после отключения КЗ). К мероприятиям по данной процедуре относят: осмотр контактов (при сильной эрозии их замена), очистку обугливающих перегородок, промывку деталей и т. д.

В процессе эксплуатации наблюдается значительный износ контактов, поверхностное обугливание перегородок дугогасительной камеры, увеличение сечения дутьевых каналов и цилиндрического отверстия дугогасительной камеры.

Несмотря на то что выпуск ВМ и ВММ прекращен, опыт проектирования и эксплуатации таких дугогасительных устройств может быть полезен при работе с маслонаполненным высоковольтным оборудо-

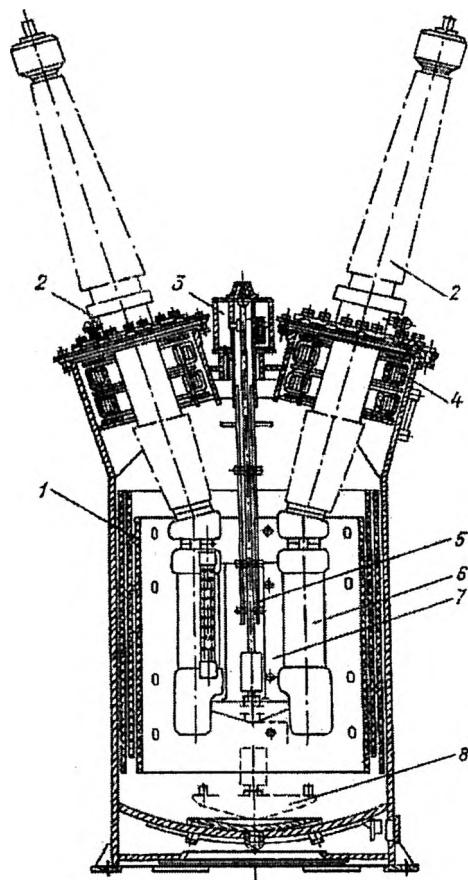


Рис. 3.29. Полюс бакового ВМ

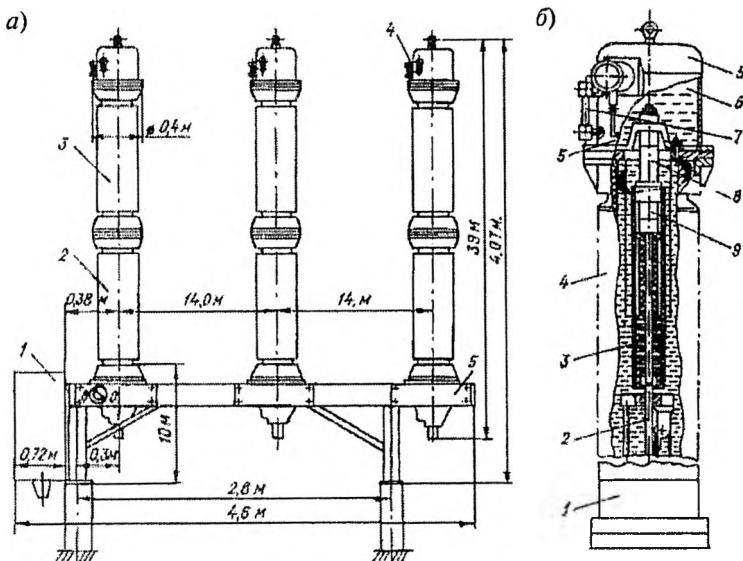


Рис. 3.30. ВММ типа ВМТ-110

ванием, а также при применении в ДУ новых жидкостей (например, жидкой щефтористой серы).

Рассмотрим некоторые конструкции ВМ и ВММ.

Полюс бакового ВМ типа МКП-110М-1000/630-20 на 110 кВ, 20 кА, номинальный ток 630 А (рис. 3.29) состоит из цилиндрического бака 1, маслонаполненных вводов 2, установленных на крышке бака, приводного механизма 3, встроенных трансформаторов тока 4, дугогасительных устройств 6, к которым подсоединенны шунтирующие резисторы 7. Приводной механизм соченен с изоляционной тягой 5, перемещающей контактную систему 8.

Бак заливается трансформаторным маслом. Между поверхностью масла и крышкой бака должен оставаться свободный объем (20–30 % объема бака) – воздушная буферная подушка. Воздушная подушка снижает давление на стенки бака при отключении выключателя, исключает выброс масла из бака и предохраняет ВМ от взрыва при отключении предельных токов отключения.

Дугогасительное устройство выключателя МКП-110-М представляет собой камеру с восемью разрывами на фазу, с шунтирующим резистором на каждые четыре разрыва.

ВММ типа ВМТ-110 (рис. 3.30, а) на 20 кА, номинальный ток 1000 А, состоит из пружинного привода 1 (ППК-2300), опорных изоляторов 2, ДУ 3 с выводами 4, установленных на основании 5. ДУ (рис. 3.30, б) включает в себя основание 1, подвижный контакт 2, дугогасительную камеру 3, полый фарфоровый изолятор 4, закрытый крышкой 5, токопровод 8 с неподвижным контактом 9. Ток подводится к подвижному контакту через токоведущий фланец, расположенный в основании 1. Неподвижный контакт выполнен в виде розеточного контакта.

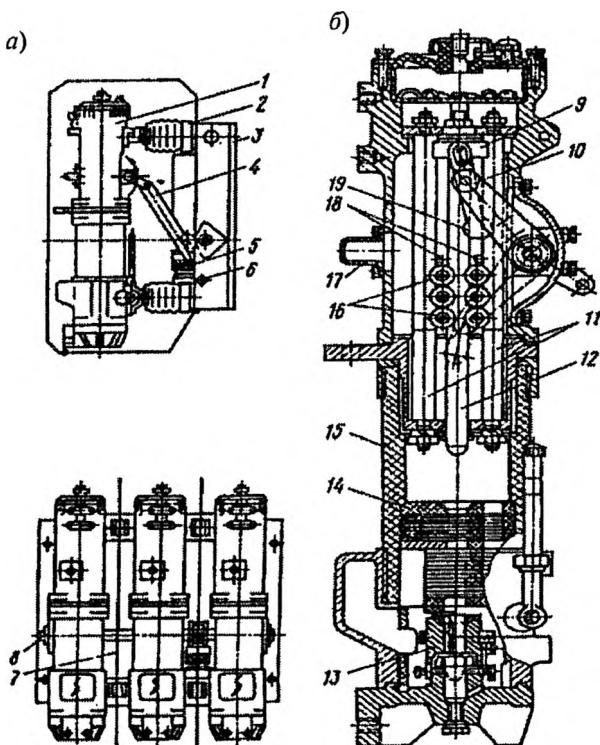


Рис. 3.31. Схема полюса выключателя ВММ 6(10) кВ

Для обеспечения повышения отключающей способности ДУ предусмотрен объем 6, заполненный сжатым воздухом при давлении 0,5–1,0 МПа. Кроме того, в ДУ имеется автоматический клапан, поддерживающий избыточное давление на требуемом уровне, и указатель уровня масла 7.

Полюсы ВММ снабжены электронагревательными устройствами.

Полюс выключателя ВММ 6(10) кВ представлен на рис. 3.31 (а – общий вид; б – разрез полюса; 1 – бачок; 2 – изолятор; 3 – рама; 4 и 15 – изоляционные тяга и цилиндр; 5 – масляный буфер; 6 – болт M10 для заземления; 7 – междуфазные изоляционные перегородки; 8 – главный вал; 9 и 11 – направляющие колодка и стержни; 10 – шарнирный механизм; 12 и 13 – подвижный и неподвижный контакты; 14 – дугогасительная камера; 16 – токосъемные ролики; 17 – колпачок; 18 – упоры; 19 – рычаг). Рычаг 19 состоит из изоляционного цилиндра 3, на концах которого заармированы металлические фланцы 2 и 4.

Электрическая прочность трансформаторного масла. В ВМ и ВММ изоляционной и дугогасящей средой является трансформаторное масло.

Для трансформаторного масла с высокой степенью очистки (после дегазации и фильтрования) электрическая прочность достигает 100 кВ/мм (амплитудное значение), но такое масло очень чувствительно к различного рода примесям, и добавление даже относительно небольшого количества примесей заметно ухудшает его разрядные характеристики. Масло поглощает влагу и газы, в результате ухудшаются электрические характеристики и наблюдается значительный разброс измеренных значений пробивного напряжения. Согласно ГОСТ 6581–75 пробивное напряжение масла для ВМ и ВММ до 15 кВ включительно перед заливкой должно быть 30 кВ (для разрядника со стандартным промежутком между электродами 2,5 мм), а после заливки 25 кВ. Для ВМ и ВММ с номинальным напряжением 35 кВ и более пробивное напряжение масла перед заливкой 40 кВ, а после заливки 35 кВ. Для испытания масла обычно используют аппарат типа ТУ-158, где в фарфоровый сосуд с разрядником (между этими электродами 2,5 мм) заливают 0,5 л масла. Для данного образца масла следует выполнить пять пробоев; затем определяют среднее арифметическое, которое и принимают за пробивное напряжение. Поэтому периоди-

ческие высоковольтные испытания масла на электрическую прочность при эксплуатации являются обязательными испытаниями на качество масла.

Рассмотрим основные причины понижения изоляционных и дугогасительных свойств масла при эксплуатации.

Разложение масла под действием дугового разряда. Проводящие частицы (например, частички сажи), которые образуются после дуговых разрядов, вызывают локальное увеличение напряженности электрического поля и могут затягиваться в промежуток между контактами. Они притягиваются к изоляционным поверхностям ВММ и оседают на них, что приводит к образованию на этих поверхностях проводящих мостиков и к снижению электрической прочности. Количество выделившегося углерода (сажи) пропорционально энергии отключаемой дуги, и с увеличением числа коммутаций происходит его увеличение.

Газы. Электрическая прочность пузырьков газа ниже, чем масла, поэтому появление частичных разрядов в пузырьках способно инициировать общее перекрытие изоляции. Газовые пузыри в ВМ поднимаются наверх и, дойдя до границы масла, переходят в зону газообразной подушки над поверхностью масла. В процессе дугогашения происходит сильное перемешивание двухфазной среды и дополнительная загазованность масла газопаровой смесью.

Влага. Она может попадать в масло либо непосредственно из атмосферы, либо в результате конденсации на стенки камер при резких колебаниях температуры. Капли воды в зоны с высокой напряженностью электрического поля, вытягиваясь, образуют продольные мостики пониженного сопротивления.

Форма волны приложенного напряжения. Электрическая прочность трансформаторного масла зависит от формы волны приложенного напряжения. В частности, электрическая прочность масла при одноминутном напряжении частоты 50 Гц намного ниже, чем при грозовых импульсах 1/50 мкс.

Влияние гидростатического давления. Электрическая прочность трансформаторного масла возрастает по мере повышения его гидростатического давления, так как при значительном повышении давле-

ния находящиеся в масле газовые пузырьки сильно сжаты, а также возрастает растворимость газа в масле.

Перекрытия по поверхности твердой изоляции в масле. Разрядные градиенты напряжения по поверхности чистого твердого диэлектрика, погруженного в масло, намного ниже пробивных градиентов чисто масляного промежутка.

В ВМ и ВММ к поверхности погружаемых в масло изоляционных конструкций обычно притягиваются всевозможные загрязняющие примеси, поэтому разрядные градиенты вдоль поверхности твердого диэлектрика оказываются намного ниже, чем у чистого масла. Приято считать, что разрядные градиенты напряжения по поверхности чистого твердого диэлектрика, погруженного в трансформаторное масло, составляют лишь 20 % разрядного градиента масла.

Чтобы масло не увлажнялось, его не следует заливать в сырую погоду. В холодное время года температура масла должна быть на 5–10 °C выше температуры окружающей среды.

3.2.5.6. Вакуумные выключатели переменного тока высокого напряжения

В сетях средних классов напряжений 6; 10; 35 кВ эффективно используют вакуумные ВВ и «соревнование» разных типов элегазовых выключателей 6; 10; 35 кВ с вакуумными ВВ неуклонно усиливается. Ведущие электротехнические фирмы Европы, Южной Кореи, Китая ведут интенсивные научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы по разработке одноразрывных вакуумных ВВ на 110 кВ и более с номинальным током отключения до 63 кВ.

К преимуществам вакуумных ВВ следует отнести:

- 1) высокую износостойкость дугогасительных устройств и их контактов при коммутации номинальных токов отключения: число циклов ВО без ремонта достигает 50–100 циклов ВО;
- 2) минимум обслуживания – смазка механизма привода и замена элементов привода после 5000–15 000 ВО, проверка вакуума, периодический осмотр ВВ;
- 3) взрыво- и пожаробезопасность дугогасительных ДУ, а также возможность работы в агрессивных средах, что обеспечивается герметичным исполнением вакуумных дугогасительных камер ВВ;

- 4) экологическую безопасность;
- 5) малую массу, небольшие габаритные размеры ВВ и динамические нагрузки на конструкцию ЗРУ;
- 6) быстродействие;
- 7) надежность, безопасность эксплуатации, сокращение времени на монтаж и обслуживание.

Вакуумные ДУ. Гашение электрической дуги в вакуумных ВВ происходит в вакууме ($1,10^{-4} - 1,10^{-5}$ Па), обладающем высокой электрической прочностью. Для дуги в вакууме характерны низкое падение напряжения, высокая плотность тока в области катодного падения напряжения, высокая концентрация плазмы в прикатодной области.

При размыкании контактов и образовании вакуумной дуги источником поставки частиц в межконтактный промежуток является катод. Поэтому своеобразие дугового разряда обусловлено процессами на катоде и в области катодного пятна катода.

Вакуумная дугогасительная камера ВВ выполняется с одним разрывом на полюс. Дугогасительная камера состоит из следующих основных элементов (рис. 3.32): изоляционный корпус 5, токоведущий стержень 1, б с коммутирующими контактами 4, система металлических экранов 3, сильфон 2. Система экранов обеспечивает защиту внутренней поверхности изоляционного корпуса от попадания испарившихся частиц материала контактов, выравнивание распределения напряженности поля внутри камеры. Сильфон 2 применяют для перемещения подвижного контакта без нарушения герметичности камеры.

Электрическая прочность межконтактного промежутка l_k в вакууме превышает разрядные характеристики других сред в однородном поле (рис. 3.33: кривая 1 – вакуум; 2 – масло; 3 – элегаз; 4 – воздух). При длине промежутка $l_k = 10$ мм разрядное напряжение превышает 200 кВ.

Современные вакуумные ВВ выпускаются как отечественными предприятиями, так и зарубежными фирмами «АББ», «Сименс» и т. д. Для серии ВВ/TEL (ПГ «Таврида Электрик») 6-10 кВ с номинальным током 630; 1000; 1600 А, номинальным током отключения 12; 5; 20; 25 кА коммутационный ресурс при номинальном токе – 50 000 циклов ВО. Высокие номинальные характеристики по отключающей способности имеют ВВ фирмы «АББ», к примеру модификация VD4-4031-31

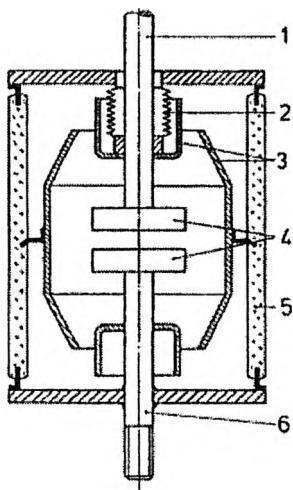


Рис. 3.32. Вакуумная дугогасительная камера

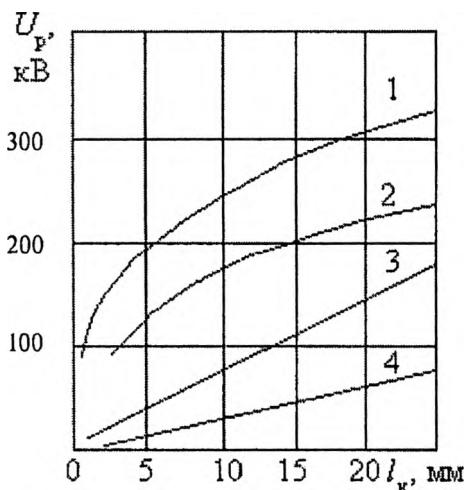


Рис. 3.33. Зависимости разрядных напряжений от длины межконтактного промежутка для различных изоляционных сред

(номинальное напряжение 40/35 кВ, $I_{\text{ном}} = 3150 \text{ A}$, $I_{o,\text{ном}} = 31 \text{ kA}$), модификация VD4-1220-63 (номинальное напряжение 12/10 кВ, $I_{\text{ном}} = 2000 \text{ A}$, $I_{o,\text{ном}} = 63 \text{ kA}$) с временем отключения 60 мс (время горения дуги 15 мс) и коммутационным ресурсом по предельным параметрам 50 циклов ВО.

Для ВВ типа ЗАН2 фирмы «Сименс» (12 кВ / 31,5 кА / 2500 А) коммутационный ресурс для $I_{o,\text{ном}} = 31,5 \text{ kA}$ $N_k = 85$ циклов ВО и далее, соответственно, для 20 кА – 250 циклов ВО, для 4,5 кА – 10 000 циклов ВО, 2,5 кА – 30 000 циклов ВО; механический ресурс составляет 60 000 циклов ВО.

Рассмотрим некоторые недостатки ВВ, связанные с конструктивными особенностями дугогасительных камер и физическими процессами при горении и гашении дуги отключения в вакууме.

При коммутации ВВ индуктивных токов (например, при отключении малонагруженных трансформаторов и пусковых токов электро-

двигателей) возникают перенапряжения. Следует отметить, что коммутационные перенапряжения носят случайный характер и зависят от структуры электрической сети и состояния при эксплуатации ВВ.

В процессе отключения малых индуктивных токов в межконтактном промежутке возникает вакуумная дуга. Вследствие высокой скорости нарастания электрической прочности межконтактного промежутка в вакууме дуга может погаснуть до естественного перехода тока через нуль, т. е. происходит срез тока.

Одним из существенных недостатков вакуумных ВВ является торцевое контактирование (главных и совмещенных с ними дугогасительных контактов), что требует значительных механических усилий для обеспечения малого переходного сопротивления при эксплуатации (см. рис. 3.32). Для таких ВВ выдвигаются специфические требования к приводу, который должен исключить вибрацию и отброс контактов при включении (наиболее опасны эти явления при включении на КЗ) для обеспечения требований ГОСТ Р 52565–2006 по ручному включению ВВ.

В частности, для ВВ серии ВВ/TEL (ПГ «Таврида Электрик») сила удержания контактов во включенном состоянии 1350–1500 Н при номинальном токе отключения 12,5 кА, а при 20 кА усилие более 2000 Н. С учетом того, что необходимые усилия в контактах (для исключения их сваривания, электродинамического отброса и т. д.) пропорциональны току ($\sim I^2$), при номинальном токе отключения 50–63 кА для ВВ требуются сложная конструкция привода (электромагнитного или пружинного), повышенная надежность его пусковых элементов из-за значительных усилий контактирования, дополнительные элементы для ручного включения.

При повышении номинального тока отключения для вакуумного ВВ следует увеличить диаметр контактов, использовать новые контактные материалы и конструкции контактов и т. д.

Эксплуатация вакуумных выключателей. Если при эксплуатации воздушных и масляных (маломасляных) ВВ наладка и ремонт проводятся силами обслуживающего персонала подстанции, то в руководствах по монтажу и техобслуживанию современных вакуумных ВВ фактически эти функции переданы фирме-производителю. Фирмами-производителями ВВ разрабатываются комплексы технической ди-

гностики и сервисного обеспечения ВВ в процессе их эксплуатации. В этих предписаниях выделяют инспекцию ВВ (определение состояния ВВ), обслуживание (поддержание ВВ в рабочем состоянии при эксплуатации), ремонт (восстановление ВВ после фиксированного ресурса ВО).

Каждая фирма-производитель вакуумных ВВ выпускает свое руководство по техобслуживанию и предписание по эксплуатации (осмотр, текущий и капитальный ремонт). Остановимся на некоторых проблемах при эксплуатации ВВ.

Контроль вакуума в ДУ. Для повышения эксплуатационной надежности вакуумных ВВ особенно актуальна разработка методов и устройств, позволяющих регистрировать давление внутри вакуумных камер в процессе их работы и предотвращать их функционирование при потере вакуума. Однако, несмотря на значительное количество методов и средств, изложенных в патентной литературе, при эксплуатации ВВ их практически не применяют, так как эти средства приводят к существенному удорожанию ВВ. Эрозия контактов при эксплуатации (в частности, после 50 %-ного ресурса по коммутационной способности), особенности конструкции вакуумной камеры, переноса тока в вакууме требуют обеспечения мероприятий по периодическому контролю вакуума (электрической прочности межконтактного промежутка в вакууме).

Фирма «АББ» предписывает для ВВ проверку вакуума с помощью вакуумного тестера VIDAR компании Programma Electric GmbH.

В частности, для ВВ на напряжение 12 кВ постоянное испытательное напряжение равно 40 кВ. Для ВВ типа ВВ/TEL ограничиваются периодическим контролем электрической прочности дугогасительной камеры ВВ.

Проверка электрической прочности изоляции главной цепи ВВ, в том числе прочности изоляции вакуумного промежутка между разведенными контактами, осуществляется на установке типа АИИ-70 или любой другой установке, имеющей максимальную токовую защиту, настроенную на ток утечки не более 20 мА. Испытания проводят испытательным напряжением промышленной частоты согласно ГОСТу в течение 1 мин. Следует иметь в виду, что при данных высоковольтных

испытаниях вакуумная дугогасительная камера является источником рентгеновского излучения (регистрируется счетчиком Гейгера–Мюллера). Максимальная доза облучения наблюдается при малых межконтактных промежутках (от 0,50 до 0,75 мм). Для обеспечения надежной защиты персонала от излучения устанавливают защитные экраны на расстоянии 1,4 м из любого конструкционного материала толщиной 2,5 мм либо из оргстекла толщиной 12 мм.

Известно, что воздействие электронного потока на анод в искровой стадии пробоя приводит не только к эрозии анода и образованию анодного факела, но и к появлению вспышки рентгеновского излучения. Из экспериментальной оценки интенсивности рентгеновского излучения следует ее увеличение в зависимости от амплитуды напряжения, а доза излучения пропорциональна длине межконтактного промежутка. Поэтому высоковольтные испытания вакуума ВВ номинальным напряжением более 6(10) кВ требуют дополнительных мер по защите персонала, а также контроль вакуума при эксплуатации и испытаниях.

Напряжение на дуге в вакуумном ВВ. Одной из важных характеристик вакуумной дуги в ВВ является напряжение на дуге, которую принято считать величиной постоянной. Такое утверждение справедливо при отключении номинальных токов.

Однако при увеличении номинального тока отключения появляется пульсационная составляющая на кривой напряжения на дуге. На

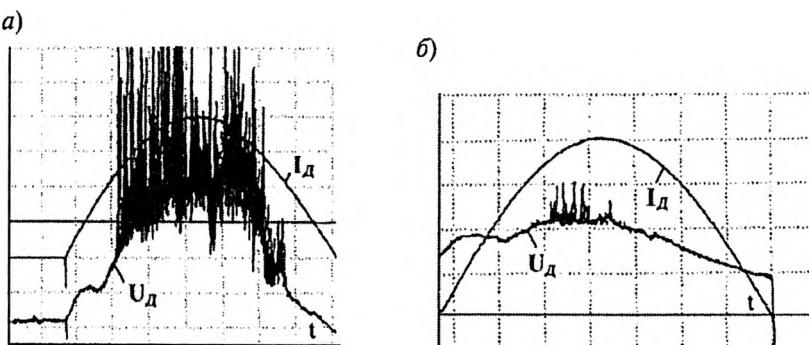


Рис. 3.34. Напряжение на дуге при отключении токов перегрузки

рис. 3.34 (масштаб для напряжения на дуге 20 В/дел., для тока дуги – 1,5 кА/дел., для времени – 0,5 мс/дел.) представлены экспериментальные данные измерения напряжения на дуге при отключении токов с амплитудой 12 кА (а) и 6 кА (б) при частоте 135 Гц в ВВ.

Отсюда следует, что напряжение на дуге непостоянно и с увеличением номинального тока отключения пульсационная составляющая значительно увеличивается, так как возрастает интенсивность выноса частиц с поверхности катода.

Особенностью для ВВ является отсутствие на дуге, на кривой напряжения, пиков гашения и зажигания, характерных для подобных кривых в воздушных, элегазовых, маломасляных ДУ.

Дуговой разряд в межконтактном промежутке ВВ. В межконтактном промежутке ВВ в зависимости от тока и принятых конструктивных особенностей ДУ дуга может поддерживаться в диффузной (плазма столба диффузной дуги заполняет весь промежуток между контактами) или сжатой (близкой к форме дуги в сжатых газах) форме. Границный ток, при котором дуга переходит из одной формы в другую, зависит от конструкции, размеров межконтактного промежутка, материала контактов, а также от тока отключения. Предельное значение номинального тока отключения, при котором нет повторного зажигания дуги после нуля тока, определяется температурой поверхности контактов (в первую очередь анода), а концентрация частиц в промежутке на стадии восстановления напряжения не превышает допустимых значений.

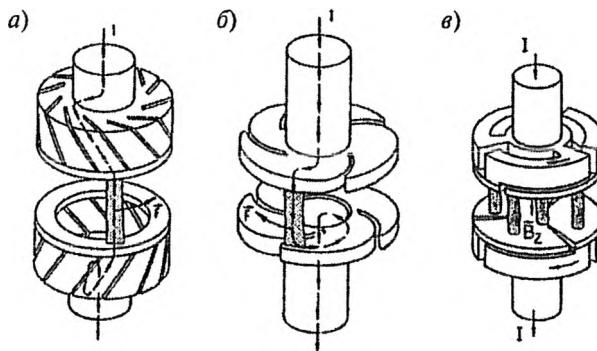


Рис. 3.35. Конструкции контактов ВВ

Если анод нагревается до температуры, при которой концентрация пара в промежутке в момент нуля тока велика, то повторный пробой промежутка неизбежен, так как постоянная времени охлаждения поверхности анода намного больше времени восстановления напряжения.

Чтобы уменьшить температуру нагрева анода и снизить давление пара в промежутке, а следовательно, увеличить отключаемый ток, нужно осуществить быстрое движение сжатой дуги. Это создается с помощью магнитного поля, имеющего поперечное либо продольное направление по отношению к дуге (за счет конструкции контактов, рис. 3.35: *a*, *b* – радиальное поле; *c* – аксиальное поле).

Результаты испытаний показывают, что использование аксиального магнитного поля (AMF системы, см. рис. 3.35, *c*) обеспечивает удержание дуги равномерно распределенной по поверхности контакта при любом значении отключаемого тока (диффузионная дуга). При этом оптимальное соотношение аксиальной составляющей магнитной индукции к току отключения B_z/I составляет от 3,5 до 5,0 $\mu\text{T/A}$.

3.2.6. Трансформаторы тока

Трансформаторы тока имеют следующее назначение:

- 1) в установках напряжением до 1000 В снизить измеряемый ток до значения, допускающего подключение последовательных катушек измерительных приборов или аппаратов защиты (реле);
- 2) в установках напряжением более 1000 В отделить цепи высокого напряжения от цепей измерительной и защитной аппаратуры, обеспечивая безопасность их обслуживания, и выполнять те же функции, что и в установках напряжением до 1000 В.

Каждый трансформатор тока характеризуется номинальным коэффициентом трансформации $k_{\text{ном}} = I_1/I_2 = W_2/W_1$.

Результирующая намагничивающая сила (н.с.) трансформатора тока определяется суммой н.с. его первичной и вторичной обмоток: $I_1W_1 = I_0W_1 + (-I_2 \cdot W_2)$.

При размыкании вторичной обмотки трансформатора отсутствует намагничивающая сила вторичной обмотки I_2W_2 . Тогда $I_0W_0 = I_1W_1$.

Большое значение I_1W_1 существенно увеличивает магнитный поток и магнитную индукцию, вследствие чего возрастает нагрев сердечни-

ка и увеличивается э.д.с. вторичной обмотки. Это может привести к перегреву и пробою изоляции вторичной обмотки трансформатора и к появлению опасного напряжения на включенной аппаратуре. Поэтому размыкание вторичной обмотки трансформатора недопустимо. При снятии измерительных приборов, а также приборов контроля и защиты, подключенных к трансформатору тока, необходимо предварительно замкнуть вторичную обмотку трансформатора накоротко, или зашунтировать.

Вторичная нагрузка трансформатора тока характеризуется значением полного сопротивления потребителей вторичной цепи Z_2 , равного сумме сопротивления катушек приборов, реле, соединительных проводов и контактов. Следовательно, мощность вторичной нагрузки трансформатора тока, В·А, $S_2 = I_2^2 Z_2$.

Для обеспечения достаточной точности показаний приборов и надежности действия аппаратов защиты, подключенных к трансформатору тока, необходимо, чтобы значение Z_2 не выходило за пределы номинальной нагрузки трансформатора тока. Номинальной мощностью нагрузки $S_{2\text{ном}}$ трансформаторов тока называют мощность, при которой погрешность не превышает погрешности, установленной для данного класса трансформаторов. Наивысший класс точности, в котором может работать трансформатор тока, называют номинальным классом точности. В зависимости от значений Z_2 или S_2 один и тот же трансформатор тока работает в различных классах точности.

Трансформаторы тока имеют токовые ($\Delta I, \%$) и угловые (δ) погрешности. Токовая погрешность

$$\Delta I = \frac{k_{\text{ном}} I_2 - I_1}{I_1} 100 \% \equiv \frac{I_0}{I_1} 100 \%$$

учитывается в показаниях всех измерительных приборов. Угловая погрешность определяется углом δ между векторами токов I_1 и I_2 и учитывается только в показаниях лабораторных приборов.

Трансформаторы тока имеют следующие классы точности: 0,2; 0,5; 1; 3; 10, что соответствует значениям токовых погрешностей, выраженным в процентах. Класс точности трансформаторов тока должен быть для счетчиков 0,5, для щитовых электроизмерительных приборов и реле – 1 и 3 соответственно.

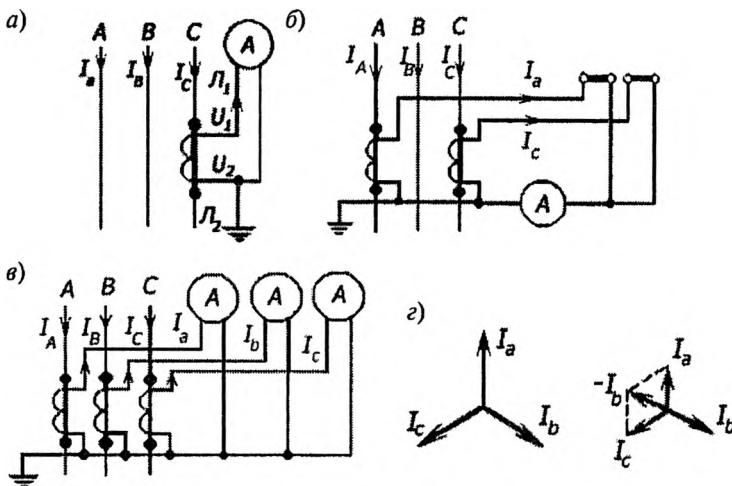


Рис. 3.36. Схемы (а–в) и векторная диаграмма (г) включения трансформаторов тока

Учитывая необходимость подключения трансформаторов тока для питания измерительных приборов и реле с различными классами точности, высоковольтные трансформаторы тока выполняют с двумя вторичными обмотками (рис. 3.36), например: 0,5/P – для счетчиков и реле; 0,5/Д – для счетчиков и реле дифференциальной защиты с разными номинальными нагрузками.

3.2.7. Разрядники

Разрядником называют аппарат, предназначенный для защиты изоляции электроустановки от перенапряжения. Разрядник разряжает волну перенапряжения на землю с последующим немедленным восстановлением нормальной изоляции сети по отношению к земле. Разрядники подразделяют на вентильные и трубчатые.

Вентильным называют разрядник, состоящий из искровых промежутков и переменного, изменяющегося в зависимости от напряжения сопротивления. Чаще всего в качестве такого сопротивления используют виллит, основным компонентом которого является карборунд,

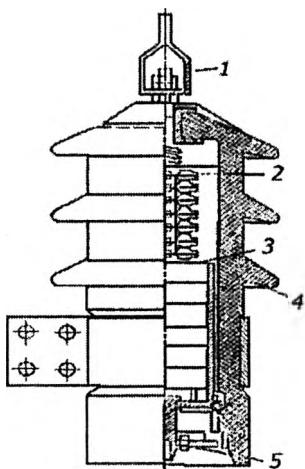


Рис. 3.37. Вентильный разрядник на 6 кВ: 1 и 5 – верхний и заземляющий зажимы; 2 – искровой промежуток; 3 – вилитовые диски; 4 – фарфоровый кожух

обработанный электрической дугой. Поверхность кристаллов карборунда имеет «запорный слой». Вилитовое сопротивление выполняется в виде совокупности дисков толщиной 20 мм и диаметром 75–100 мм, которые образуются при запекании карборунда с жидким стеклом.

На рис. 3.37 представлен разрез вентильного разрядника на 6 кВ. Разрядник состоит из шести вилитовых дисков и семи последовательно соединенных искровых промежутков, заключенных в герметичный фарфоровый кожух. Верхним зажимом разрядник присоединяют к проводу сети, заземляющим зажимом – к заземлителю.

При определенном значении перенапряжения искровые промежутки пробиваются и напряжение волны снижается. Пробой обычно происходит на всех

трех фазах, и при срабатывании разрядника вслед за импульсным током протекает сопровождающий ток рабочей частоты. Поскольку напряжение сети значительно меньше значения перенапряжения, сопротивление вилитовых дисков резко увеличивается, ток уменьшается до небольшого значения и в первый же период при переходе через нулевое значение прекращается.

Из-за волны перенапряжения сопротивление вилитовых дисков при срабатывании разрядника значительно снижается и поэтому не препятствует прохождению тока молнии в землю.

Вентильные разрядники делят на станционные разрядники типа РВС на 15–220 кВ, разрядники с магнитным гашением типов РВМГ на 110–500 кВ, РВМК на 330–500 кВ, подстанционные разрядники типов РВП на 3–10 кВ, РВМ на 3–35 кВ. Они отличаются конструкцией искровых промежутков и значением напряжения срабатывания.

Трубчатые разрядники (рис. 3.38) применяются на линиях передачи для защиты линейной изоляции от атмосферных перенапряжений. Они состоят из последовательно соединенных внешнего (S2) и внутреннего (S1) искровых промежутков.

Трубку изготавливают из фибробакелита, винипласти или органического стекла. Внешний искровой промежуток служит для того, чтобы трубка разрядника не находилась под напряжением, иначе токи утечки вызывают обугливание, а с течением времени и сгорание трубы. В фибробакелитовой трубке разрядника напряжением 6(10) кВ помещены стержневой и пластинчатый электроды. Кроме того, установлен дополнительный электрод. Для определения момента срабатывания разрядника имеется указатель действия в виде бронзовой полоски, которая выдувается газами при срабатывании. Когда напряжение на разряднике в результате разряда молнии превышает установленное значение, искровые промежутки пробиваются и через разрядник проходит ток грозового разряда к заземлителю. При этом значение перенапряжения уменьшается. Одновременно через разрядник проходит ток короткого замыкания рабочей частоты, который вызывает образование в трубке электрической дуги. Под действием высокой температуры дуги стенки трубы бурно выделяют большое количество газов. Под давлением 100–500 кгс/см² газы вырываются из трубы и выдувают дугу. В течение одного-двух периодов дуга гасится, после чего установка вновь может работать.

Разрядники маркируют по номинальному напряжению, наивысшему и наименьшему токам, которые они могут отключать. Если сопровождающий ток больше, чем наивысший ток разрядника, то трубка при срабатывании может разрушиться, если ток меньше – дуга будет слабой, выделение газов недостаточно интенсивным.

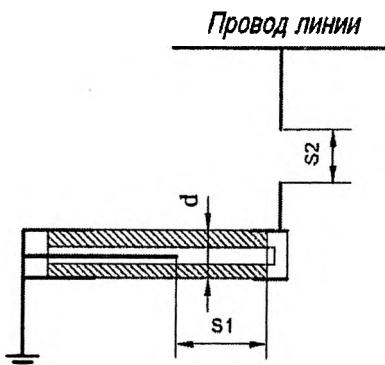


Рис. 3.38. Включение трубчатого разрядника на 6(10) кВ

В настоящее время изготавливают разрядники с винипластовой трубкой, которая обладает более высокими изолирующими и газогенерирующими свойствами по сравнению с фибробакелитовой трубкой, а также трубкой из органического стекла.

Трубчатые разрядники изготавливают следующих типов: РТФ на 3–110 кВ, РТВ на 6–110 кВ, РТВУ на 35–220 кВ.

Для защиты подстанционной изоляции от волн атмосферных перенапряжений, набегающих с линии, на сборных шинах распределительных устройств, а также у трансформаторов, присоединенных к ним с помощью отпаек, предусматривается установка комплектов вентильных разрядников, импульсные характеристики которых соответствуют характеристикам защищаемой изоляции аппаратов и трансформаторов.

Для ограничения амплитуды волны, а отчасти и для снижения ее крутизны очень важно предупредить возможность удара молнии в непосредственной близости от подстанции. Для этого на линиях без тросовой защиты на подходе к подстанции используют тросы определенной длины с установкой в начале данного подхода комплекта трубчатых разрядников.

4. НИЗКОВОЛЬТНОЕ КОММУТАЦИОННОЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ

4.1. Предохранители

Предохранители применяются для защиты электрических установок от токов короткого замыкания. Защита от перегрузок с помощью предохранителей возможна только при условии, что защищаемые элементы установки будут выбраны с запасом по току, превышающим примерно на 25 % номинальный ток плавких вставок.

Плавкие вставки предохранителей выдерживают токи на 30–50 % выше номинальных токов в течение 1 ч и более. При токах, превышающих номинальный ток плавких вставок на 60–100 %, они плавятся за время, меньшее 1 ч.

Наиболее распространенные предохранители, применяемые для защиты электроустановок напряжением до 1000 В: ПР2 – предохранитель разборный; НПН – насыпной предохранитель неразборный; ПН2 – предохранитель насыпной разборный.

Таблица 4.1

Технические данные плавких предохранителей

Тип	Номинальное напряжение, В	Номинальный ток, А		Предельный ток, кА (при напряжении 380 В)
		предохранителя	плавкой вставки	
ПНП-60	~ 500	60	6; 10; 15; 20; 25; 30; 40; 60	10
ПН2-100	~ 380; = 220	100	30; 40; 50; 60; 80; 100	100
ПН2-250		250	80; 100; 120; 150; 200; 250	100
ПН2-400		400	200; 250; 300; 400	40
ПН2-600		600	300; 400; 500; 600	25
ПП17-39	~ 380; = 140	1000	300; 5000; 800; 1000	110
ПП18-33	~ 660; = 410	160	50; 63; 80; 100; 125; 160	–
ПП18-34		250	125; 160; 200; 250	
ПП18-37		400	250; 320; 400	
ПП18-39		630	400; 500; 630	
ПП18-41		1000	630; 800; 1000	
ПР2	= 220	15	6; 10; 15	8
		60	15; 20; 25; 35; 45; 60	4,5

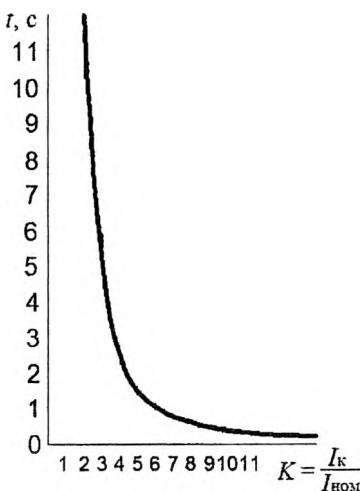


Рис. 4.1. Характеристика предохранителя

Основные типы предохранителей рассчитаны на номинальные токи от 15 до 1000 А, т. е. могут быть применены почти для всех существующих электроустановок промышленных предприятий.

По конструктивному исполнению предохранители разделяют на две группы: с наполнителем (например, ПН2, ПНП, ПП17, ПП18), наполненные мелкозернистым кварцевым песком, и без наполнителя (например, ПР2). Технические данные наиболее применяемых плавких предохранителей представлены в табл. 4.1.

Плавкие предохранители делятся на инерционные – с большой тепловой инерцией, т. е. способностью выдерживать значительные кратковременные перегрузки, и безынерционные – с малой тепловой инерцией, т. е. с ограниченной способностью к перегрузкам. К первым относятся все установочные предохранители с винтовой резьбой и свинцовым токопроводящим мостиком, ко вторым – трубчатые предохранители с медным токопроводящим мостиком, а также предохранители со штампованными вставками открытого типа.

Номинальный ток плавкой вставки $I_{\text{вс}}$ для инерционных предохранителей определяют только по значению длительного расчетного тока линии $I_{\text{дл}}$:

$$I_{\text{вс}} \geq I_{\text{дл}}. \quad (4.1)$$

Номинальный ток плавкой вставки для безынерционных предохранителей должен удовлетворять двум условиям, одно из которых выражается соотношением (4.1), другое – одной из формул:

$$I_{\text{вс}} = I_{\text{пуск}} / 2,5; \quad (4.2)$$

$$I_{\text{вс}} \geq I_{\text{пуск}} / (1,6 - 2,0); \quad (4.3)$$

$$I_{\text{вс}} \geq I_{\text{кр}} / 2,5, \quad (4.4)$$

где $I_{\text{пуск}}$ – пусковой ток электродвигателя, А; $I_{\text{кр}}$ – максимальный кратковременный ток линии.

Номинальные токи плавких вставок предохранителей должны соответствовать кратностям: а) допустимых длительных токов k_a ; б) токов однофазных замыканий в сетях с заземленной нейтралью k_c .

На рис. 4.1 представлена типичная характеристика предохранителя. Видно, что плавкая вставка не перегорает при кратности тока $k < 2,5$ и времени действия короткого замыкания $t \leq 8$ с, при кратности тока $k \leq 1,6$ и времени $t \leq 10$ с. Поэтому при выборе плавких вставок предохранителей для электродвигателей со значительными пусковыми токами, превышающими номинальные токи, вводится коэффициент снижения пускового тока a , который при редких и легких пусках принимается $a = 2,5$, а при тяжелых пусках $a = 1,6$.

При защите ответвления, идущего к одиночному электродвигателю (металлообрабатывающих станков, вентиляторов, насосов и т. п.), ток вставки соответствует формуле (4.2), при защите ответвления, идущего к одиночному электродвигателю с частыми пусками или большой длительностью пускового периода (электродвигатели кранов, центрифуг, дробилок и т. п.), – формуле (4.3), а при защите магистрали, питающей силовую или смешанную нагрузку, – формуле (4.3) и $I_{\text{к.п.}} = I_{\text{пуск}} + I_{\text{дл}}$, где $I_{\text{пуск}}$ – пусковой ток одного электродвигателя или группы электродвигателей, включаемых одновременно, при пуске которых кратковременный ток линии достигает наибольшего значения, А; $I_{\text{дл}}$ – длительный расчетный ток линии до момента пуска одного электродвигателя или группы электродвигателей, определяемый без учета рабочего тока пускаемых электродвигателей, А.

При защите электродвигателей ответственных механизмов ток вставки выбирается с учетом формулы (4.3), где знаменатель принимается равным 1,6 независимо от условий пуска электродвигателей.

Номинальный ток плавкой вставки для защиты ответвления, идущего к сварочному аппарату, выбирается из соотношения

$I_{\text{вс}} \geq 1,2 I_{\text{cb}} \sqrt{\Pi B}$, где I_{cb} – номинальный ток сварочного аппарата при номинальной продолжительности включения, А.

Номинальный ток плавкой вставки для защиты ответвления, идущего к сварочному аппарату, можно принимать равным допустимому току провода, идущего к сварочному аппарату.

Селективность (избирательность) защиты плавкими предохранителями магистральной линии с ответвлениями достигается последовательным возрастанием номинального тока плавких вставок на отдельных участках линии по мере приближения к пункту питания.

Чтобы обеспечить селективность защиты при отклонениях параметров вставок, допущенных при их изготовлении, а также при различных условиях работы предохранителя (в зависимости от места его установки), необходимо подбирать соответственно значения номинальных токов плавких вставок предохранителей на двух смежных участках линии.

4.2. Автоматические выключатели

Автоматические выключатели предназначены для замены руильников и предохранителей. Автоматические выключатели серии АВМ (табл. 4.2) выпускаются двух- и трехполюсными в открытом исполнении и рассчитаны на установку в помещениях с нормальной средой.

Изготавливают выключатели невыдвижные (с передним присоединением шин) и выдвижные (с втычными контактами, расположеными с обратной стороны панели).

Выключатели АВМ выпускаются с регулируемыми электромагнитными расцепителями максимального тока: тип 1 (мгновенного действия) – отключает выключатель без выдержки времени; тип 2 (с часовыми механизмами) – с обратно зависимой от тока выдержкой времени при перегрузках и с мгновенным отключением при коротком замыкании; тип 3 (с часовыми механизмами и с механическим замедлителем расцепления) – отключает выключатель при перегрузках с обратнозависимой, а при коротком замыкании – с независимой от значения тока выдержкой времени.

Таблица 4.2

Автоматические выключатели серии АВМ

Данные автоматического выключателя			Уставки тока срабатывания максимальных расцепителей, А	
Тип	Номинальный ток, А	Номинальный ток катушки максимального расцепителя, А	Обратно-зависимая от тока характеристика	Токовая отсечка
ABM-4H	400	120	—	100; 150; 200
		150	—	150; 225; 300
		250	—	250; 375; 500
		400	—	400; 600; 800
ABM-4C	400	120	—	960; 1300
		150	150; 250; 190	1200; 1650
		250	300; 250; 400; 310	1600; 2200
		250	500; 375; 600	2000; 2750
		300	500; 800	2400; 3300
		400	—	3200; 4100
ABM-10H	1000	600	—	600; 900; 1200
		800	—	800; 1200; 1600
		1000	—	1000; 1500; 2000
ABM-10C	1000	500	625; 1000	4000; 5500
		600	750; 1200	4800; 6600
		800	1000; 1600	6000; 8000
		1000	1500; 2000	8000; 10 000
ЛВМ-15I1	1500	1000	—	1000; 1500
		1200	—	2000; 1500
		1500	—	2200; 3000
ABM-15C	1500	1000	1250; 2000	8000; 10 000
		1200	1500; 2400	8000; 10 000
		1500	1800; 3000	8000; 10 000
ABM-20H	2000	1000	—	1500; 2000
		1200	—	1500; 2400
		1500	—	1800; 3000
		2000	—	2500; 4000

Окончание табл. 4.2

Данные автоматического выключателя			Уставки тока срабатывания максимальных расцепителей, А	
Тип	Номинальный ток, А	Номинальный ток катушки максимального расцепителя, А	Обратно-зависимая от тока характеристика	Токовая отсечка
ABM-20С	2000	1000 1200 1500	1250; 2000 1500; 2400 1800; 3000	8000; 10 000 8000; 10 000 8000; 10 000

Включение автоматических выключателей производится вручную или электродвигательным приводом.

Буквенные обозначения типов АВМ: Н – неселективный, т. е. с расцепителем типа 2; С – селективный, т. е. с расцепителем типа 3; ТС – тропического сухого климата.

Цифровые обозначения: 4 – на номинальный ток до 400 А; 10 – до 1000 А; 15 – до 1500 А; 20 – до 2000 А.

Автоматические выключатели серии АВМ применяются на стороне низшего напряжения трансформаторов; на трансформаторных подстанциях, где предусматривается автоматическое включение резерва; на шинопроводах и отходящих от щита линиях, а также в цепях генераторов постоянного тока, работающих параллельно с аккумуляторными батареями.

Автоматические выключатели серии А3100 применялись на номинальные токи до 600 А в одно-, двух- и трехполюсном исполнении.

Выключатели выпускались с нерегулируемыми расцепителями трех видов: тепловым (с обратнозависимой от тока нагрузки выдержкой времени – на токи до 50 А); электромагнитным (осуществляющим мгновенное отключение выключателя при токах, предлагающих токи уставки); комбинированным (имеющим и тепловой, и электромагнитный элементы).

Автоматические выключатели серии А3100 находятся в эксплуатации на действующих установках, но в новых разработках не применяются и постепенно заменяются новыми сериями: А3700 (табл. 4.3) и АЕ-2000.

Таблица 4.3

Автоматические выключатели серии А3700

Тип автоматического выключателя	Вид расцепителей максимального тока	Номинальный ток $I_{ном}, A$		Уставка тока расцепителя, A	Предельный ток отключения $I_{от}$ выключателя при $U=380 V, kA$	
		выключа- теля	расцепи- теля			
А3710Б	Электромагнитные, полу-проводниковые и электромагнитные	40	20; 25; 32; 40	400; 630; 1000; 1600	18	
		80	40; 50; 63; 80		36	
		160	80; 100; 125; 160		75	
А3720Б		250	160; 200; 250	1600; 2000; 2500	75	
Л3730Б		400	160; 200; 250; 320; 400	2500; 3200; 4000	100	
А3740Б		630	250; 320; 400; 500; 630	4000; 5000; 6300	150	
А3710ФУЗ	Электромагнитные	160	160	400; 630; 1000; 1600	25	
А3720ФУЗ		250	250	1600; 2000; 4000	35	
А3730ФУЗ		630	400	2500; 3200; 4000	50	
			630	4000; 5000; 6300		

П р и м е ч а н и е. У – климатическое исполнение (умеренный климат); З – категория размещения (в закрытых помещениях с естественной вентиляцией).

Автоматические выключатели серии А3700 выпускаются следующих вариантов исполнения:

1) токоограничивающие с полупроводниковым и электромагнитным расцепителем максимального тока (А3710Б—А3740Б) соответственно на токи от 40 до 630 А с динамической устойчивостью 18—150 кА. Выключатель имеет на полупроводниковом расцепителе зону регулирования: а) при перегрузке (при установке тока трогания $1,25I_{\text{ном}}$ время срабатывания регулируется в пределах 4; 8; 16 с); б) при коротком замыкании (при установке тока трогания в пределах (3—10) $I_{\text{ном}}$ выключатель срабатывает без задержки времени). На электромагнитном расцепителе ток трогания установлен $10I_{\text{ном}}$;

2) токоограничивающие с электромагнитным расцепителем максимального тока (А3711Б—А3742Б) соответственно на токи 160—630 А: а) без полупроводниковых расцепителей и регулирования тока трогания и времени срабатывания; б) на электромагнитном расцепителе ток трогания установлен $10I_{\text{ном}}$;

3) селективные с полупроводниковым расцепителем максимального тока (А3733С—А3744С) соответственно на токи 250—630 А. На полупроводниковом расцепителе имеется зона регулирования: а) тока при перегрузке с установкой тока трогания и при регулировании времени срабатывания 4; 8; 16 с; б) при коротком замыкании с установкой тока трогания (3—10) $I_{\text{ном}}$ и при регулировании времени срабатывания 0,1; 0,25; 0,4 с. Электромагнитный расцепитель отсутствует.

Кроме выключателей серии А3700 начато производство автоматических выключателей серии А3700Ф в фенопластовых корпусах с термобиметаллическими и электромагнитными расцепителями, которые имеют те же электрические характеристики, что и А3700, и могут заменять выключатели серии А3100. Автоматические выключатели серии А3700 используются в КТП единой серии при мощности трансформаторов до 400 кВ·А.

Из автоматических выключателей, находящих широкое применение в современных установках переменного и постоянного тока, кроме серии А3700 отметим следующие.

Автоматические выключатели серии «Электрон». Предназначены для электроустановок постоянного тока напряжением до 440 В и пере-

менного тока до 660 В. Выпускаются следующих вариантов исполнения: замедленный (ЭЗ) и мгновенного действия (ЭМ) на токи 250–4000 А с соответствующей динамической устойчивостью 50–160 кА. Полупроводниковый расцепитель автомата имеет зону регулирования: а) при перегрузках в пределах $(0,8\text{--}1,5)I_{\text{ном}}$ и соответственно с временем действия защиты 100–200 с; б) при коротких замыканиях в пределах $(4\text{--}8)I_{\text{ном}}$ и соответственно с временем действия защиты 0,0–0,7 с.

Выключатели на токи 250–630 А (Э06) изготавливают с ручным и электромагнитным приводом, рассчитанным на напряжение 110; 220; 380 В, а выключатели – на 1000–4000 А (Э10–Э40) с дистанционным электродвигательным приводом на напряжение 110(220) В.

Выключатели могут быть стационарные и выкатные (В) для использования их в комплектных трансформаторных подстанциях единой серии при мощности трансформаторов до 630 кВ·А типа Э06В, Э10В, Э16В, при мощности трансформаторов 1000–2500 кА типа Э10В, Э16В, Э40В.

Автоматические выключатели серии АЕ-2000. Назначение и область применения, а также характеристики расцепителей те же, что и для выключателей серии А-3100 на токи до 100 А. Выпускаются в одно-, двух- и трехполюсном исполнении с комбинированными и электромагнитными расцепителями: АЕ-2010 – номинальный ток комбинированного расцепителя 0,6–10,0 А, динамическая устойчивость до 5 кА, такая же как и для АЕ-2030; АЕ-2030 – номинальный ток комбинированного расцепителя 10–25 А; АЕ-2040 – номинальный ток комбинированного расцепителя 10–63 А, динамическая устойчивость 10 кА; АЕ-2050 – номинальный ток комбинированного расцепителя 16–100 А, динамическая устойчивость 20 кА.

Автоматические выключатели АЕ-1000 однополюсные. Предназначены для защиты осветительных сетей жилых, административных и производственных зданий. Выпускаются с тепловыми расцепителями на номинальные токи 6; 10; 16; 20; 25 А и с электромагнитными расцепителями с отключением без выдержки времени при токах более $18I_{\text{ном}}$, а также с комбинированными расцепителями (тепловым и электромагнитным).

Таким образом, защита от перегрузки обеспечивается:

1) тепловыми расцепителями, действующими с выдержкой времени, обратно зависимой от значения тока перегрузки;

- 2) расцепителями с часовым механизмом автоматических выключателей (с обратнозависимой от тока характеристикой);
- 3) электромагнитными расцепителями с выдержкой времени, достаточной для снижения пускового тока электродвигателя до нормального;
- 4) тепловыми реле с нагревательными элементами магнитных пускателей.

Для защиты от коротких замыканий применяются электромагнитные расцепители мгновенного действия или с выдержкой времени, обеспечивающей селективность.

Чтобы обеспечить селективность в системах электросетей, защищенных автоматическими выключателями рассмотренных серий, необходимо, чтобы выдержка времени защитного аппарата была тем меньше, чем ближе он к защищаемому электроприемнику.

Одновременная защита линий от перегрузок и коротких замыканий осуществляется применением комбинированных расцепителей.

5. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

5.1. Назначение. Параметры

Релейной защитой называют совокупность специальных устройств и средств (реле, измерительные трансформаторы и другие аппараты), обеспечивающую автоматическое отключение поврежденной части электрической установки или сети. Если повреждение не представляет для установки непосредственной опасности, то релейная защита должна приводить в действие сигнальные устройства, не отключая установку.

Основные условия надежной работы релейной защиты:

а) обеспечение селективности, т. е. отключения только поврежденных участков. Время срабатывания защиты характеризуется выдержкой времени, обеспечивающей селективность. Выдержка определяется полным временем действия защиты до отключения поврежденного участка;

б) достаточная чувствительность ко всем видам повреждений на защищаемой линии и на линиях, питаемых от нее, а также к изменению

в связи с этим параметров (ток, напряжение и др.), что оценивается коэффициентом чувствительности;

в) максимальная простота схем с наименьшим числом аппаратов, достаточная надежность и быстродействие;

г) наличие сигнализации о неисправностях в цепях, питающих аппараты релейной защиты.

5.2. Защита трансформаторов и линий

Защита силовых трансформаторов. Должна обеспечивать отключение силового трансформатора при междуфазных и витковых коротких замыканиях, а также при замыканиях на землю или подавать сигнал о ненормальном режиме работы трансформатора (перегрузке трансформатора, повышении температуры масла и т. д.).

Виды защит, устанавливаемых на трансформаторе, определяются его мощностью, назначением, местом установки и другими требованиями, предъявляемыми к режиму эксплуатации. В системах электроснабжения промышленных предприятий силовые трансформаторы устанавливаются:

на ГПП с первичным напряжением 220; 110; 35 кВ и вторичным напряжением 6; 10; 20; 35 кВ при мощности одного трансформатора от 1000 до 63 000 кВ·А;

ЦП с первичным напряжением 6; 10; 20; 35 кВ и вторичным напряжением 0,23; 0,4; 0,69 кВ при единичной мощности от 100 до 1600 кВ·А; специальных установках (электропечных, выпрямительных и др.).

Защита трансформаторов ГПП. На рис. 5.1 представлена схема защиты понижающего трансформатора с первичным напряжением 110(35) кВ и вторичным напряжением 6(10) кВ мощностью 6300 кВ·А. На выводах высшего напряжения трансформатора устанавливаются короткозамыкатели и отделитель.

При срабатывании защиты поврежденного трансформатора подается импульс на включение короткозамыкателя с помощью привода типа ШПК. Короткозамыкатель включается и создает на выводах высшего напряжения трансформатора искусственное короткое замыкание, под действием которого защиты, установленные на питающей подстанции, срабатывают и отключают линию. Затем отделитель поврежденного

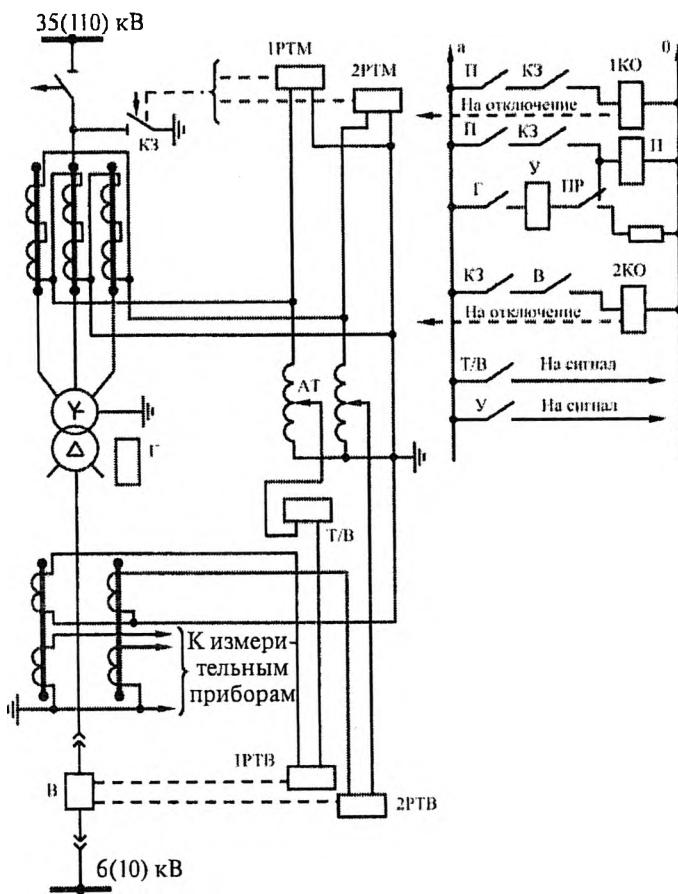


Рис. 5.1. Схема защиты трансформатора 110(35)/10 кВ мощностью 6300 кВ·А, подключенного к линии отделителем и короткозамыкателем

трансформатора отключается и отсоединяет трансформатор от линии. Далее линия может быть вновь включена устройством АПВ.

Отключение отделителя осуществляется с помощью блокирующего реле отделителя (БРО, рис. 5.2, а), встроенного в привод отделителя. При включении отделителя отключающая пружина *J* сжимается и

удерживается в таком положении системой ломающихся рычагов 12–14. При этом сердечник 9, внутри которого помещена пружина 8, находится в нижнем положении. В нижней части сердечника имеется палец 4 с основанием 5, проходящий через отверстие в рычаге 11. Пружина 8 и сердечник стремятся повернуть рычаг против часовой стрелки. Однако этому препятствует возвратная пружина 2, натяжение которой регулируется винтом 3. Таким образом, под действием пружин 8 и 2 сердечник находится в равновесии.

Обмотка 7 реле БРО подключена к трансформатору тока (ТТ, рис. 5.2, б). При включении короткозамыкателя реле срабатывает, его сердечник притягивается к столу 6 и сжимает пружину 8.

После отключения линии прохождение тока в цепи короткозамыкателя прекратится, сердечник реле освободится и под действием пружины и собственного веса опустится вниз. Палец 4 с основанием 5 при этом ударит по рычагу 11. Рычаг освободит систему ломающихся рычагов 12–14, которые, в свою очередь, освободят отключающую пружину 1. Последняя вытолкнет вверх боек 10, который произведет отключение.

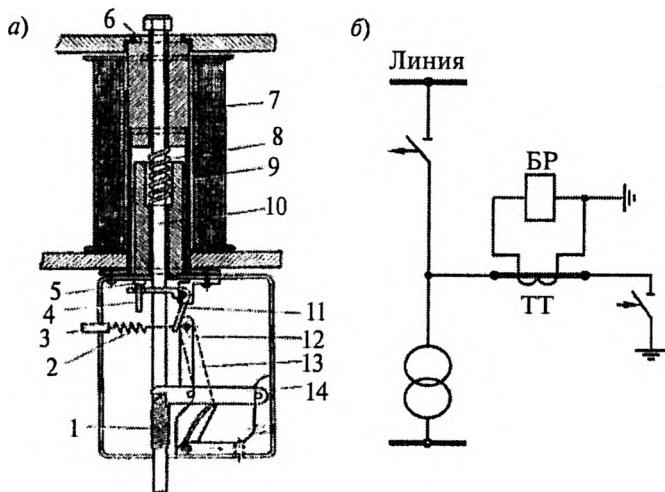


Рис. 5.2. Блокирующее реле отделителя:
а – конструкция; б – схема включения

С помощью БРО обеспечивается отключение отделителя только в бестоковую паузу, после того как прекратится прохождение тока короткого замыкания, поскольку отделитель, как и обычный разъединитель, не может отключать ток короткого замыкания и токи нагрузки.

Установленная на трансформаторе защита выполнена на оперативном переменном токе с применением реле прямого действия типов РТМ и РТВ, реле косвенного действия типа РТ-80, газового реле, указательных реле 1У, 2У типа РУ-21 и промежуточного реле типа РП-341.

Рассмотрим действия защит, установленных на трансформаторе: дифференциальной продольной; от внутренних повреждений; от сверхтоков; от перегрузки.

Дифференциальная продольная защита (рис. 5.3) основана на принципе сравнения токов в начале и конце защищаемого участка, например в начале и конце обмоток силового трансформатора, генератора, двигателя. Так, участок между трансформаторами тока, установленными на высшей и низшей сторонах силового трансформатора, считается защищаемой зоной. Если характеристики трансформаторов тока одинаковы, то в нормальном режиме, а также при внешнем коротком замыкании (точка К₁ за трансформатором) токи во вторичных обмотках трансформаторов тока одинаковы, их разность равна нулю, поэтому ток через обмотку токового (Т) и промежуточного (П) реле протекать не будет, а следовательно, защита при таких условиях не срабатывает.

При коротком замыкании в защищаемой зоне (см. рис. 5.3, точка К₂) по обмотке реле протекает ток, и если его значение равно току срабатывания реле или больше, то реле сработает и через промежуточное реле произведет двустороннее отключение поврежденного участка. Таким образом, продольная дифференциальная защита действует при междуфазных коротких и межвитковых замыканиях.

Дифференциальная защита надежна, обладает высокой чувствительностью и быстродействующая, так как по условиям селективности для нее не требуется выдержка времени. Однако она не обеспечивает защиты при внешних коротких замыканиях и может давать ложные отключения при обрыве в соединительных проводах вторичной цепи. Условием надежной работы дифференциальной защиты является отстройка тока небаланса, обусловленного различием характеристик трансформаторов тока.

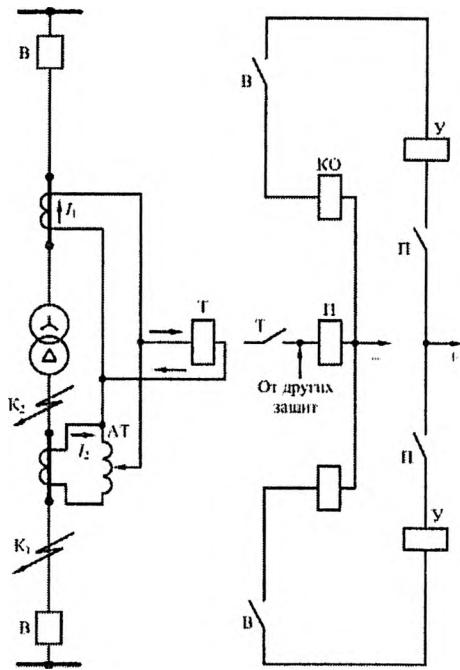


Рис. 5.3. Принципиальная схема продольной дифференциальной защиты

При установке дифференциальной защиты на трансформаторах необходимо учитывать следующее: первичные и вторичные обмотки силовых трансформаторов имеют разные схемы соединения (Y/Δ , Δ/Y и др.), что приводит к сдвигу по фазе токов на выводах трансформаторов. Для его компенсации вторичные обмотки трансформаторов тока должны иметь схему соединения, обратную схеме соединения обмоток защищаемого трансформатора.

Из-за неодинаковости коэффициентов трансформации трансформаторов тока в первичной и вторичной цепях возникает ток небаланса, для компенсации которого дополнительно устанавливают регулирующий автотрансформатор в цепи соединительных проводов защиты. Ток срабатывания защиты отстраивается от бросков намаг-

ничивающего тока при включении трансформатора, а также от токов при внешних коротких замыканиях, что достигается при $I_{\text{ср.з}} \geq (3-4)I_{\text{ном}}$.

Чувствительность защиты может быть повышена применением реле типа РНТ-565, имеющего быстронасыщающиеся трансформаторы и уравнительные обмотки с регулирующими резисторами, при помощи которых отстраивают действия защиты только от периодической составляющей тока намагничивания, поэтому ток срабатывания защиты иногда уменьшают до значения $I_{\text{ср.з}} = (1,4-2,0)I_{\text{ном}}$.

Следует отметить, что для трансформаторов мощностью 1000–6300 кВ·А защиту от междуфазных и витковых замыканий допускается выполнять токовой отсечкой, устанавливаемой со стороны питания. При этом получаем $I_{\text{ср.п}} = k_h k_{\text{сx}} I_{K_2} / k_{\text{т.т.}}$; $k_h = k_{\text{сx}} I_{K_1} / (I_{\text{ср.п}} k_{\text{т.т.}})$, где I_{K_1} и I_{K_2} – соответственно токи короткого замыкания в точках K_1 и K_2 .

Защита трансформаторов цеховых подстанций. На цеховых подстанциях обычно устанавливаются силовые трансформаторы мощностью от 100 до 2500 кВ·А. Трансформаторы комплектуются максимально-токовой защитой, защитой от однофазных замыканий на землю на стороне низшего напряжения, а трансформаторы мощностью от 400 кВ·А и более – и газовой защитой.

Указанные защиты применяются в зависимости от типа аппаратов, установленных на стороне высшего напряжения, – высоковольтный выключатель, выключатель нагрузки или предохранители. Применение последних значительно удешевляет установку и упрощает защиту.

Защита предохранителями и выключателями нагрузки выполняется для трансформаторов мощностью до 1000 кВ·А напряжением до 10 кВ с предохранителями ПК на 100 А и мощностью не более 2500 кВ·А напряжением 35 кВ с предохранителями ПК-35Н, 40 А; отключаемая мощность короткого замыкания не должна превышать 200 МВ·А.

Высоковольтные предохранители типа ПК при установке на них соответствующих плавких вставок обеспечивают защиту трансформатора от внутренних повреждений и междуфазных коротких замыканий на выводах.

Защита от однофазных замыканий на землю осуществляется автоматическим выключателем с максимальным расцепителем, установ-

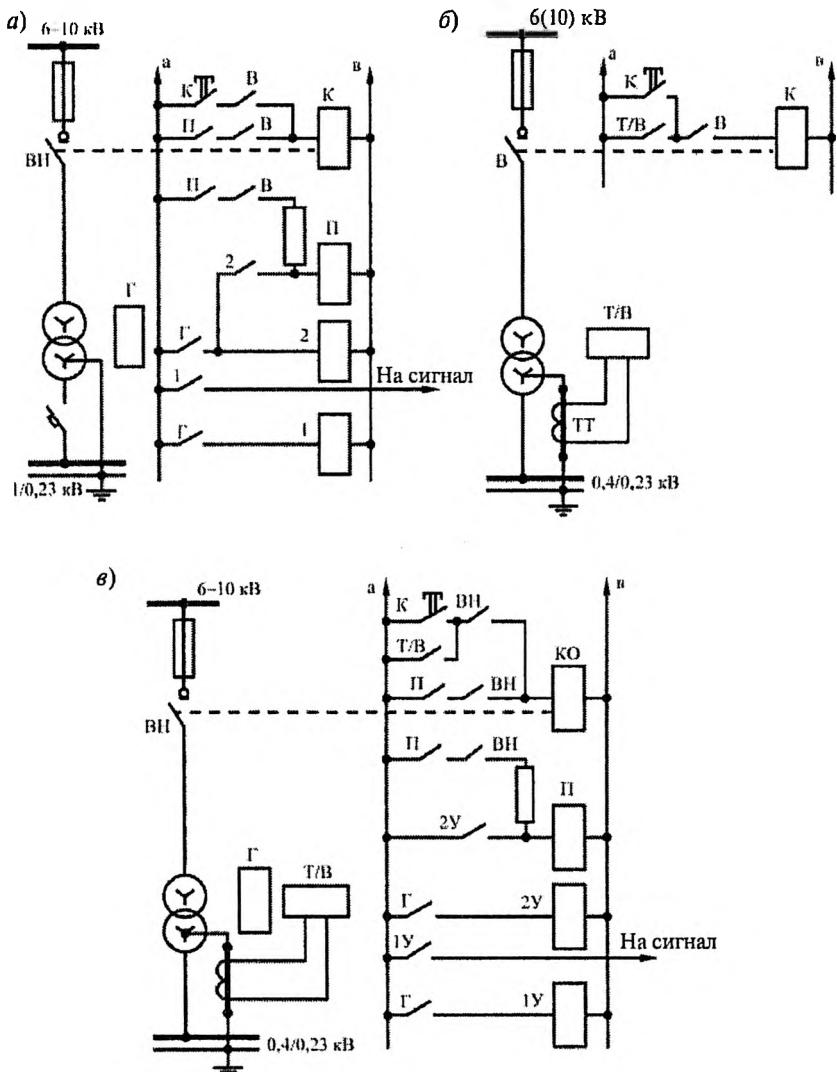


Рис. 5.4. Схема защиты цеховых трансформаторов с выключателями нагрузки и предохранителями

ленным на стороне низшего напряжения (рис. 5.4, а), или трансформатором тока на нулевом проводе при прямом присоединении трансформатора с глухозаземленной нейтралью к шинопроводу (рис. 5.4, б). Газовая защита с действием на сигнал и на отключение представлена на рис. 5.4, в.

На рис. 5.5 приведены схемы защиты цеховых трансформаторов при установке на стороне высшего напряжения высоковольтных выключателей. Схема с реле прямого действия типа РТМ (см. рис. 5.5, а, б) обеспечивает максимально-токовую защиту, а также защиту от однофазных замыканий. В схеме, представленной на рис. 5.5, в, защита выполнена на базе реле косвенного действия типа РТ-80 с зависимой характеристикой.

Защита трансформаторов, питающих специальные установки. На трансформаторах, питающих дуговые электропечи, устанавливаются в основном те же защиты, что и на трансформаторах, питающих силовые и осветительные установки (см. рис. 5.5). При этом учитываются особенности работы дуговых электрических печей в режиме короткого замыкания (период расплавления металла), а также

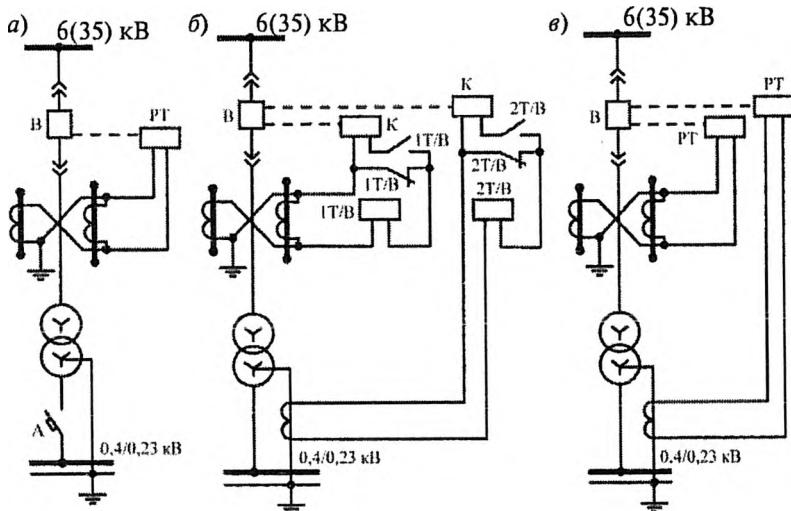


Рис. 5.5. Схемы защиты цеховых трансформаторов с выключателями

наличие в печных установках устройства автоматического регулирования, при котором установленная защита не должна действовать. Ток срабатывания защиты $I_{\text{ср.з}} = (2,5-4,0)I_{\text{ном.}}$

Защита воздушных и кабельных линий. Воздушные линии электропередач могут получать повреждения от грозовых разрядов, гололеда, сильного ветра, загрязнения изоляторов и т. п. Кабельные линии, проложенные в земле, повреждаются вследствие ухудшения условий охлаждения, коррозии оболочек кабеля, осадки почвы при земляных работах.

Указанные причины повреждений воздушных и кабельных линий могут вызывать межфазные короткие замыкания или замыкания отдельных фаз на землю. Для быстрого отключения поврежденных участков линии должны быть оборудованы релейной защитой.

В электрических сетях, работающих с заземленными нулевыми точками трансформаторов, при междуфазных и однофазных коротких замыканиях защита действует на отключение. В сети, работающей с изолированными нулевыми точками трансформаторов, замыкание на землю одной фазы не вызывает нарушения работы потребителей электрической энергии. Поэтому в таких сетях защита от замыканий на землю должна действовать не на отключение, а на сигнал.

Защиты линий отличаются большим многообразием, и их выбор зависит от схемы и напряжения сети, а также от категории потребителей. Для электроснабжения промышленных предприятий применяются линии с односторонним питанием, где используется максимально-токовая защита, токовая отсечка, токовая поперечная дифференциальная защита параллельных линий, а также защиты от замыканий на землю.

Максимально-токовая защита применяется главным образом для защиты радиальных линий с односторонним питанием. Она не обеспечивает селективного ступенчатого действия в кольцевой сети, поскольку подбором выдержек времени максимальных токовых защит (рис. 5.6, а) получить ее селективное действие невозможно. Так, при коротком замыкании на линии L_1 (точка K_1) должны отключиться выключатели 1 и 2, но так как защита на выключателе 4 имеет выдержку времени 1,5 с, то этот выключатель отключится раньше, чем выключатель 2, и приемная подстанция Π_1 останется без питания.

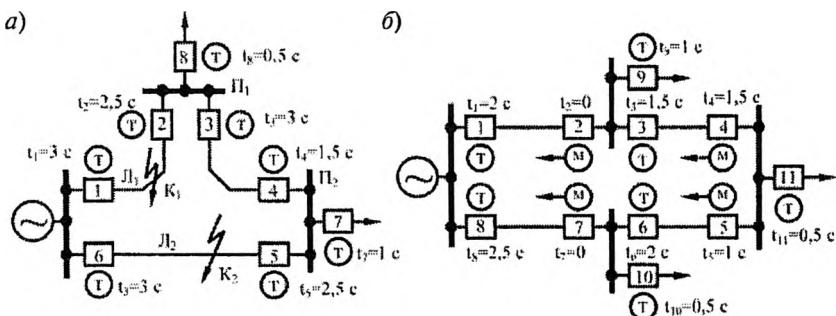


Рис. 5.6. Защита в кольцевой сети: а – максимально-токовая; б – направленная (Γ – реле тока, М – реле мощности)

Аналогично при повреждении на линии L_2 (точка K_2) раньше отключится выключатель 4 и подстанция Π_2 останется без питания. Для селективного отключения повреждений в такой сети необходимо, чтобы защита на выключателях 2–5 «различала», на какой из линий произошло короткое замыкание. Таким свойством обладает максимально направленная защита, установленная в тех же точках.

При установке максимально направленной защиты (рис. 5.6, б) вначале выбираются выдержки времени защит с нечетными номерами, наиболее удаленных от источника питания. Такова защита 7 с выдержкой времени $t_7 = 0$. Тогда для защиты 5 $t_5 = t_7 + \Delta t = 0 + 0,5 = 0,5$ с, или $t_3 = t_{10} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1$ с (наибольшая).

Выдержка времени для защиты 3 $t_3 = t_3 + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5$ с (наибольшая), или $t_3 = t_{11} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1$ с.

Выдержка времени для защиты 1 выбирается с учетом наибольшей выдержки времени защиты 3, т. е. $t_1 = 1,5$ с, $t_1 = t_3 + \Delta t = 1,5 + 0,5 = 2,0$ с.

Аналогично выбирают выдержки времени защит, действующих в другую сторону кольцевой сети (четные номера): $t_2 = 0$; $t_2 = 1,5$ с; $t_6 = 2$ с; $t_8 = 2,5$ с.

Защиты 1, 8 и 3, б с наибольшими выдержками времени могут быть выполнены максимально-токовыми, без элемента направления, с отключением поврежденной линии.

Максимально направленная защита (рис. 5.7) состоит из пускового органа 1, осуществляемого токовыми реле, а также реле направления

мощности 2 и органа выдержки времени 3, осуществляемого реле времени.

Эта защита может действовать на отключение выключателя в случае, если сработает не только токовое реле, но и реле направления мощности, причем последнее замыкает контакты при направлении мощности короткого замыкания от шин подстанции в линию.

Схемы максимально направленной защиты многообразны и отличаются типом пускового органа (токовые реле, а также реле минимального напряжения и др.), типом реле направления мощности, способом подвода напряжения (постоянно или в момент аварии), наличием или отсутствием выдержки времени и др.

Токовая поперечная дифференциальная защита. Применяется для защиты параллельных линий, присоединенных к шинам подстанции через один общий выключатель (рис. 5.8).

Вторичные обмотки трансформаторов тока, установленных на каждой линии, соединяются проводами между собой и подключаются на разность токов. Параллельно вторичным обмоткам трансформаторов тока включено токовое реле мгновенного действия типа ЭТ-521 или РТ-40. Ток в реле равен разности вторичных токов трансформаторов тока первой и второй линий: $I_p = I_1 - I_2$.

Следовательно, в нормальных условиях и при одинаковых по значению вторичных токах нагрузки $I_p = 0$. При повреждении на одной из линий токи I_1 и I_2 не равны, и через реле проходит ток, равный их разности. Если значение этого тока (разности) больше тока срабатывания реле, то защита действует на отключение выключателя линии.

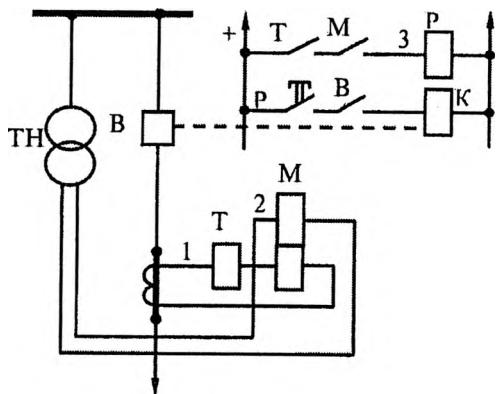


Рис. 5.7. Схема максимально направленной защиты

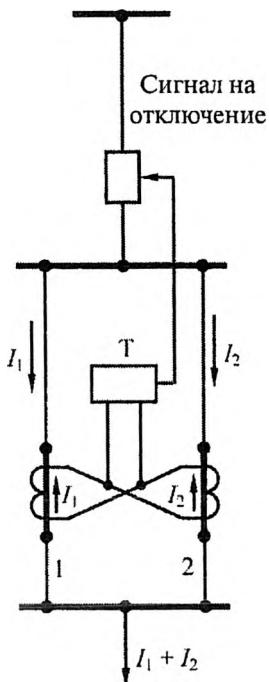


Рис. 5.8. Токовая попоперечная дифференциальная защита параллельных линий

основными сетями систем электроснабжения промышленных предприятий. Они работают с изолированными нейтралями. При однофазных замыканиях на землю в таких сетях междуфазные напряжения остаются неизменными и ток замыкания на землю имеет небольшое значение. Так, например, ток замыкания на землю на каждые 100 км сети напряжением 6 кВ составляет примерно 1,5 А для воздушных линий и около 80 А для кабельных.

Однофазные замыкания на землю в сетях с изолированными нейтралями непосредственной опасности для потребителей не представляют. Исключение составляют сети, питающие торфоразработки и

Чтобы при коротких замыканиях на шинах приемной подстанции или на отходящих от нее линиях (так называемые сквозные короткие замыкания) защита не работала, ток срабатывания реле $I_{\text{ср.р}}$ должен быть больше максимального тока небаланса: $I_{\text{ср.р}} \geq k_h I_{\text{нб. max}}$.

Схема защиты параллельных линий, присоединяемых через общий выключатель, представлена на рис. 5.9. При коротком замыкании одной из линий действием защиты отключаются обе линии. Далее устанавливается, какая линия повреждена; она выводится из работы отключением ее разъединителей: неповрежденная линия включается в работу. При этом дифференциальная защита должна быть отключена блокировочными контактами разъединителей.

Для параллельных линий, присоединяемых к шинам через самостоятельные выключатели, рассмотренная ранее защита непригодна, так как не обеспечивает отключения только поврежденной линии.

Задача сетей от замыкания на землю.

Сети напряжением 35 кВ и менее являются

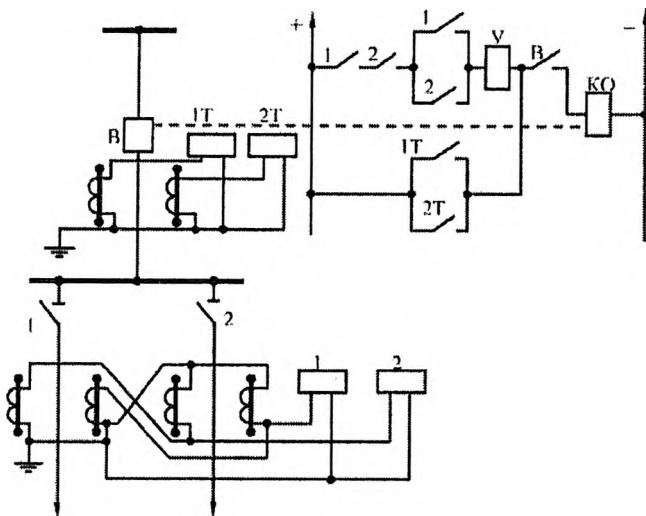


Рис. 5.9. Схема защиты параллельных линий, подключенных к одному выключателю

передвижные механизмы, когда по условиям техники безопасности требуется быстрое их отключение.

Повышение фазных напряжений неповрежденных фаз в 1,73 раза может вызвать перекрытие или пробой изоляции на другой фазе, что приведет к двух- или трехфазному короткому замыканию. Контроль состояния изоляции обычно выполняется наиболее простым способом – включением трех вольтметров либо одного или трех реле минимального напряжения на фазные напряжения. Такой способ применяется на подстанциях при неразветвленной сети.

На электростанциях, а также на подстанциях с большим числом линий и разветвленной сетью такой способ не обеспечивает достаточно быстрого отыскания поврежденной линии. Поэтому кроме контроля изоляции устанавливается защита от однофазных замыканий на землю.

В кабельных сетях часто защита от однофазных замыканий на землю осуществляется трансформатором тока нулевой последовательности. Этот трансформатор имеет кольцеобразную или прямоугольную

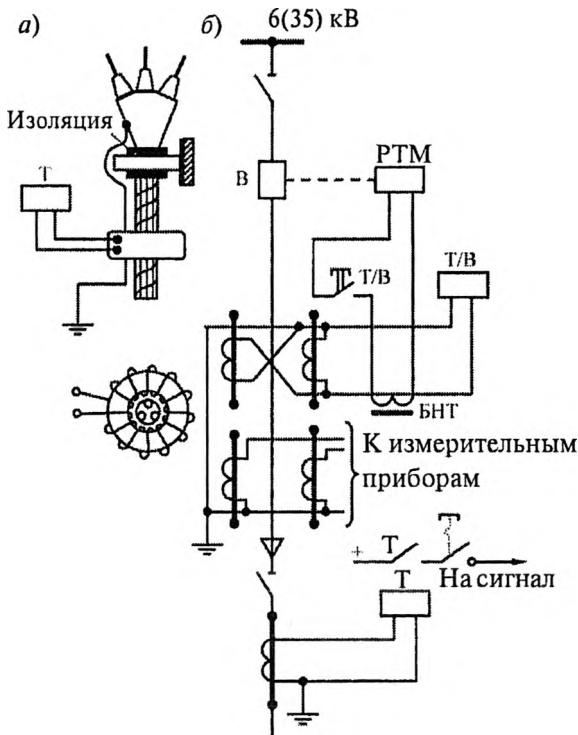


Рис. 5.10. Защита кабельных линий от замыканий на землю: а – кабельный трансформатор тока нулевой последовательности; б – схема защиты

форму и надевается на защищаемый трехжильный кабель. На обмотку трансформатора включается защитное реле (рис. 5.10, а).

В нормальном режиме работы каждая фаза линии обладает одинаковой емкостью по отношению к земле. При междуфазных коротких замыканиях геометрическая сумма токов также равна нулю, поэтому ток в реле защиты отсутствует. При замыкании на землю одной фазы через реле защиты будет протекать ток, обусловленный емкостью неповрежденных фаз. Если ток срабатывания защиты меньше значения емкостного тока неповрежденных фаз, то такая защита сработает

через реле Т на сигнал, при коротких замыканиях – через быстронапыщающийся трансформатор (БНТ) на отключение (рис. 5.10, б).

5.3. Защита электропечных установок

На рис. 5.11 представлена схема защиты дуговой печи и питающего ее трансформатора мощностью 1600 кВ·А и напряжением 6(10) кВ.

Защиты выполнены на оперативном переменном токе:

максимально-токовая защита без выдержки времени осуществляется двумя реле прямого действия – 1РТМ и 2РТМ. Ток срабатывания защиты выбирается с учетом отстройки от эксплуатационных коротких замыканий (при расплавлении металла): $I_{\text{ср.з}} = (2,5-4,0)I_{\text{ном}}$;

газовая защита осуществляется газовым реле Г и действует через реле 1У на сигнал или через реле 2У и реле П на отключение;

максимально-токовая защита от сверхтоков при внешних коротких замыканиях и при перегрузке осуществляется реле типа РТ-80 с зависимой от тока характеристикой и действием на сигнал.

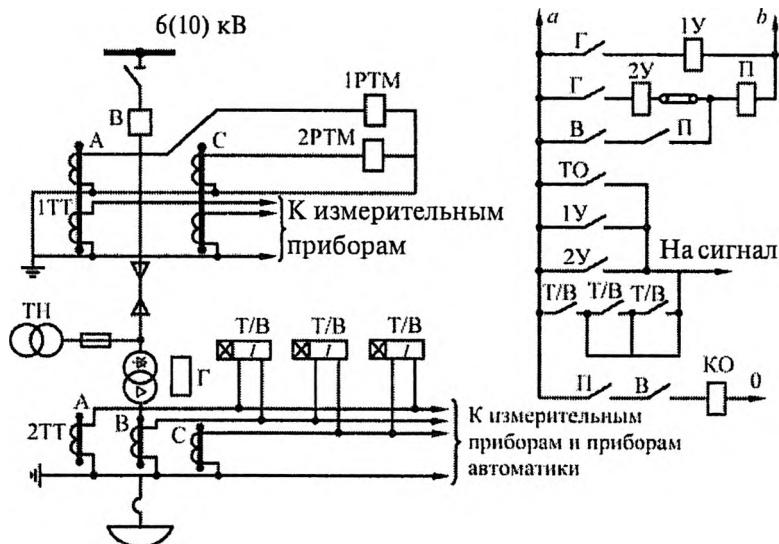


Рис. 5.11. Схема защиты трансформатора дуговой электропечной установки

5.4. Защита статических конденсаторов. Комплекты защит

Защита конденсаторных батарей напряжением более 1000 В от коротких замыканий может выполняться предохранителями типа ПК или реле мгновенного действия типа РТМ (рис. 5.12). Защита от замыканий на землю осуществляется токовым реле Т, действующим через промежуточное реле П на отключение.

Номинальный ток плавкой вставки предохранителя $I_{\text{вс}}$ и ток срабатывания максимально-токовой защиты $I_{\text{ср.з}}$ выбирают с учетом следующих условий:

$$\left. \begin{array}{l} I_{\text{вс}} = (2,5 - 3,0) I_{\text{ном.к}}; \\ I_{\text{ср.з}} = (2,0 - 2,5) I_{\text{ном.б}} \end{array} \right\},$$

где $I_{\text{ном.к}}$ – номинальный ток одного конденсатора или группы; $I_{\text{ном.б}}$ – номинальный ток всей батареи конденсаторов.

Защита конденсаторных батарей при однофазных замыканиях на землю устанавливается в двух случаях: когда токи замыкания на землю более 20 А и когда защита от междуфазных замыканий не срабатывает.

В настоящее время промышленностью выпускаются *комплекты защит*, в каждом из которых установлены реле для осуществления определенного вида защиты элементов электроснабжения (линий, трансформаторов, электродвигателей и т. д.).

Выпускаются комплекты защит типов КЗ-1–КЗ-5 постоянного тока и типов КЗ-31–КЗ-34 переменного тока, а также специальные комплекты дифференциальной защиты постоянного тока типов КЗ-6 и КЗ-7. Например, комплект КЗ-33 предназначается для защиты мгновенного действия (с отсечкой) и максимальной токовой защиты с выдержкой времени в двухфазном трехрелейном исполнении. В указанный комплект входят пять токовых реле типа РТ-40, два указательных реле типа РУ-21, реле времени типа РВМ.

Пример 5.1. Выбрать типы защит и их установки для защиты короткозамкнутого двигателя при $U_{\text{ном}} = 6$ кВ, $P_{\text{ном}} = 500$ кВт, $\cos\phi_h = 0,865$, $\eta_a = 0,93$, $k_{\text{пуск}} = 5$, $I_k = 11$ кА.

Решение. Принимаем максимально-токовую защиту от перегрузки и токовую отсечку для защиты от коротких замыканий. Номинальный ток двигателя

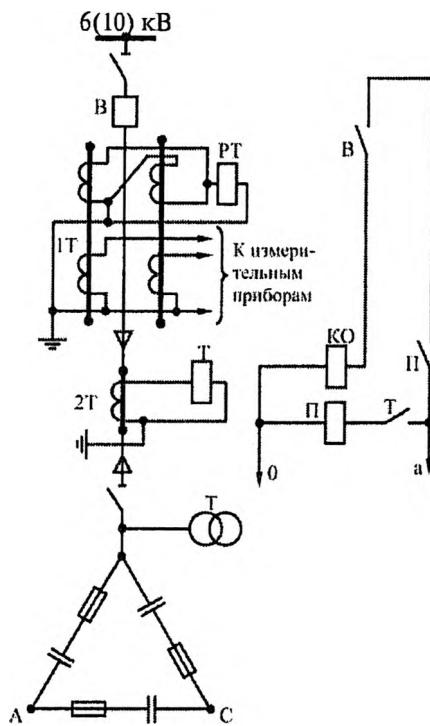


Рис. 5.12. Схема защиты
высоковольтных конденсаторных
батарей

$$I_{\text{ном}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{н}}\eta_a \cos \phi_h} = \frac{500}{1,73 \cdot 6 \cdot 0,93 \cdot 0,865} = 59,5 \text{ A.}$$

Определяем ток срабатывания отсечки с отстройкой от пусковых токов при установке двух трансформаторов тока $150/5$ ($k_{\text{T.T}} = 30$), включенных на разность токов ($k_{\text{cx}} = \sqrt{3}$):

$$I_{\text{ср.п}} = \frac{k_h k_{\text{cx}} k_{\text{пуск}} I_{\text{ном}}}{k_{\text{T.T}}} = \frac{1,8 \cdot 1,73 \cdot 5 \cdot 59,5}{30} = 30 \text{ A.}$$

Коэффициент чувствительности отсечки

$$k_{\text{ч.отс}} = I_k / (k_{\text{т.т}} I_{\text{ср.п}}) = 11000 / 30 \cdot 30 = 12 > 2.$$

При $k_{\text{п}} = 1,2$ ток срабатывания защиты от перегрузки

$$k_{\text{в}} = 0,8 I_{\text{ср.п}} = k_{\text{н}} k_{\text{сх}} I_{\text{ном}} / (k_a k_{\text{т.т}}) = 1,2 \cdot 1,73 \cdot 59,5 / (0,8 \cdot 30) = 5,15 \text{ A}.$$

Принимаем для токовой отсечки и для защиты от перегрузки реле типа РТ-80 с уставками тока срабатывания $I_{\text{отс}} = 30 \text{ A}$, $I_{\text{пер}} = 5,15 \text{ A}$.

Пример 5.2. Выбрать уставки дифференциальной защиты двигателя при $U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$, $I_{\text{ном}} = 900 \text{ A}$, заданный ток короткого замыкания при двухфазном замыкании на выводах двигателя $10,5 \text{ кA}$.

Решение. Принимаем к установке для дифференциальной защиты трансформаторы тока $1000/5$ ($k_{\text{т.т}} = 200$), реле типа РНТ-565. Для надежной отстройки защиты от токов небаланса при переходных процессах ток срабатывания защиты должен составлять не менее $I_{\text{ср.з}} = (0,6-0,7)I_{\text{ном}}$:

$$I_{\text{ср.п}} = \frac{I_{\text{ср.з}}}{k_{\text{т.т}}} = \frac{0,7 \cdot 900}{20} = 3,15 \text{ A}.$$

Устанавливаемое на реле РНТ-565 число витков $\omega = F_{\text{ср.п}} / I_{\text{ср.п}} = 100 / 3,15 = 31$, где $F_{\text{ср.п}}$ – намагничивающая сила срабатывания реле РНТ-565 100 A . Коэффициент чувствительности защиты $k_{\text{ч.з}} = I_k / k_{\text{т.т}} I_{\text{ср.п}} = 10500 / 200 \cdot 3,15 = 16,7 > 2$.

Пример 5.3. Выбрать типы защит и определить уставки срабатывания реле для защиты силового трансформатора мощностью $S = 2500 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ и напряжением $35/6 \text{ кВ}$. На стороне ВН ток короткого замыкания $I_{\text{k1}} = 3,5 \text{ кA}$, на стороне НН $I_{\text{k2}} = 0,8 \text{ кA}$.

Решение. Принимаем для защиты трансформатора максимальнотоковую защиту на стороне НН и токовую отсечку на стороне ВН трансформатора, а также газовую защиту от внутренних повреждений. Определяем номинальные токи на сторонах ВН и НН:

$$I_{\text{ном.1}} = S / (\sqrt{3} U_1) = 2500 / (\sqrt{3} \cdot 35) = 41,2 \text{ A};$$

$$I_{\text{ном.2}} = S / (\sqrt{3} U_2) = 2500 / (\sqrt{3} \cdot 6) = 241,3 \text{ A}.$$

Предполагаем установку двух трансформаторов тока с соединением их в неполную звезду ($k_{\text{cx}} = 1$). Выбираем трансформаторы тока: на стороне ВН – ТЛН-35 – 100/5; на стороне НН – ТПЛН-10 – 300/5.

Принимаем для максимально-токовой защиты реле типа РТ-40/20 и реле времени ЭВ-122 с уставками 0,25–3,50 с.

Ток срабатывания максимально-токовой защиты

$$I_{\text{cp}} = k_{\text{H}} k_{\text{cx}} I_{\text{ном}} / (k_{\text{B}} k_{\text{т.т.}}) = 1,3 \cdot 1 \cdot 241,3 / (0,85 \cdot 60) = 6,15 \text{ A.}$$

Принимаем для установки реле РТ-40/20 с током срабатывания 5–10 А при последовательном соединении катушек.

Коэффициент чувствительности защиты по двухфазному короткому замыканию на стороне НН трансформатора:

$$k_q = 0,87 I_{\text{k2}} / (I_{\text{cp.p}} k_{\text{т.т.}}) = 0,87 \cdot 800 / (6,15 \cdot 60) = 1,86,$$

что выше минимально допустимого (1,5).

Устанавливаемый со стороны питания трансформатора ток срабатывания отсечки $I_{\text{cp.p}} = k_{\text{H}} k_{\text{cx}} I_{\text{k2}} / k_{\text{т.т.}} = 1,4 \cdot 1 \cdot 0,87 \cdot 800 / 20 = 48,5 \text{ A.}$

Коэффициент чувствительности отсечки при двухфазном коротком замыкании $k_q = 0,87 \cdot 3500 / (48,5 \cdot 20) = 3,1 > 2$.

При указанных в расчете токах срабатывания и чувствительности токовая отсечка при коротких замыканиях будет отключать одновременно трансформатор на сторонах ВН и НН.

Для защиты от внутренних повреждений устанавливаем газовое реле типа ПГЗ-22 с действием на отключение.

6. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

6.1. Источники реактивной мощности

Рост числа и мощности ЭТУ и нередко их низкий коэффициент мощности приводят к увеличению перетоков реактивной мощности по элементам систем электроснабжения и потерь ЭЭ, что отражается на эффективности использования ЭЭ на промышленных предприятиях.

ях. Для снижения перетоков реактивной мощности необходимо применять средства компенсации реактивной мощности.

В качестве источника реактивной мощности (ИРМ) в сетях с ЭТУ можно рассматривать следующие устройства: синхронные компенсаторы; синхронные электродвигатели; компенсационные преобразователи; конденсаторы параллельного и последовательного включения. К ИРМ относят и различные многофункциональные устройства энергетического назначения (симметрирующие устройства, фильтры высших гармоник, системы неизменного тока на основе индуктивно-емкостных преобразователей, фильтросимметрирующие устройства и др.). Основные требования, предъявляемые к ИРМ в сетях с ЭТУ:

1. Высокое быстродействие для ИРМ, работающих в резкопеременном режиме (дуговые печи, электрическая сварка и др.).
2. Возможность пофазного регулирования при наличии несимметричных ЭТУ (дуговые и индукционные печи, электросварочные установки).
3. Некритичность к высшим гармоникам и низкий уровень гармоник, вносимых в сеть ИРМ.
4. Возможность регулирования мощности.
5. Невысокая стоимость и малые удельные потери активной мощности.

Рассмотрим основные свойства указанных ИРМ и возможности их эффективного использования в соответствии с новыми указаниями по проектированию компенсации реактивной мощности в электрических сетях.

Синхронные компенсаторы (СК). Могут применяться для компенсации реактивной мощности в сетях с мощными ЭТУ, когда реактивная мощность более 5000 кВ·Ар. Синхронные компенсаторы изготавливаются на мощности от 5(15) МВ·Ар при напряжении 6,3(10,5) кВ до 160 МВ·Ар. Преимущества СК – возможность планового регулирования в широких пределах значений выдаваемой реактивной мощности, отсутствие высших гармоник, вносимых в сеть, и некритичность к высшим гармоникам. Недостатки СК – малое быстродействие, высокая стоимость (5,0–6,3 руб./($\text{kV}\cdot\text{Ar}$)), большие удельные потери

активной мощности (12–30 Вт/(кВ·Ар)), наличие вращающихся частей и сложность обслуживания.

Начат выпуск быстродействующих СД с допустимой двухкратной перегрузкой, но их стоимость значительно выше (около 15 руб./(кВ·Ар)). Применение этих СД особенно перспективно в сетях с ДСП и РТП.

Синхронные электродвигатели (СД). Применение СД, имеющихся в системе электроснабжения, для компенсации реактивной мощности из всех ИРМ является наиболее экономичным вариантом. Это объясняется тем, что в данном случае отсутствует составляющая капитальных затрат, так как СД уже установлены (они предназначены для электропривода различных механизмов). Техническая возможность использования СД в качестве ИРМ ограничивается наибольшим значением реактивной мощности, которую он генерирует без нарушения условий допустимого нагрева обмоток и железа статора и ротора.

Каждый СД может являться ИРМ, минимальное значение которой определяют по формуле

$$Q_{\text{СД}} = P_{\text{ном}} K_3 \operatorname{tg} \varphi_{\text{ном}}. \quad (6.1)$$

Если коэффициент загрузки СД меньше единицы, то располагаемая реактивная мощность (экономически целесообразная), которую от них получают, зависит от мощности СД, их загрузки и относительного значения напряжений $U_{\text{зж,д}}$ на зажимах таких двигателей. Эта мощность обычно больше $Q_{\text{СД}}$, определяемой по (6.1). Если номинальная активная мощность СД равна или больше указанной в табл. 6.1, то экономически целесообразно использовать полностью располагаемую реактивную мощность: $Q_{\text{СДр}} = Q_{\text{СДз}} = \alpha_M S_{\text{СДном}}$, где α_M – коэффициент допустимой перегрузки СД; $S_{\text{СДном}}$ – номинальная полная мощность СД.

Для СД с активной мощностью меньше указанной в табл. 6.1 необходимо определить экономически выгодную их загрузку по реактивной мощности: $Q_{\text{СДз}} = Q_{\text{СД}} (3_{\text{вк}} Q_{\text{СД}} - D_1 C_0) / (2D_2 C_0)$, где $3_{\text{вк}}$ – удельные приведенные затраты на конденсаторные установки напряжением более 1000 В; D_1 , D_2 – коэффициенты потерь активной мощности на выработку реактивной мощности; C_0 – стоимость потерь ЭЭ (определяется по табл. 6.1).

Таблица 6.1

Номинальная активная мощность СД и стоимость потерь ЭЭ

Объединенная энергосистема	Число рабочих смен	$P_{СДном}$ при ω_0 , мин $^{-1}$					C_0 , руб./кВт
		3000	1000	750	600	500	
ОС Центра, Северо-Запада, Юга	1	1000	1000	1600	1600	1600	52
	2	2500	5000	6300	5000	6300	106
	3	2500	5000	6300	5000	6300	112
ОС Средней Волги	1	1250	1600	2000	2000	2000	64
	2	2000	2500	3200	3200	4000	93
	3	2500	5000	6300	5000	6300	106
ОС Урала	1	1000	1000	1600	1600	1600	56
	2	2000	2500	3200	3200	4000	91
	3	2500	5000	6300	6300	2	106
ОС Северного Кавказа и Закавказья	1	2000	2500	3200	3200	4000	89
	2	2000	3200	4000	4000	4000	95
	3	2500	5000	6300	5000	6300	103
ОС Северного Казахстана	1	1250	2000	2000	2500	2500	76
	2	1600	2000	2500	2500	3200	80
	3	2000	2500	3200	3200	4000	87
ОС Сибири	1	2000	2500	3200	3200	4000	85
	2	2000	2500	3200	3200	4000	85
	3	2000	2500	3200	3200	4000	85
ОС Средней Азии	1	1250	1000	2000	2000	2500	64
	2	1250	1000	2000	2000	2500	64
	3	1600	2000	2500	3200	3200	80
Востока	1	5000	6300	8000	10 000	10 000	136
	2	5000	6300	8000	10 000	10 000	136
	3	5000	6300	8000	10 000	10 000	136

Выдача реактивной мощности при опережающем токе сопровождается дополнительными активными потерями в СД: $\Delta P = (D_1/Q_{СД}) \times Q_\Phi + (D_2/Q_{СД})Q_\Phi^2$, где Q_Φ – фактическая величина генерируемой СД реактивной мощности.

Основные преимущества СД в качестве ИРМ – возможность плавного регулирования реактивной мощности; положительный регулирующий эффект по напряжению при резких снижениях напряжения; возможность искусственной форсировки тока возбуждения; не способствуют возникновению резонансов токов на высших гармониках; малокритичны к высшим гармоникам; невысокая стоимость. Эти преимущества позволяют сделать вывод, что использование СД в качестве ИРМ перспективно в сетях с ЭТУ любых типов. При наличии ЭТУ с резкопеременным режимом работы СД могут применяться для компенсации базисной части графиков реактивной мощности.

Конденсаторные установки. Обладают рядом положительных преимуществ, делающих их перспективными для широкого применения: низкая стоимость (3,5–8,0 руб./($kV \cdot Ar$)); малые потери активной мощности ($2,0$ – $2,5$ В/($B \cdot Ar$) для конденсаторов напряжением 6(10) кВ и $3,5$ – $4,5$ Вт/($B \cdot Ar$) при напряжении до 1000 В); большой диапазон мощностей и напряжений; простота обслуживания и подключения, что позволяет максимально их приближать к местам потребления реактивной мощности.

Конденсаторы выпускаются на напряжения 0,22; 0,38; 0,55; 0,66; 1,05; 3,15; 6,3; 10,5 кВ: на первые четыре значения напряжения – одно- и трехфазные конденсаторы, на остальные – только однофазные. Мощность одной банки конденсаторов – от 4,5 до 75,0 кВ·Ар. Большое распространение получили комплектные конденсаторные установки мощностью 450–2700 кВ·Ар на напряжение 6(10) кВ и мощностью 50–600 кВ·Ар на 0,38 кВ. Однако широкое применение конденсаторных установок параллельного включения в сетях с ЭТУ ограничивается рядом факторов: высокая чувствительность к высшим гармоникам; способность воздействовать на частотные характеристики сети, создавая резонансные условия и тем самым увеличивая несинусоидальность токов и напряжений. Поскольку большинство ЭТУ являются источниками высших гармоник тока, применение конденсаторных

установок параллельного включения защитных устройств допускается только в сетях с печами сопротивления и индукционными, питающимися переменным напряжением частотой 50 Гц.

Для ряда ЭТУ с резкопеременным режимом работы и низким коэффициентом мощности (электросварочные установки, РТП) перспективны установки продольной компенсации. Продольное включение конденсаторов при определенных соотношениях индуктивного и емкостного сопротивлений позволяет избежать резонансных явлений, свойственных параллельному включению конденсаторов, повышать $\cos(\phi)$ ЭТУ и одновременно снижать отклонения и колебания напряжения, создаваемые этими ЭТУ.

Компенсационные преобразователи. Эффективны в электролизных установках. Компенсационные агрегаты отличаются от обычных в основном особенностями процессов коммутации тока. Коммутация тока обычных выпрямительных агрегатов обеспечивается действиями напряжений фаз агрегатного трансформатора. Ток переходит на вентиль очередной фазы, когда ее напряжение превысит напряжение предыдущей. В компенсационном выпрямительном агрегате коммутация тока осуществляется совместным действием фазных напряжений трансформатора и напряжения коммутирующего устройства, состоящего из трехфазной уравнительной катушки и трехфазной батареи конденсатора. В основной контур коммутации, включающий в себя очередную и предыдущую фазы питающего трансформатора, коммутирующим устройством вводится дополнительное напряжение, преодолевающее в момент коммутации междуфазное напряжение трансформатора и заставляющее ток переходить на очередную фазу раньше, чем это произошло бы при отсутствии коммутирующего устройства. Дополнительное напряжение создается конденсаторами, которые периодически перезаряжаются за счет прохождения через них тока нагрузки.

Рассмотрим принцип работы компенсационного преобразователя на примере условно-шестифазного неуправляемого выпрямителя (рис. 6.1, а).

При отсутствии коммутирующего устройства (КУ) ток i_1 в первичной обмотке трансформатора (Т) возникает в момент, когда напряжение $u_a = u_b$ и $u_{ab} = 0$ (рис. 6.1, б). При наличии в КУ конденсаторов,

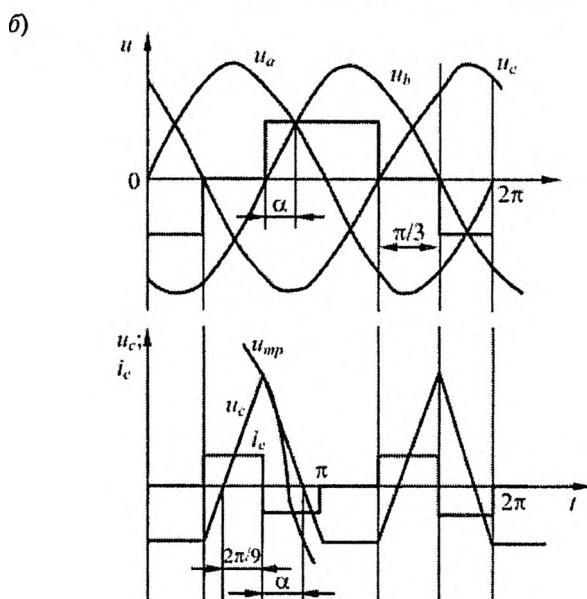
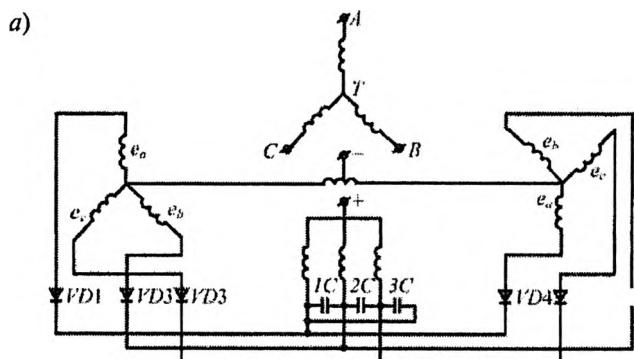


Рис. 6.1. Принцип работы компенсационного преобразователя на примере условно-шестифазного неуправляемого выпрямителя

напряжение u_c и ток i_c , которых представлены на рис. 6.1, б, ток i_1 возникает при $u_c = u_{ab}$, т. е. раньше точки естественной коммутации с опережением на угол α . В результате преобразователь генерирует

компенсирующую мощность $Q_{\text{кп}} = k_{\text{эф}} Q_{\text{к.у}}$, где $Q_{\text{к.у}}$ – мощность конденсаторов коммутирующего устройства; $k_{\text{эф}}$ – коэффициент эффективности использования конденсаторов КУ. Значение $k_{\text{эф}}$ для различных схем компенсационных преобразователей лежит в пределах 2,5–4,5.

При увеличении нагрузки компенсационного преобразователя повышается напряжение конденсаторов u_c и угол α смещается в сторону опережения. Таким образом, значения $Q_{\text{кп}}$ пропорционально коэффициенту загрузки. Максимальное значение $Q_{\text{кп}}$ ограничивается критическим значением $\alpha_{\text{кр}}$, которое для выпрямительных агрегатов равно 35° . В электролизных установках обычно применяется схема параллельной работы одного компенсационного агрегата с двумя-четырьмя обычными преобразователями.

6.2. Многофункциональные устройства

Наиболее эффективными методами снижения уровней ЭМП являются многофункциональные устройства, позволяющие одновременно воздействовать как на ЭМП, так и на снижение перетоков реактивной мощности. К таким устройствам относятся симметрирующие, фильтрокомпенсирующие и фильтросимметрирующие устройства, регулируемые статистические компенсаторы и др. Симметрирующие устройства (СУ) получили широкое распространение при наличии одно- и двухфазных ЭТУ, причем все крупные одно- и двухфазные ЭТУ выпускаются в комплекте с этими установками. На рис. 6.2 представлена принципиальная схема питания МДН с СУ.

В настоящее время находят применение два вида фильтрокомпенсирующих устройств (ФКУ): силовые резонансные и ненастроенные фильтры. ФКУ одновременно снижает уровень высших гармоник и компенсирует реактивную мощность. При настроенных фильтрах мощность конденсаторной батареи фильтра определяют по формуле

$$Q_{\Phi} \geq 1,2 K_{\text{cx}} I_{\nu} U_{\text{номКБ}}, \quad (6.2)$$

где K_{cx} – коэффициент схемы, $K_{\text{cx}} = \sqrt{3}$ при соединении батареи конденсаторов фильтра в треугольник, и $K_{\text{cx}} = 3$ при соединении в звезду; $U_{\text{номКБ}}$ – номинальное линейное напряжение конденсаторов; I_{ν} – ли-

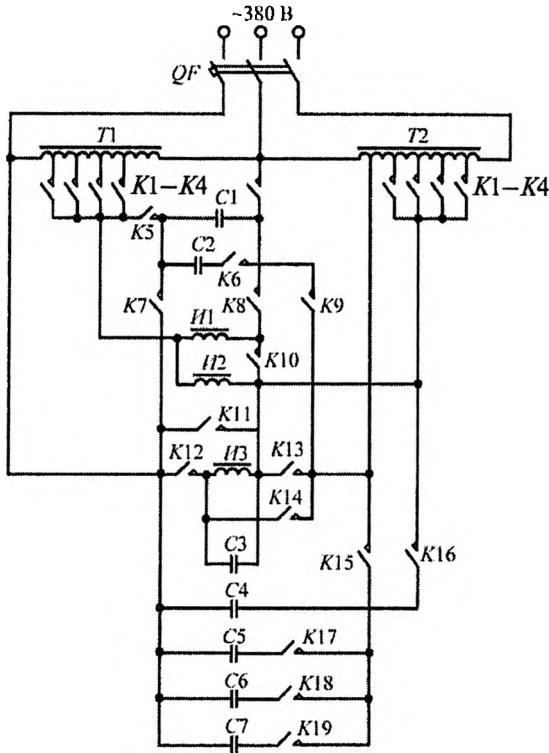


Рис. 6.2. Схема питания МДН с СУ

нейный ток в цепи фильтра, $I_v = \sqrt{I_1^2 + I^2}$ (I_1 – линейный ток первой гармоники; I_{vp} – линейный ток v -й гармоники, на которую нанесен резонансный фильтр).

В связи с большим разбросом параметров реакторов и конденсаторов в фильтрах, а также отсутствием в большинстве случаев необходимости снижения коэффициента несинусоидальности напряжения до нуля перспективны ненастроенные фильтры. С помощью одного ненастроенного фильтра можно повысить $\cos(\phi)$ до необходимого значения и снизить коэффициент несинусоидальности напряжения до допустимых значений. Мощность конденсаторной батареи нена-

строенного фильтра определяют по (6.2), где $I_v = \sqrt{\sum_1^n (I_{vq} \sigma_{vq})^2}$ (I_v – эквивалентный ток v_q -й гармоники; σ_{vq} – доля тока v_q -й гармоники, протекающего через фильтр v_q -й гармоники).

В случае, когда на промышленном предприятии имеются однофазные ЭТУ и ЭТУ, генерирующие высшие гармоники, для снижения

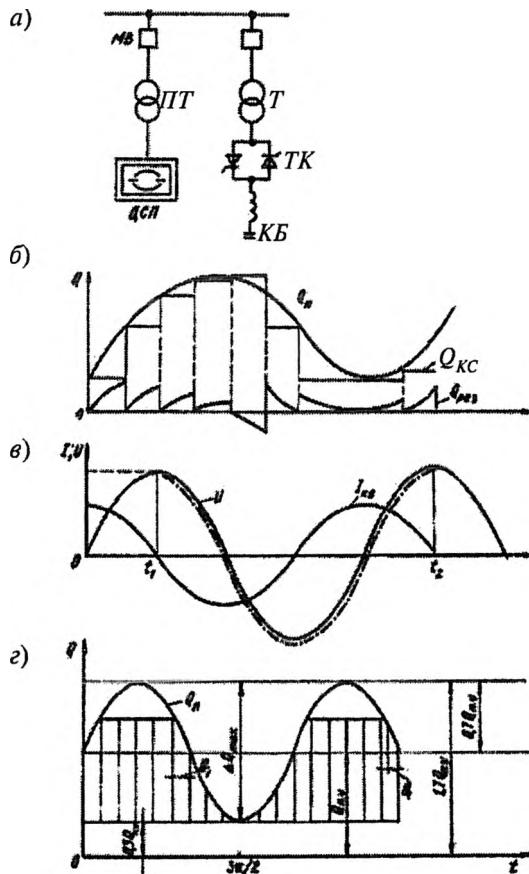


Рис. 6.3. Метод прямой компенсации

уровня ЭМП и компенсации реактивной мощности могут применяться фильтро-симметрирующие устройства (ФСУ).

В сетях с электродуговыми печами в качестве средств снижения ЭМП и компенсации переменной составляющей реактивной мощности перспективны быстродействующие управляемые статистические компенсаторы, которые разделяют на две группы: прямой и косвенной компенсации.

Суть метода прямой компенсации (рис. 6.3, а) состоит в том, что колебания реактивной мощности печи Q_p непосредственно компенсируются опережающей мощностью регулируемой конденсаторной батареи Q_{KB} (рис. 6.3, б). Регулирование осуществляется изменением числа ступеней батареи, включаемых в сеть с помощью тиристорных ключей (ТК). Включение и отключение ступеней происходят практически без тока в точках t_1 и t_2 (рис. 6.3, в), так как тиристоры отпираются в момент времени, когда напряжение сети сравнивается с напряжением на конденсаторе, который с этой целью предварительно заряжается до значения напряжения, равного амплитуде напряжения сети. Как следует из рис. 6.3, г, величина результирующих колебаний реактивной мощности определяется количеством ступеней, на которое разбита батарея статических конденсаторов.

Суть метода косвенной компенсации (рис. 6.4, а) заключается в следующем: реактивная мощность, потребляемая управляемым реактором (P), изменяется в зависимости от реактивной мощности, потребляемой печью, так что суммарная реактивная мощность, потребляемая из сети, остается неизменной и компенсируется постоянно включенной КБ (рис. 6.4, б). Потребляемая управляемым реактором реактивная мощность регулируется изменением угла отпирания тиристоров. Как следует из рис. 6.4, в, ток реактора, протекающий через тиристор T_1 , проходит через нуль в момент $2\pi - \alpha$, и самое позднее он должен стать равным нулю в момент $\pi + \alpha$, так как в этот момент открывается тиристор T_2 . Таким образом, справедливо условие $2\pi - \alpha \leq \pi + \alpha$, или $\alpha \geq \pi/2$. Получающаяся при таком регулировании форма тока изобилует гармоническими составляющими, что вызывает необходимость установки соответствующих фильтров.

Реактивную мощность основной 1-й гармоники определяют с помощью выражения $Q_p = \frac{2U_p^2}{\pi X_p} \left[\pi - \alpha + \frac{1}{2} \sin(2\alpha) \right]$. Видно, что реактивная

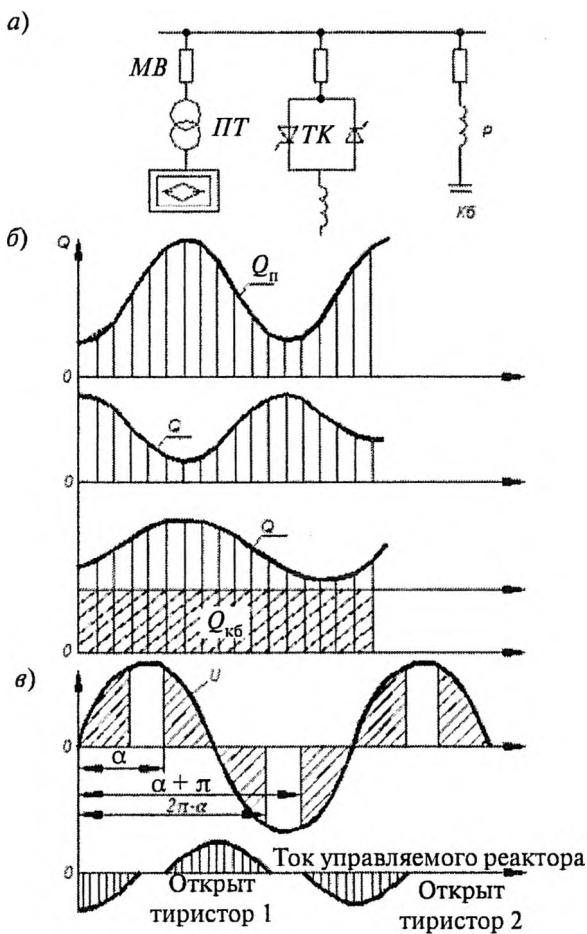


Рис. 6.4. Метод косвенной компенсации

мощность непрерывно уменьшается от своего максимального значения U_p^2/X_p до нуля при изменении угла регулирования α в пределах $\pi/2 - \pi$. Поэтому последним моментом, когда может свободно выбираться значение реактивной мощности, является момент, соответствующий $\alpha = \pi/2$.

По сравнению с методом прямой компенсации основные преимущества косвенной компенсации – возможность плавного, а не ступенчатого регулирования реактивной мощности и отсутствие необходимости предварительного заряда конденсаторов. Недостатки косвенной компенсации – значительные потери (на 25 % выше) мощности и энергии, большие значения высших гармоник тока, создаваемых компенсатором.

На компенсацию колебаний напряжения существенное влияние оказывает время запаздывания компенсатора. На рис. 6.5 представлены зависимости коэффициента уменьшения колебаний $K_{\delta V}$ от коэффициента компенсации K_Q реактивной мощности при различном времени запаздывания T_3 :

$$K_{\delta V} = \frac{(\delta V_{\Phi} - \delta V_{\kappa})}{\delta V_{\Phi}},$$

$$K_Q = \frac{Q_{CK}}{Q_{n \max}},$$

где δV_{Φ} и δV_{κ} – размах колебаний напряжения без и с компенсатором; Q_{CK} и $Q_{n \max}$ – реактивная мощность компенсатора и максимальная реактивная мощность печей.

Уменьшение времени запаздывания при одном и том же коэффициенте $K_{\delta V}$ позволяет снизить K_Q , определяющий мощность компенсирующего устройства. Так, увеличение времени запаздывания T_3 до 20 мс даже при $K_Q = 1$ не позволяет получить коэффициент уменьше-

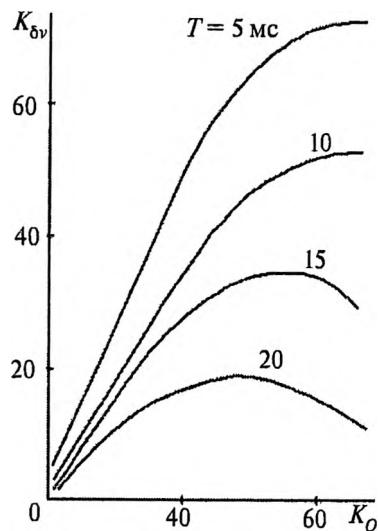


Рис. 6.5. Зависимости коэффициента уменьшения колебаний от коэффициента компенсации реактивной мощности

ния колебаний более 20 %. В связи с этим выбор того или иного типа компенсатора в каждом конкретном случае должен определяться с учетом не только капитальных затрат и эксплуатационных расходов, но и требуемого коэффициента уменьшения колебаний $K_{\delta V}$, который зависит от времени запаздывания компенсатора.

По исследованиям, проведенным на печах емкостью 150 т, работающей с $\cos(\phi) = 0,7$, установлено, что реактивная мощность при плавлении шихты (скрапа) колеблется в следующих пределах:

$$Q_{\text{п}} = Q_{\text{п.y}}(1 \pm 0,7), \quad (6.3)$$

где $Q_{\text{п.y}}$ – реактивная мощность печи в установившемся режиме.

Из выражения (6.3) следует, что абсолютные значения реактивной мощности изменяются в пределах $(0,3-1,7)Q_{\text{п.y}}$, что соответствует размаху колебаний $1,4Q_{\text{п.y}}$. Учитывая, что колебания тока нагрузки печи носят периодический характер, идеализированный график реактивной нагрузки печи с учетом (6.3) можно представить так, как показано на рис. 6.3, г.

При прямой компенсации постоянная составляющая реактивной мощности, равная $0,3Q_{\text{п.y}}$, компенсируется постоянно включенной нерегулируемой КБ, мощность которой выбирается такой, чтобы она компенсировала колебания напряжения в сети до допустимой, согласно ГОСТ 13109–87, величины $Q_{\text{рКБmax}} = 0,5\Delta Q_{\text{max}}(1 + \sin(\theta_1))$, или по приближенному выражению $Q_{\text{рКБmax}} = \Delta Q_{\text{max}} - S_{\text{к.з}}\delta V_{\text{д}}$, где ΔQ_{max} – максимальный размах реактивной мощности.

При использовании метода косвенной компенсации основной задачей расчета является определение мощности регулируемого реактора. Расчет производится в следующем порядке:

1. Определяют максимальные колебания напряжения на шинах источника питания:

$$\delta V_{\text{max}} = \frac{\Delta Q_{\text{max E}}}{S_{\text{к.з}}},$$

где $\Delta Q_{\text{max E}}$ – максимальный размах реактивной мощности от группы печей.

2. По максимальному и допустимому (нормируемому) колебаниям находят коэффициент уменьшения колебаний $K_{\delta V}$ и коэффициент компенсации K_Q (при известном времени запаздывания компенсатора).

3. По найденному K_Q определяют требуемую реактивную мощность реактора: $Q_{p,p} = \Delta Q_{\max E} K_Q$.

Далее по требуемой реактивной мощности выбирается соответствующая ей номинальная мощность управляемого реактора. При этом надо учитывать, что требуемая реактивная мощность определяется только первой гармонической составляющей тока, а номинальная мощность должна выбираться с учетом эффективного значения полного тока.

Мощность КБ, компенсирующих дополнительную реактивную мощность управляемого реактора, составляет $Q_{KBd} = Q_{p,p}/2$. В связи с тем, что ДСП являются также источниками высших гармоник, управляемые статические компенсаторы (УСК) устанавливаются в комплексе с фильтрами высших гармоник. На рис. 6.6 представлена схема электроснабжения четырех ДСП емкостью 150 т с УСК прямой компенсации. В состав УСК входят фильтр 3-й гармоники с установленной мощностью конденсаторов $Q_{KB1} = 70 \text{ МВ}\cdot\text{Ар}$, играющий роль статического звена, и динамическое звено компенсатора, состоящее из двух

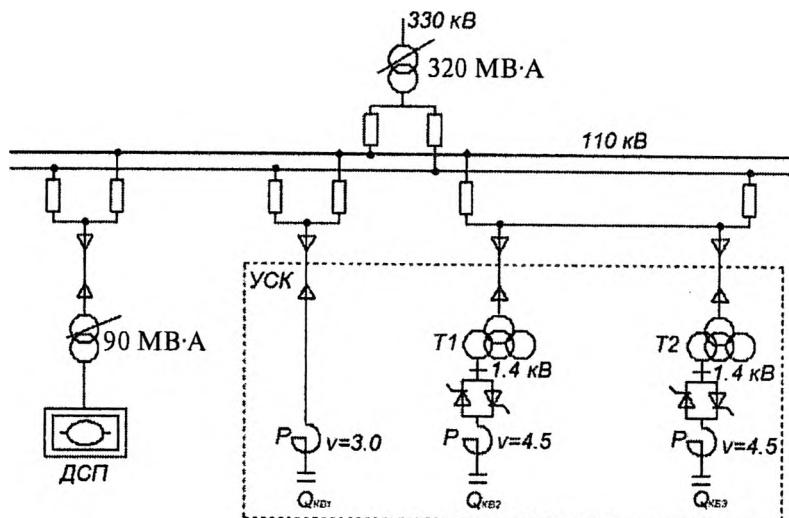


Рис. 6.6. Схема электроснабжения четырех ДСП

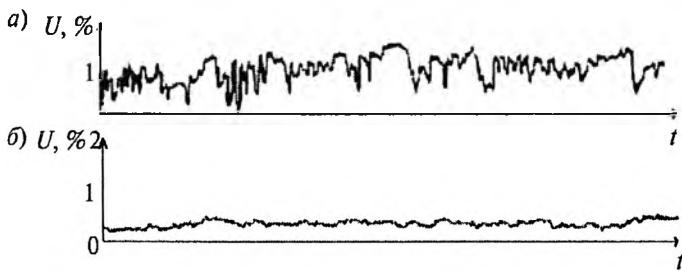


Рис. 6.7. Диаграммы уровней напряжения на шинах 110 кВ схемы рис. 6.6: *а* – с выключенным УСК; *б* – с включенным УСК

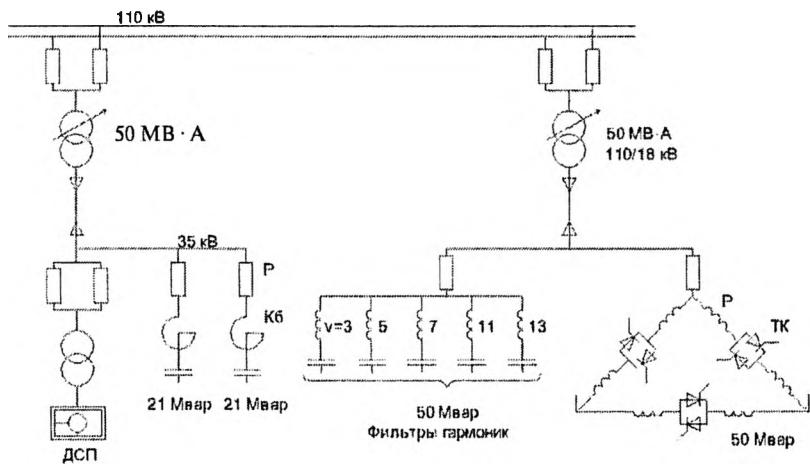


Рис. 6.8. Схема электроснабжения трех ДСП

понижающих трансформаторов T_1 , T_2 мощностью по 80 МВ·А и двух групп регулируемых тиристорами конденсаторов мощностью $Q_{KB2,3} = 90 \text{ МВ·Ар}$.

Данная схема работает на одном из металлургических предприятий около 10 лет. На рис. 6.7 представлены диаграммы уровней напряжения на шинах 110 кВ этой схемы с выключенным (*а*) и включенным (*б*)

УСК. Управляемый статический компенсатор позволил снизить колебания напряжения на шинах 110 кВ в пять раз. На рис. 6.8 представлена схема электроснабжения трех ДСП емкостью 100 т с УСК косвенной компенсации.

7. КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

7.1. Общие положения

Показатели качества электрической энергии определяются для сетей однофазного, трехфазного и постоянного тока.

При питании от электрических сетей однофазного тока показатели качества электрической энергии – отклонение частоты, отклонение напряжения, размах колебаний частоты, размах изменения напряжения и коэффициент несинусоидальности напряжения. При питании от электрических сетей трехфазного тока показателями качества, кроме того, являются коэффициенты несинусоидальности и несимметрии напряжения. Показатели качества для сетей постоянного тока в данном пособии не рассматриваются.

Проанализируем основные показатели качества электрической энергии по ГОСТ 13109–97 (с 07.01.2014 введен ГОСТ 32144–2013), сравним их с показателями, принятыми в качестве регламентируемых в зарубежных странах, а также с более ранними версиями ГОСТа.

7.2. Отклонения и колебания напряжения

Колебания напряжения характеризуются размахом изменения напряжения и дозой фликера (рис. 7.1).

Предельно допустимые значения размаха изменения напряжения δU_i в точках общего присоединения к электрическим сетям при колебаниях напряжения, огибающая которых имеет форму меандра, в зависимости от частоты повторения изменений напряжения $F\delta U_i$ или интервала между изменениями напряжения $\Delta t_{i,i+1}$, равны значениям, определяемым по кривой I (рис. 7.2), а для потребителей электрической энергии, располагающих лампами накаливания в помещениях, где

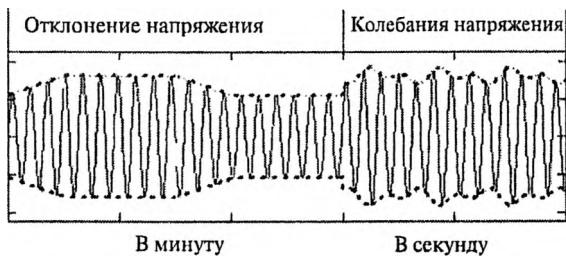


Рис. 7.1. Отклонение и колебания напряжения

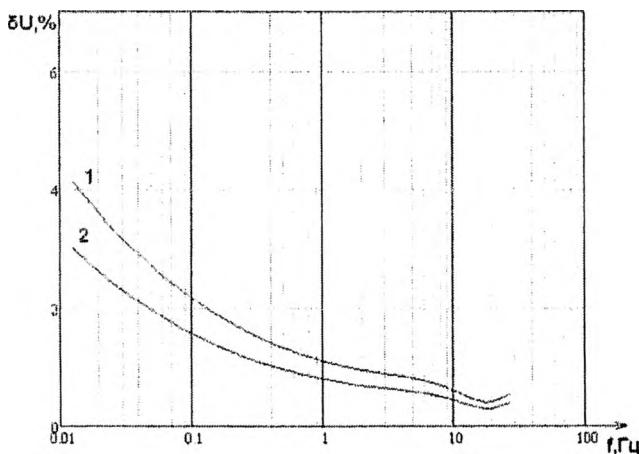


Рис. 7.2. Зависимость колебаний напряжения от частоты повторения

требуется значительное зрительное напряжение, — значениям, определяемым по кривой 2. Перечень помещений с разрядами работ, требующих значительного зрительного напряжения, указан в нормативных документах.

Предельно допустимое значение суммы установившегося отклонения напряжения δU_y и размаха изменений напряжения δU_t в точках присоединения к электрическим сетям напряжением 0,38 кВ равно $\pm 10\%$ номинального напряжения.

Максимальное значение кратковременной дозы фликера P_{S_t} при колебаниях напряжения с формой, отличающейся от меандра, 1,38, а для длительной дозы фликера P_{L_t} при тех же колебаниях напряжения 1,0. Кратковременную дозу фликера определяют на интервале времени наблюдения, равном 10 мин, длительную дозу фликера – на интервале времени наблюдения, равном 2 ч. Предельно допустимое значение для кратковременной дозы фликера P_{S_t} в точках общего присоединения потребителей электрической энергии, располагающих лампами нагревания в помещениях, где требуется значительное зрительное напряжение, при колебаниях напряжения с формой, отличающейся от меандра, равно 1,0, а для длительной дозы фликера P_{L_t} в этих же точках – 0,74.

Следует заметить, что для разной частоты имеется различное допустимое значение $\delta U_{t\text{норм}}$ (табл. 7.1).

Таблица 7.1

Допустимое значение перепада напряжения в зависимости от частоты

$\delta U_{t\text{норм}}, \%$		$F\delta U_t, \text{мин}^{-1}$	$\Delta t_{p,i+1}, \text{с}$
Кривая 1	Кривая 2		
4,14	3,00	0,76	78,95
4,00	2,90	0,84	71,43
3,86	2,80	0,95	63,16
3,73	2,70	1,06	56,61
3,59	2,60	1,20	50,00
3,45	2,50	1,36	44,12
3,30	2,40	1,55	38,71
3,17	2,30	1,78	33,71
3,04	2,20	2,05	29,27
2,90	2,10	2,39	25,10
2,76	2,00	2,79	21,50
2,60	1,90	3,29	18,24
2,48	1,80	3,92	15,31
2,35	1,70	4,71	12,74

Окончание табл. 7.1

$\delta U_{\text{норм}}, \%$		$F\delta U_p, \text{мин}^{-1}$	$\Delta t_{p,i+1}, \text{с}$
Кривая 1	Кривая 2		
2,21	1,60	5,72	10,49
2,07	1,50	7,04	8,52
1,93	1,40	8,79	6,82
1,79	1,30	11,16	5,38
1,66	1,20	14,44	4,16
1,52	1,10	19,10	3,14
1,38	1,00	26,60	2,26
1,31	0,95	32,00	1,88
1,24	0,90	39,00	1,54
1,17	0,85	48,70	1,23
1,10	0,80	61,80	0,97
1,04	0,75	80,50	0,74
0,97	0,70	110,00	0,54
0,90	0,65	175,00	0,34
0,83	0,60	275,00	0,22
0,76	0,55	380,00	0,16
0,69	0,50	475,00	0,13
0,62	0,45	580,00	0,10
0,55	0,40	690,00	0,09
0,48	0,35	795,00	0,08
0,40	0,29	1052,00	0,06
0,41	0,30	1180,00	—
0,48	0,35	1400,00	—
0,55	0,40	1620,00	—

П р и м е ч а н и е. Кривая 1 – для обычных потребителей, кривая 2 – для потребителей с повышенными требованиями к качеству.

Измерение установившегося отклонения напряжения δU_y осуществляют следующим образом.

Для каждого i -го наблюдения за период времени, равный 24 ч, измеряют значение напряжения, которое в электрических сетях однофазного тока определяют как действующее значение напряжения основной частоты $U_{(1)i}$ без учета высших гармонических составляющих напряжения, а в электрических сетях трехфазного тока – как действующее значение каждого междуфазного (фазного) напряжения основной частоты $U_{(1)i}$, а также как действующее значение напряжения прямой последовательности основной частоты $U_{1(1)i}$:

$$U_{1(1)i} = \left[\frac{1}{12} \left[\left(\sqrt{3}U_{AB(1)i} + \sqrt{4U_{BC(1)i}^2 - \left(\frac{U_{BC(1)i}^2 - U_{CA(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} + U_{AB(1)i} \right)^2} \right)^2 + \left(\frac{U_{BC(1)i}^2 - U_{CA(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} \right)^2 \right]^{1/2} \right], \quad (7.1)$$

где $U_{AB(1)i}$, $U_{BC(1)i}$, $U_{CA(1)i}$ – действующие значения междуфазных напряжений основной частоты в i -м наблюдении.

Допускается:

определять $U_{1(1)i}$ методом симметричных составляющих;
определять $U_{1(1)i}$ по приближенной формуле

$$U_{1(1)i} = \frac{1}{3}(U_{AB(1)i} + U_{BC(1)i} + U_{CA(1)i}). \quad (7.2)$$

При этом относительная погрешность вычисления значений $U_{1(1)i}$ с использованием формулы (7.2) вместо формулы (7.1) не превышает 0,1 % при коэффициенте несимметрии напряжений по обратной последовательности не более 6 %;

измерять в электрических сетях однофазного и трехфазного тока вместо действующих значений фазных и междуфазных напряжений основной частоты действующие значения соответствующих напряжений с учетом гармонических составляющих таких напряжений при коэффициенте искажения синусоидальности напряжения, не превышающем 5 %.

Значение усредненного напряжения U_y вычисляют как результат усреднения N наблюдений напряжения $U_{(1)i}$ или $U_{1(1)i}$ за интервал времени 1 мин по формуле

$$U_y = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N U_i^2}{N}},$$

где U_i – значение напряжения $U_{(1)i}$ или $U_{1(1)i}$ в i -м наблюдении.

Число наблюдений за 1 мин должно быть не менее 18.

Вычисляют значение установившегося отклонения напряжения δU_y в процентах по формуле

$$\delta U_y = \frac{U_y - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} 100,$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное междуфазное (фазное) напряжение.

Качество электрической энергии по установившемуся отклонению напряжения в точке общего присоединения к электрической сети считают соответствующим требованиям ГОСТ 13109–97, если все измеренные за каждую минуту в течение установленного периода времени (24 ч) значения установившегося отклонения напряжения находятся в интервале, ограниченном предельно допустимыми значениями, а не менее 95 % измеренных за тот же период времени значений установившегося отклонения напряжения – в интервале, ограниченном нормально допустимыми значениями.

Дополнительно допускается определять соответствие нормам стандарта по суммарной продолжительности времени выхода измеренных значений данного показателя за нормально и предельно допустимые пределы. При этом качество электрической энергии по установившемуся отклонению напряжения считают соответствующим требованиям стандарта, если суммарная продолжительность времени выхода за нормально допустимые значения составляет не более 5 % установленного периода времени, т. е. 1 ч 12 мин, а за предельно допустимые значения – 0 % данного периода времени.

Размах изменения напряжения δU , в процентах вычисляют по формуле

$$\delta U_t = \frac{|U_i - U_{i+1}|}{U_{\text{ном}}} 100,$$

где U_i, U_{i+1} – значения следующих один за другим экстремумов или экстремума и горизонтального участка огибающей среднеквадратичных значений напряжения основной частоты, определенных на каждом полупериоде основной частоты.

Допускается при коэффициенте искажения синусоидальности напряжения, не превышающем 5 %, определять размах изменения напряжения δU_t в процентах по формуле

$$\delta U_t = \frac{|U_{ai} - U_{ai+1}|}{\sqrt{2}U_{\text{ном}}} 100,$$

где U_{ai}, U_{ai+1} – значения следующих один за другим экстремумов или экстремума и горизонтального участка огибающей амплитудных значений напряжения на каждом полупериоде основной частоты.

Частоту повторения изменений напряжения $F\delta_{U_t}$ при периодических колебаниях напряжения вычисляют по формуле

$$F\delta_{U_t} = \frac{m}{t},$$

где m – число изменений напряжения за время T (T – интервал времени измерения, принимаемый равным 10 мин).

Примечание. Значение частоты повторения изменений напряжения, равное двум изменениям напряжения в секунду, соответствует 1 Гц.

Интервал времени между изменениями напряжения $\Delta t_{i,i+1}$ в секундах или минутах (в соответствии с рис. 7.1) вычисляют по формуле $\Delta t_{i,i+1} = t_{i+1} - t_i$, где t_i, t_{i+1} – начальные моменты времени следующих один за другим изменений напряжения.

Если интервал времени между окончанием одного изменения и началом следующего, происходящего в том же направлении, менее 30 мс, то эти изменения рассматривают как одно.

Качество электрической энергии в точке общего присоединения при периодических колебаниях напряжения, имеющих форму меандра, считают соответствующим требованиям ГОСТа, если измеренное значение размаха изменений напряжения не превышает значений,

определяемых по кривым, приведенным на рис. 7.1 для соответствующей частоты повторения изменения напряжения $F\bar{D}_{U_i}$ или интервала между изменениями напряжения $\Delta t_{i,i+1}$.

7.3. Фликер

Фликер – субъективное восприятие человеком колебаний светового потока искусственных источников освещения, вызванных колебаниями напряжения в электрической сети, питающей эти источники.

Дозу фликера (кратковременную и длительную) при колебаниях напряжения любой формы определяют следующим образом:

1. Измеряют с помощью фликерметра за интервал времени T_{sh} , равный 10 мин, уровни фликера P_s (%)², соответствующие интегральной вероятности, равной 0,1; 0,7; 1,0; 1,5; 2,2; 3,0; 4,0; 6,0; 8,0; 10,0; 13,0; 17,0; 30,0; 50,0; 80,0 %.

2. Определяют с помощью фликерметра или вычисляют слаженные уровни фликера P_s (%)², по формулам

$$\left. \begin{aligned} P_{1s} &= \frac{P_{0,7} + P_{1,0} + P_{1,5}}{3}, \\ P_{3s} &= \frac{P_{2,2} + P_{3,0} + P_{4,0}}{3}, \\ P_{10s} &= \frac{P_6 + P_8 + P_{10} + P_{13} + P_{17}}{5}, \\ P_{50s} &= \frac{P_{30} + P_{50} + P_{80}}{3}, \end{aligned} \right\}$$

где P_{1s} , P_{3s} , P_{10s} , P_{50s} – слаженные уровни фликера при интегральной вероятности, равной 1,0; 3,0; 10,0; 50,0 соответственно.

3. Определяют с помощью фликерметра или вычисляют кратковременную дозу фликера P_{St} отн. ед., на интервале времени T_{sh} по формуле

$$P_{St} = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_{1s} + 0,0657P_{3s} + 0,28P_{10s} + 0,08P_{50s}}.$$

Кратковременная доза фликера при периодических колебаниях напряжения с формой, отличающейся от меандра, может быть определена расчетным путем.

4. Определяют с помощью фликерметра или вычисляют длительную дозу фликера P_{Lr} , отн. ед., на интервале времени T_L , равном 2 ч, по формуле

$$P_{Lr} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{k=1}^{12} (P_{Sk})^3},$$

где P_{Sk} – кратковременная доза фликера на k -м интервале времени T_{sh} в течение длительного периода наблюдения T_L .

Качество электрической энергии по дозе фликера считают соответствующим требованиям ГОСТ 13109–97, если каждая кратковременная и длительная дозы фликера, измеренные в течение 24 ч или

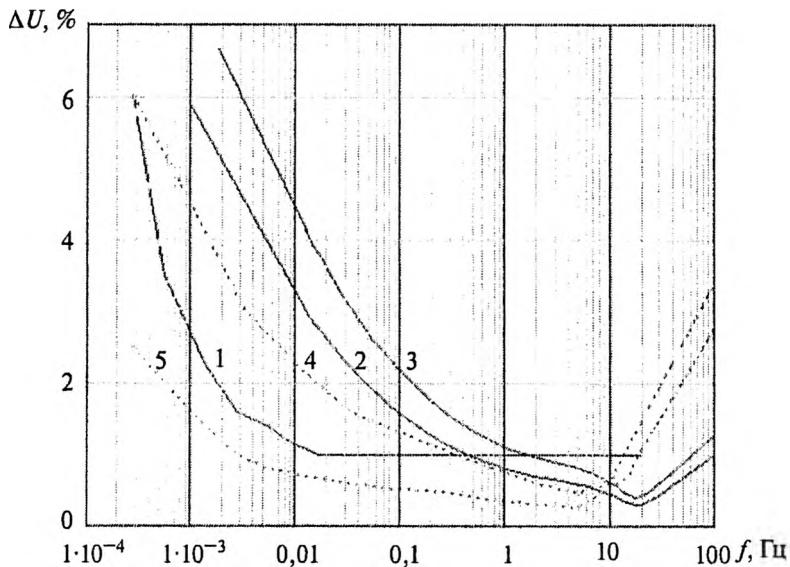


Рис. 7.3. Зависимость колебаний напряжения от частоты повторения:
1 – кривая по ГОСТ 13109–67; 2 – кривая по ГОСТ 13109–97 для помещений с лампами накаливания, в которых применяются повышенные требования к качеству электроэнергии; 3 – кривая по ГОСТ 13109–97;
4 и 5 – кривые, ограничивающие допустимую зону, по мнению компании «Дженерал Электрик»

рассчитанные по формулам, не превышают предельно допустимых значений.

Сравнение данных ГОСТ 13109–67, ГОСТ 13109–87 и иностранных стандартов представлено на рис. 7.3. Следует заметить, что более поздние ГОСТы отличаются большей лояльностью по отношению к параметрам качества энергии.

Видно, что ГОСТ 1997 г. значительно уступает ГОСТу 1967-го в области низких частот, но зато превосходит в области высоких.

7.4. Несинусоидальность напряжения

Несинусоидальность напряжения (рис. 7.4) характеризуется следующими показателями:

- коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения;
- коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения.

Нормально допустимые и предельно допустимые значения коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения в точках общего присоединения к электрическим сетям с разным номинальным напряжением:

Нормально допустимое значение при $U_{\text{ном}}$, кВ				Предельно допустимое значение при $U_{\text{ном}}$, кВ			
0,38	6(10)	35	110(330)	0,38	6(10)	35	110(330)
8,0	5,0	4,0	2,0	12,0	8,0	6,0	3,0

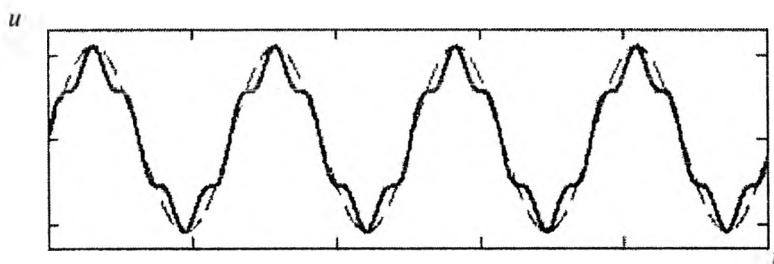


Рис. 7.4. Несинусоидальность напряжения

Нормально допустимые значения коэффициента n -й гармонической составляющей напряжения в точках общего присоединения к электрическим сетям с разным номинальным напряжением $U_{\text{ном}}$ представлены в табл. 7.2.

Предельно допустимое значение коэффициента n -й гармонической составляющей напряжения вычисляют по формуле $K_{U(n)} = 1,5K_{U(n)\text{норм}}$, где $1,5K_{U(n)\text{норм}}$ – нормально допустимое значение коэффициента n -й гармонической составляющей напряжения, определяемое по табл. 7.2.

Измерение коэффициента n -й гармонической составляющей напряжения $K_{(n)i}$ осуществляют для междуфазных (фазных) напряжений. Для каждого i -го наблюдения за период времени, равный 24 ч, определяют действующее значение напряжения n -й гармоники $U_{(n)i}$.

Значение коэффициента n -й гармонической составляющей напряжения $K_{(n)i}$ вычисляют в процентах как результат i -го наблюдения по формуле

$$K_{U(n)i} = \frac{U_{(n)i}}{U_{(1)i}} \cdot 100, \quad (7.3)$$

где $U_{(1)i}$ – действующее значение напряжения основной частоты на i -м наблюдении.

Так же допускается вычислять данный показатель КЭ:

$$K_{U(n)i} = \frac{U_{(n)i}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100. \quad (7.4)$$

Примечание. Относительная погрешность вычисления $K_{U(n)i}$ с использованием формулы (7.4) вместо формулы (7.3) численно равна значению отклонения напряжения $U_{(n)i}$ от $U_{\text{ном}}$.

Значение коэффициента n -й гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$ вычисляют в процентах как результат усреднения N наблюдений $K_{U(n)i}$ на интервале времени T_{ys} , равном 3 с, по формуле

$$K_{U(n)} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (K_{U(n)i})^2}{N}}.$$

Число наблюдений N должно быть не менее 9.

Таблица 7.2

Значения коэффициента n -й гармонической составляющей напряжения

n^*	Нечетные гармоники, не кратные 3, при $U_{\text{ном}}$, кВ				Нечетные гармоники, кратные 3^{**} , при $U_{\text{ном}}$, кВ				Четные гармоники при $U_{\text{ном}}$, кВ				
	0,38	6(10)	35	110–330	n^*	0,38	6(10)	35	110–330	n^*	0,38	6(10)	35
6,0	4,0	3,0	1,5										
5	5,0	3,0	2,5	1,0	3	5,0	3,0	1,5	2	2,0	1,5	1,0	0,5
7	3,5	2,0	2,0	1,0	9	1,5	1,0	1,0	0,4	4	1,0	0,7	0,5
11	3,0	2,0	1,5	0,7	15	0,3	0,3	0,3	0,2	6	0,5	0,3	0,2
13	2,0	1,5	1,0	0,5	21	0,2	0,2	0,2	0,2	8	0,5	0,3	0,2
17	1,5	1,0	1,0	0,4	>21	0,2	0,2	0,2	0,2	10	0,5	0,3	0,2
19	1,5	1,0	1,0	0,4						12	0,2	0,2	0,2
23	1,5	1,0	1,0	0,4						>12	0,2	0,2	0,2
25	0,2 +	0,2 +	0,2 +	0,2 +									
> 25	+1,3 x 25/n	+0,8 x 25/n	+0,6 x 25/n	+0,2 x 25/n									

* n — номер гармонической составляющей напряжения.** Нормально допустимые значения, приведенные для n , равных 3 и 9, относятся к однофазным электрическим сетям. В трехфазных трехпроводных электрических сетях эти значения принимают вдвое меньшими приведенных в таблице.

Коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения в точке общего присоединения считают соответствующим требованиям ГОСТ 13109–97, если наибольшее из всех измеренных в течение 24 ч значений коэффициентов n -й гармонической составляющей напряжения не превышает предельно допустимого значения, а значение коэффициента n -й гармонической составляющей напряжения, соответствующее вероятности 95 % за установленный период времени, – нормально допустимого значения.

Дополнительно допускается определять соответствие нормам стандарта по суммарной продолжительности времени выхода измеренных значений данного показателя за нормально и предельно допустимые значения. При этом $K_{U(n)}$ считают соответствующим требованиям ГОСТа, если суммарная продолжительность времени выхода за нормально допустимые значения составляет не более 5 % установленного периода времени, т. е. 1 ч 12 мин, а за предельно допустимые значения – 0 % данного периода времени.

Измерение коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения K_U осуществляют для междуфазных (фазных) напряжений. Для каждого i -го наблюдения за установленный период времени определяют действующие значения гармонических составляющих напряжения в диапазоне гармоник от 2-й до 40-й. Вычисляют значение коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения K_m в процентах как результат i -го наблюдения по формуле

$$K_{Ui} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_{(n)i}^2}}{U_{(1)i}} \cdot 100, \quad (7.5)$$

где $U_{(1)i}$ – действующее значение междуфазного (фазного) напряжения основной частоты для i -го наблюдения.

При определении данного показателя КЭ допускается:

- 1) не учитывать гармонические составляющие, значения которых менее 0,1 %;
- 2) вычислять данный показатель КЭ по формуле

$$K_{Ui} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_{(n)i}^2}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100. \quad (7.6)$$

Примечание. Относительная погрешность определения K_{Ui} с использованием формулы (7.6) вместо формулы (7.5) численно равна значению отклонения напряжения $U_{(1)i}$ от $U_{\text{ном}}$.

Значение коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения K_U вычисляют в процентах как результат усреднения N наблюдений K_{Ui} на интервале времени T_{vs} , равном 3 с, по формуле

$$K_U = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N K_{Ui}^2}{N}}.$$

Число наблюдений N должно быть не менее 9.

Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения в точке общего присоединения считают соответствующим требованиям ГОСТ 13109–97, если наибольшее из всех измеренных в течение 24 ч значений коэффициентов искажения синусоидальности кривой напряжения не превышает предельно допустимого значения, а значение коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения, соответствующее вероятности 95 % за установленный период времени, — нормально допустимого значения.

Дополнительно допускается определять соответствие нормам действующего ГОСТа по суммарной продолжительности времени выхода измеренных значений данного показателя за нормально и предельно допустимые значения. При этом качество электрической энергии по коэффициенту искажения синусоидальности кривой напряжения считают соответствующим требованиям настоящего стандарта, если суммарная продолжительность времени выхода за нормально допустимые значения составляет не более 5 % установленного периода времени, т. е. 1 ч 12 мин, а за предельно допустимые значения — 0 % данного периода времени.

7.5. Несимметрия напряжений

Несимметрия напряжений характеризуется:

коэффициентом несимметрии напряжений по обратной последовательности;

коэффициентом несимметрии напряжений по нулевой последовательности.

Нормально допустимое и предельно допустимое значения коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности в точках общего присоединения к электрическим сетям и по нулевой последовательности в точках общего присоединения к четырехпроводным электрическим сетям с номинальным напряжением 0,38 кВ равны 2 и 4 % соответственно.

Для определения несимметрии напряжений используется следующая схема расчета.

Измерение коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U_i} проводят в четырехпроводных сетях таким образом. Для каждого i -го наблюдения за период времени, равный 24 ч, измеряют одновременно действующие значения трех междуфазных и двух фазных напряжений основной частоты $U_{AB(1)i}$, $U_{BC(1)i}$, $U_{CA(1)i}$, $U_{A(1)i}$, $U_{B(1)i}$. Определяют действующее значение напряжения нулевой последовательности основной частоты $U_{0(1)i}$ в i -м наблюдении по формуле

$$U_{0(1)i} = \frac{1}{6} \left[\left[\frac{U_{BC(1)i}^2 - U_{CA(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} - 3 \frac{U_{B(1)i}^2 - U_{A(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} \right]^2 + \right. \\ \left. + \left[\sqrt{4U_{BC(1)i}^2 - \left(U_{AB(1)i} - \frac{U_{BC(1)i}^2 - U_{CA(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} \right)^2} - \right. \right. \\ \left. \left. - 3 \sqrt{4U_{B(1)i}^2 - \left(U_{AB(1)i} - \frac{U_{B(1)i}^2 - U_{A(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} \right)^2} \right]^2 \right]^{1/2}.$$

Вычисляют коэффициент несимметрии напряжения по нулевой последовательности K_{0U_i} в процентах как результат i -го наблюдения по формуле

$$K_{0U_i} = \frac{\sqrt{3}U_{0(1)i}}{U_{1(1)i}} 100, \quad (7.7)$$

где $U_{0(1)i}$ – действующее значение напряжения нулевой последовательности основной частоты трехфазной системы напряжений в i -м наблюдении; $U_{1(1)i}$ – действующее значение междуфазного напряжения прямой последовательности основной частоты.

При определении K_{0U_i} допускается:

- 1) определять $U_{0(1)i}$ методом симметричных составляющих;
- 2) вычислять $U_{0(1)i}$ при симметрии междуфазных напряжений по приближенной формуле $U_{0(1)i} = 0,62(U_{\text{нб.ф}(1)i} - U_{\text{нм.ф}(1)i})$, где $U_{\text{нб.ф}(1)i}$ и $U_{\text{нм.ф}(1)i}$ – наибольшее и наименьшее из трех действующих значений фазных напряжений основной частоты в i -м наблюдении. При этом относительная погрешность определения $K_{0(1)i}$ не превышает $\pm 10\%$;
- 3) применять вместо действующих значений междуфазных и фазных напряжений основной частоты действующие значения соответствующих напряжений с учетом всех гармонических составляющих этих напряжений при коэффициенте искажения синусоидальности кривых напряжений, не превышающем 5% ;
- 4) вычислять K_{0U_i} по формуле

$$K_{0U_i} = \frac{U_{0(1)i}}{U_{\text{ном.ф}}} 100, \quad (7.8)$$

где $U_{\text{ном.ф}}$ – номинальное значение фазного напряжения.

При этом относительная погрешность определения K_{0U_i} с использованием формулы (7.8) вместо формулы (7.7) численно равна значению отклонения напряжения $U_{1(1)i}$ от $U_{\text{ном.ф}}$. Вычисляют значение коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} в процентах как результат усреднения N наблюдений K_{0U_i} на интервале времени T_{ys} , равном 3 с, по формуле

$$K_{0U} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N K_{0U_i}^2}{N}}.$$

Число наблюдений N должно быть не менее 9.

Значение коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности в точке общего присоединения считают соответствующим требованиям ГОСТа, если наибольшее из всех измеренных в течение 24 ч значений коэффициентов несимметрии напряжений по нулевой последовательности не превышает предельно допустимого значения, а значение коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности, соответствующее вероятности 95 % за установленный период времени, — нормально допустимого значения.

Дополнительно допускается определять соответствие нормам стандарта по суммарному продолжительному времени выхода измеренных значений данного показателя за нормально и предельно допустимые значения. При этом качество электрической энергии по коэффициенту несимметрии напряжений по нулевой последовательности считают соответствующим требованиям стандарта, если суммарная продолжительность времени выхода за нормально допустимые значения составляет не более 5 % установленного периода времени, т. е. 1 ч 12 мин, а за предельно допустимые значения — 0 % данного периода времени.

Следует отметить, что в более ранних версиях ГОСТа к несимметрии и несинусоидальности принимались такие же требования.

7.6. Отклонения частоты

Отклонение частоты напряжения переменного тока в электрических сетях характеризуется показателем отклонения частоты, для которого нормально допустимое и предельно допустимое значения отклонения частоты равны $\pm 0,2$ и $\pm 0,4$ Гц соответственно.

Для каждого i -го наблюдения за установленный период времени измеряют действительное значение частоты f_i . Вычисляют усредненное значение частоты f_y , как результат усреднения N наблюдений f_i на интервале времени, равном 20 с, по формуле

$$f_y = \frac{\sum_{i=1}^N f_i}{N}.$$

Число наблюдений N должно быть не менее 15.

Вычисляют значение отклонения частоты Δf по формуле $\Delta f = f_y - f_{\text{ном}}$, где $f_{\text{ном}}$ — номинальное значение частоты. При этом качество электрической энергии по отклонению частоты считают соответствующим требованиям ГОСТа, если суммарная продолжительность времени выхода за нормально допустимые значения составляет не более 5 % установленного периода времени, т. е. 1 ч 12 мин.

7.7. Провал и импульс напряжения.

Временное перенапряжение

Провал напряжения характеризуется показателем длительности провала напряжения. Предельно допустимое значение длительности провала напряжения в электрических сетях напряжением до 20 кВ включительно равно 30 с. Длительность автоматически устраниемо провала напряжения в любой точке присоединения к электрическим сетям определяется выдержками времени релейной защиты и автоматики.

Глубина, длительность и частота появления провалов напряжения, полученные по результатам измерений, проведенных в странах Европейского союза, представлены в табл. 7.3 и 7.4.

Таблица 7.3

Характеристики провалов напряжения для кабельных линий

Глубина провала, %	Доля интервалов, %, при длительности провала, с						Всего, %
	0,01–0,10	0,1–0,5	0,5–1,0	1,0–3,0	3–20	20–60	
10–30	33,0	20,0	4,0	0,5	0,5	—	58,0
30–60	4,0	15,0	2,0	—	—	—	21,0
60–95	3,0	9,0	0,5	1,5	—	—	14,0
100	0,5	0,5	1,0	—	—	5,0	7,0
Итого	40,5	44,5	7,5	2,0	0,5	5,0	100

Таблица 7.4

Характеристики провалов напряжения для воздушно-кабельных линий

Глубина провала, %	Доля интервалов, %, при длительности провала, с						Всего, %
	0,01–0,10	0,1–0,5	0,5–1,0	1,0–3,0	3–20	20–60	
10–30	19,0	17,0	4,0	1,0	0,5	—	41,5
30–60	8,0	10,0	3,0	0,5	—	—	21,5
60–95	1,0	4,0	2,0	0,5	—	—	7,5
100	1,0	4,0	17,0	2,0	1,5	4,0	29,5
Итого	29,0	35,0	26,0	4,0	2,0	4,0	100

Частота появления провалов напряжения в табл. 7.3 и 7.4 указана по отношению к 100 событиям, повлекшим за собой провалы напряжения различной глубины и длительности.

Соотношение характеристик провалов напряжения для кабельных линий представлено в табл. 7.3, а для смешанных воздушно-кабельных линий — в табл. 7.4.

Характеристики провала $\Delta t_{\text{п}}$ определяют по следующей схеме.

Фиксируют начальный момент времени t_{n} резкого спада (с длительностью менее 10 мс) огибающей среднеквадратических значений напряжения, определенных на каждом полупериоде основной частоты, ниже уровня $0,9U_{\text{ном}}$ и конечный момент времени t_{k} восстановления среднеквадратичного значения напряжения до $0,9U_{\text{ном}}$. Вычисляют длительность провала напряжения $\Delta t_{\text{п}}$ по формуле $\Delta t_{\text{п}} = t_{\text{k}} - t_{\text{n}}$, где t_{n} и t_{k} — начальный и конечный моменты времени провала напряжения.

Качество электрической энергии по длительности провалов напряжения в точке общего присоединения считают соответствующим требованиям ГОСТа, если наибольшее из всех измеренных в течение продолжительного периода наблюдения (как правило, в течение года) длительностей провалов напряжения не превышает предельно допустимого значения.

Допускается определять максимально возможную длительность провала в точке присоединения к электрической сети на основе расчета суммарной выдержки времени устройств релейной защиты, автоматики и коммутационных аппаратов, установленных в соответ-

ствующих электрических сетях энергоснабжающей организации. Если найденная таким способом длительность провала напряжения не превышает предельно допустимого значения, то качество электрической энергии по длительности провалов напряжения считают соответствующим требованиям ГОСТ 13109–97.

Глубину провала напряжения $\delta U_{\text{п}}$ в процентах определяют следующим образом. Измеряют среднеквадратичные значения напряжения U за каждый полупериод основной частоты во время провала напряжения. Определяют минимальное из всех измеренных среднеквадратичных значений напряжения U_{min} . Вычисляют глубину провала напряжения $\delta U_{\text{п}}$ в процентах по формуле

$$\delta U_{\text{п}} = \frac{U_{\text{ном}} - U_{\text{min}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100.$$

Частоту появления провалов напряжения $F_{\text{п}}$ в процентах вычисляют по формуле

$$F_{\text{п}} = \frac{m(\delta U_{\text{п}}, \Delta t_{\text{п}})}{M},$$

где $m(\delta U_{\text{п}}, \Delta t_{\text{п}})$ – число провалов напряжения глубиной $\delta U_{\text{п}}$ и длительностью $\Delta t_{\text{п}}$ за период времени наблюдения T .

7.8. Причины и источники нарушения показателей качества электрической энергии

Причины ухудшения электрической энергии представлены в табл. 7.5.

Видно, что в большинстве случаев главным виновником ухудшения качества электрической энергии является организация энергоснабжения. При этом следует заметить, что в электрической сети есть также и обратная связь, ведь на выходе синхронного генератора имеется практически идеальная синусоида, значит, в ухудшении качества виноваты недобросовестные потребители. Например, можно использовать современный источник импульсного питания с корректором коэффициента мощности, который позволяет уменьшить искажение синусоиды, или обычный тиристорный регулятор, при больших углах управления имеющий пять и семь гармоник тока, соизмеримых с номинальным.

Таблица 7.5

Основные причины ухудшения качества электрической энергии

Свойства электрической энергии	Показатель КЭ	Наиболее вероятный виновник ухудшения КЭ
Отклонение напряжения (см. рис. 7.3)	Установившееся отклонение напряжения δU_y	Энерgosнабжающая организация
Колебания напряжения (см. рис. 7.3)	Размах изменения напряжения δU_f , Доза фликера P_f	Потребитель с переменной нагрузкой
Несинусоидальность напряжения	Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения K_U . Коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$	Потребитель с нелинейной нагрузкой
Несимметрия трехфазной системы напряжений	Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} . Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U}	Потребитель с несимметричной нагрузкой
Отклонение частоты	Отклонение частоты Δf	Энерgosнабжающая организация
Провал напряжения	Длительность провала напряжения Δt_p	Энерgosнабжающая организация
Импульс напряжения	Импульсное напряжение $U_{имп}$	Энерgosнабжающая организация
Временное перенапряжение	Коэффициент временного перенапряжения $K_{перU}$	Энерgosнабжающая организация

8. БЛОКИРОВКИ В СХЕМАХ ЭЛЕКТРОПИТАНИЯ

8.1. Блокировки в электроустановках

Блокировкой называют автоматическое устройство, с помощью которого заграждается путь в опасную зону или становится невозможным выполнить неправильные, опасные для жизни действия, переключения коммутационной аппаратуры.

Виды блокировок:

- 1) механическая — стопоры, защелки, фигурные вырезы;
- 2) электрическая — блок-контакт, действующий на разрыв электрической цепи;

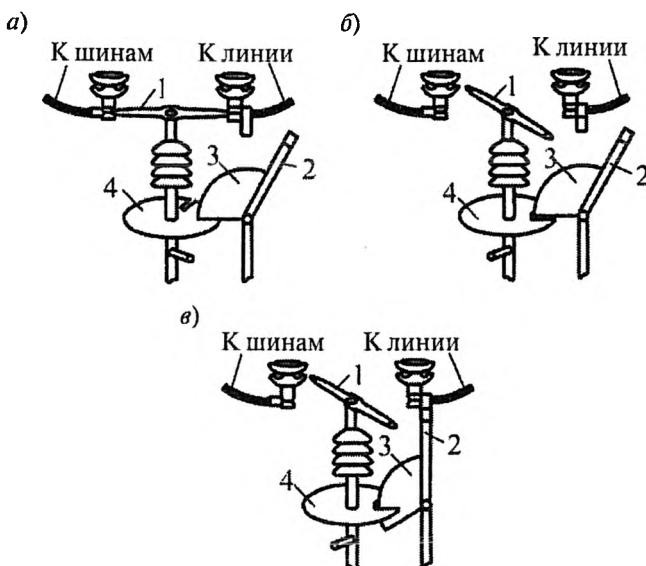


Рис. 8.1. Механическая блокировка линейного разъединителя:
а — нормальная работа, заземляющий нож включить нельзя;
б — линейный разъединитель отключен, можно включить заземляющий нож; в — включен заземляющий нож, нельзя включить линейный разъединитель; 1 — линейный разъединитель; 2 — заземляющий нож; 3 — сегмент; 4 — диск

а — нормальная работа, заземляющий нож включить нельзя;
б — линейный разъединитель отключен, можно включить заземляющий нож; в — включен заземляющий нож, нельзя включить линейный разъединитель; 1 — линейный разъединитель; 2 — заземляющий нож; 3 — сегмент; 4 — диск

3) электромагнитная – электромагнитный ключ, разрешающий или запрещающий включение коммутационной аппаратуры.

Схема механической блокировки линейного разъединителя и заземляющего ножа с помощью диска и фигурного сектора представлена на рис. 8.1.

8.2. Электромагнитная блокировка разъединителей

Оперативные блокировки представляют собой устройства, препятствующие неправильным действиям персонала при осуществлении переключений в схемах электрических соединений.

Наиболее характерным видом оперативных блокировок являются блокировки от неправильных операций разъединителями.

Наибольшее распространение получили механические и электромагнитные блокировки.

На рис. 8.2 представлен пример выполнения механической замковой блокировки разъединителей в схеме с одной системой сборных шин. Каждый разъединитель и выключатель имеют свой запорный замок, который состоит из корпуса 3 и подвижного стержня 1. Стержень входит в стопорное отверстие привода 2 блокируемого аппарата. На втором конце подвижного стержня, который находится внутри корпуса, имеются специальные выступы, соответствующие прорезям переносного ключа 4. Только в конечных положениях привода, когда фиксирующий стержень входит в предназначено для него отверстие, ключ может быть вставлен в замок или вынут из него. Во избежание ошибок ключ и замок выполняются с определенным секретом.

Порядок работы блокировки следующий. Нормально ключ находится в замке выключателя. Вынуть его можно

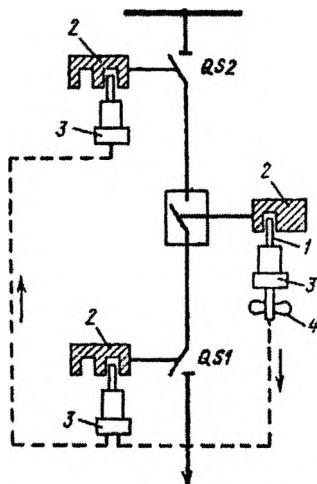


Рис. 8.2. Принципиальная схема механической замковой блокировки разъединителей

только в отключенном положении выключателя. При снятии ключа фиксирующий подвижный стержень замка запирает привод выключателя в отключенном положении. Затем вынутым ключом производят отпирание замка линейного разъединителя: вставляют ключ в отверстие корпуса, зацепляют подвижный стержень и вытягивают его поворотом ключа. Далее отключают линейный разъединитель QS1. После отключения разъединитель запирают замком в новом положении, а ключ освобождают. Аналогично производят операции и с шинным разъединителем QS2. Для включения электрической цепи все действия производят в обратном порядке.

Механическую блокировку применяют обычно в схемах с малым числом присоединений (обычно до 10).

Широко распространена в настоящее время электромагнитная блокировка разъединителей с использованием электромагнитных замков. Конструкция такого замка представлена на рис. 8.3.

Замок состоит из пластмассового корпуса 1, в котором размещаются контактные гнезда 2 и запорный стержень 3 с пружиной 4. Замок монтируется так, чтобы стержень 3 фиксировал положение привода, входя в специальные отверстия на нем.

Переносный ключ состоит из катушки 5, внутри которой расположен подвижный сердечник 6. Выводы катушки присоединяются к штырям 7.

Если отключение разъединителя разрешается (при отключенном выключателе), к гнездам 2 подводится напряжение от источника оперативного тока. Ключ вставляется штырями в гнезда замка. По катушке протекает ток, и сердечник намагничивается. Запорный стержень замка соприкасается с намагниченным сердечником ключа. При помощи кольца вытягивают сердечник, а

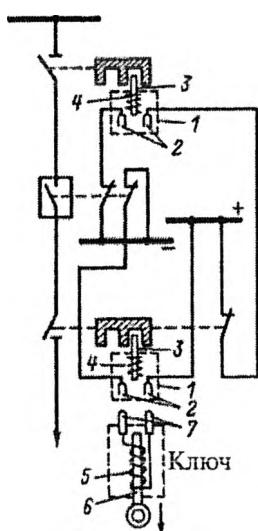


Рис. 8.3. Принципиальная схема электромагнитной блокировки разъединителей

вместе с ним и стержень замка из блокировочного гнезда — замок отпирается.

Электрическая схема питания электромагнитов блокировки выполняется исходя из условий обеспечения разрешенного для данной первичной цепи порядка операций разъединителями.

На рис. 8.4 представлена схема электромагнитной блокировки разъединителей в цепи линии, присоединенной к распределительному устройству с одной системой сборных шин. Разъединители оснащены заземляющими ножами.

Основные и заземляющие ножи каждого разъединителя имеют механическую блокировку на приводе, вследствие чего основной нож нельзя включить, если замкнут заземляющий, и наоборот, если замкнут рабочий нож, нельзя включить заземляющий. Без этого условия электромагнитная блокировка получилась бы чрезмерно сложной даже для такой простой первичной цепи.

При осуществлении блокировки наряду с обеспечением разрешенного порядка переключений необходимо исключить возможность ошибочного включения выключателя на заземленный участок цепи. Это требование удовлетворяется таким построением схемы электромагнитной блокировки, при котором включение заземляющего ножа по одну сторону выключателя возможно только при отключенном разъединителе по другую сторону, и наоборот, включение разъедини-

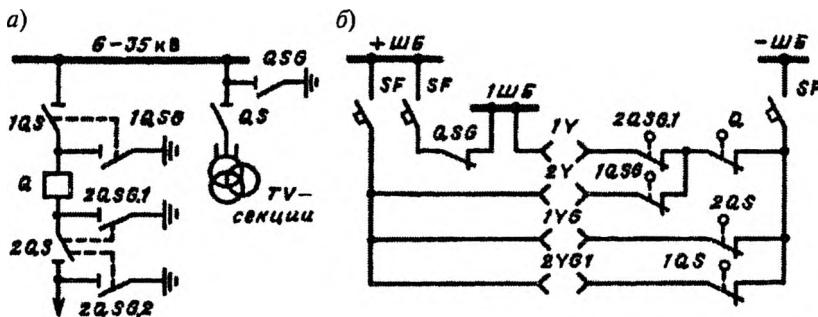


Рис. 8.4. Электромагнитная блокировка разъединителей в цепи линии, присоединенной к РУ с одной системой сборных шин:
а — схема первичных соединений; б — электрическая схема блокировки

теля по одну сторону выключателя разрешается при отключенном заземляющем ноже с другой стороны.

Показанная на рис. 8.4, б схема блокировки разрешает операции: с разъединителем 1QS при отключенном выключателе Q, отключенных заземляющих ножах 2QSG1 и отключенных заземляющих ножах системы шин QSG;

разъединителем 2QS при отключенном выключателе Q, а также при отключенных заземляющих ножах 1QSG;

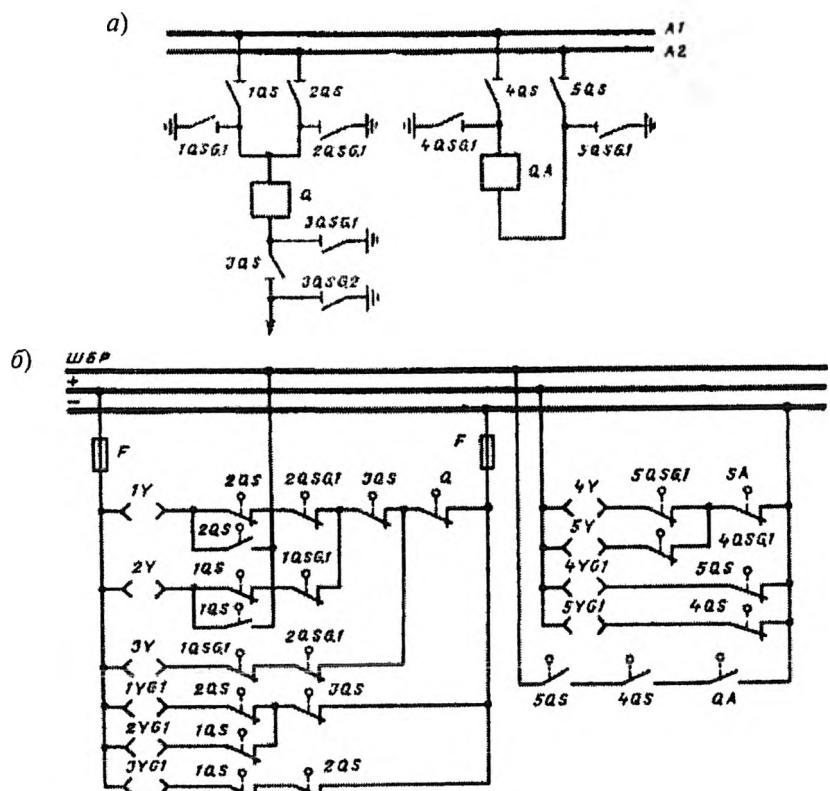


Рис. 8.5. Электромагнитная блокировка разъединителей для схемы РУ с двумя системами сборных шин:

а – схема первичных соединений; б – электрическая схема блокировки

заземляющими ножами 1QSG (2QSG.1) при отключенном разъединителе 2QS (1QS), а также с учетом наличия механической блокировки (см. выше).

Заземляющие ножи 2QSG.2 имеют только механическую блокировку с основными ножами 2QS, и их включение производится после проверки отсутствия напряжения со стороны линии.

На рис. 8.5, б представлена электромагнитная блокировка для схемы распределительного устройства с двумя системами сборных шин, схема которого показана на рис. 8.5, а. Блокировка разрешает только тот порядок операций с разъединителями, который допустим в этих схемах. Так, в пределах одного присоединения (например, линии, см. рис. 8.5, а) можно производить операции по включению и отключению разъединителей при отключенном выключателе Q, но лишь в определенной, заданной блокировкой последовательности.

Операции по переводу присоединений с одной системы сборных шин на другую возможны, только когда включены шиносоединительный выключатель QA и его разъединители 4QS, 5QS и выполнена последовательность операций, заданная блокировкой.

При построении блокировки (см. рис. 8.5, б) учтено, что рабочие и заземляющие ножи каждого разъединителя имеют между собой жесткую механическую связь, препятствующую включению основного ножа при включенном заземляющем, и наоборот.

9. ОЦЕНКА НЕСИНУСОИДАЛЬНОСТИ КРИВЫХ НАПРЯЖЕНИЯ И ТОКА

9.1. Общие положения

Основной целью оценки несинусоидальности кривых напряжения и тока ЭТУ является определение расчетным путем возможности использования полупроводниковых регуляторов тока (ПРТ) для плавного регулирования мощности ЭТУ.

В результате расчета должен быть выбран закон регулирования тока, обеспечивающий минимальное значение коэффициента несинусоидальности тока и напряжения в заданных точках системы

электроснабжения и допустимое по ГОСТ 23511–79 значение уровня радиопомех.

Окончательное решение по выбору закона регулирования тока и типа ПРТ должно производиться на основе технико-экономического сравнения вариантов при минимуме приведенных затрат.

Соотношение параметров сети (трансформаторов, кабельных линий) и нагрузки взято с учетом принципов построения современных систем электроснабжения.

В качестве контрольных точек системы электроснабжения при расчете коэффициента несинусоидальности напряжения и тока выбирают шины 0,4 кВ трансформаторной подстанции и ввод нагрузки с ПРТ, а при расчете уровня радиопомех – зажимы нагрузки с ПРТ.

9.2. Анализ законов регулирования

Для получения требуемого значения тока при заданном значении сопротивления нагрузки применяют различные законы управления тиристорами (семисторами): фазовое управление, широтно-импульсное управление и их разновидности. Для сокращения числа вариантов все они сведены к трем, имеющим наибольшее практическое значение: фазовое регулирование, симметрично-фазовое регулирование и широтно-импульсное регулирование (рис. 9.1).

В соответствии с принципом действия тиристора кривые тока на выходе ПРТ при чисто активной нагрузке будут с высокой точностью соответствовать идеализированным кривым. Внесение в нагрузку реактивных сопротивлений приведет к сглаживанию кривых и в итоге к уменьшению коэффициента несинусоидальности и амплитудных значений отдельных гармонических составляющих, поэтому использование в анализе идеализированных кривых дает некоторый запас по расчетным данным.

Основной особенностью кривой тока при фазовом регулировании является наличие сдвига фаз между первыми гармоническими составляющими напряжения и тока, что приводит к возникновению при чисто активной нагрузке реактивной мощности, составляющей до 30 % номинальной мощности при угле регулирования $\alpha = 90^\circ$.

Кривая тока, представленная на рис. 9.1, *a*, соответствует отстающему фазовому углу, т. е. потреблению индуктивной реактивной мощности.

Кривая тока, симметрична относительно оси ординат кривой на рис. 9.1, *a*, будет иметь опережающий фазовый угол, т. е. соответствовать емкостной реактивной мощности. Следовательно, нагрузка с ПРТ может играть роль компенсатора реактивной мощности.

Симметрично-фазовое регулирование (см. рис. 9.1, *b*) как сочетающее в себе оба варианта фазового регулирования в идеализированном случае имеет $\cos\varphi = 1$ и большое содержание высших гармонических составляющих тока.

Широтно-импульсное регулирование основано на высокочастотном заполнении кривой синусоидального напряжения (см. рис. 9.1, *в*). Особенность метода — $\cos\varphi \approx 1$ при больших *n* и превалирование в спектре гармонических составляющих, кратных $(2n \pm 1)$.

ПРТ, реализующие фазовый и симметрично-фазовый законы управления, достаточно просты, стоимость комплектующих изделий в обоих вариантах соизмерима. В первом варианте принципиальная схема содержит один семистор и устройство формирования управляемых импульсов, во втором — мощный транзистор, включенный в

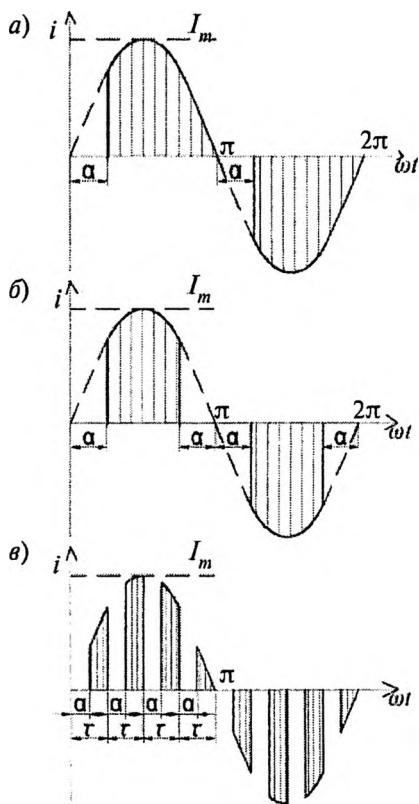


Рис. 9.1. Кривые тока при различных способах регулирования:
а — фазовое; *б* — симметрично-фазовое;
в — широтно-импульсное

диагонали выпрямительного моста и управляемый пассивными элементами.

Схема ПРТ с широтно-импульсным управлением существенно дороже, так как должна содержать генератор с регулируемой частотой и скважностью формируемых импульсов.

9.3. Определение спектрального состава и коэффициента несинусоидальности тока

Рассмотрим методику расчета коэффициента несинусоидальности тока.

1. Степень несинусоидальности кривой тока характеризуется коэффициентом несинусоидальности:

$$K_{\text{nc}_I} = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^n I_k^2}}{I_1} \cdot 100 \%,$$

где I_k – действующее значение k -й гармоники тока; I_1 – действующее значение первой (основной) гармоники тока.

2. Все кривые, приведенные на рис. 9.1, представляют собой периодические функции и могут быть разложены в ряд Фурье: $f(t) = a_0 + \sum_{k=1}^n (a_k \cos(k\omega t) + b_k \sin(k\omega t))$, а коэффициент несинусоидальности тока удобно выразить через коэффициенты разложения:

$$K_{\text{nc}_I} = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^n (a_k^2 + b_k^2)}}{\sqrt{a_1^2 + b_1^2}} \cdot 100 \%, \quad (9.1)$$

где $f(t)$ – несинусоидальная периодическая функция, удовлетворяющая условию Дирихле; a_0 – постоянная составляющая разложения,

$a_0 = \frac{1}{T} \int_0^T f(t) dt$; a_k, b_k – коэффициенты разложения, $a_k =$

$= \frac{2}{T} \int_0^T f(t) \cos(k\omega t) dt$ – косинусоидная составляющая, $b_k =$

$$= \frac{2}{T} \int_0^T f(t) \sin(k\omega t) dt - \text{синусоидная составляющая } (T = 2\pi; \omega = 2\pi/T).$$

3. Поскольку все кривые на рис. 9.1 симметричны относительно оси ωt , в разложении в ряд Фурье будут отсутствовать постоянная составляющая и четные гармоники, а коэффициенты разложения таковы:

$$\left. \begin{aligned} a_{2k+1} &= \frac{4}{T} \int_0^{T/2} f(t) \cos((2k+1)\omega t) dt; \\ b_{2k+1} &= \frac{4}{T} \int_0^{T/2} f(t) \sin((2k+1)\omega t) dt; \\ a_0 = a_{2k} = b_{2k} &= 0, \quad k = 0, 1, 2. \end{aligned} \right\} \quad (9.2)$$

4. Функцию $f(t)$ при различных способах регулирования аналитически можно представить так:

- фазовое регулирование:

$$f(t) = \begin{cases} I_m \sin(\omega t), & \omega t \in [\alpha; \pi] \cup [\pi + \alpha; 2\pi]; \\ 0, & \omega t \in [0; \alpha] \cup (\pi; \pi + \alpha); \end{cases}$$

- симметрично-фазовое регулирование:

$$f(t) = \begin{cases} I_m \sin(\omega t), & \omega t \in [\alpha; \pi - \alpha] \cup [\pi + \alpha; 2\pi - \alpha]; \\ 0, & \omega t \in [0; \alpha] \cup (\pi - \alpha; \pi) \cup (\pi; \pi - \alpha) \cup (2\pi - \alpha; 2\pi); \end{cases}$$

- широтно-импульсное регулирование:

$$f(t) = \begin{cases} I_m \sin(\omega t), & \omega t \in [\alpha + (s-1)\tau; j\tau]; \\ 0, & \omega t \in [0; \alpha + (s-1)\tau); \\ s = 1, 2, \dots, n, \quad n = \pi/\tau. \end{cases}$$

Подставив вместо $f(t)$ ее значение в (9.2) и проведя преобразования, получим выражения для расчета коэффициентов разложения:

- для фазового регулирования

$$\left. \begin{aligned} a_1 &= \frac{I_m}{2\pi} (\cos(2\alpha) - 1); \\ b_1 &= \frac{I_m}{\pi} (\pi - \alpha) + \frac{I_m}{2\pi} \sin(2\alpha); \\ a_{2k+1} &= \frac{I_m}{(2k+2)\pi} I_m \cos((2k+2)\alpha) - \frac{I_m}{2k\pi} \cos(2k\alpha) + \frac{I_m}{2k(k+1)\pi}; \\ b_{2k+1} &= \frac{I_m}{(2k+2)\pi} \sin((2k+2)\alpha) - \frac{I_m}{2k\pi} \sin(2k\alpha); \\ a_0 = a_{2k} = b_{2k} &= 0, \quad k = 1, 2, 3, \dots; \end{aligned} \right\}$$

• для симметрично-фазового регулирования

$$\left. \begin{aligned} a_1 &= 0; \\ b_1 &= \frac{I_m}{\pi} (\pi - 2\alpha) + \frac{I_m}{\pi} \sin(2\alpha); \\ a_{2k+1} &= 0; \\ b_{2k+1} &= \frac{I_m}{(k+1)\pi} \sin((2k+2)\alpha) - \frac{I_m}{k\pi} \sin(2k\alpha); \\ a_0 = a_{2k} = b_{2k} &= 0; \quad k = 1, 2, 3, \dots; \end{aligned} \right\}$$

• для широтно-импульсного регулирования

$$\left. \begin{aligned} a_1 &= \frac{I_m \sin(\tau - \alpha)}{\pi} \sum_{i=1}^n \sin(\alpha + (2s-1)\tau); \\ b_1 &= \frac{I_m}{\pi} \left[n(\tau - \alpha) - \sin(\tau - \alpha) \sum_{i=1}^n \sin(\alpha + (2s-1)\tau) \right]; \\ a_{2k+1} &= \frac{I_m \sin((k+1)(\tau - \alpha))}{k\pi} \sum_{i=1}^n \sin((k+1)(\alpha + (2s-1)\tau)); \\ b_{2k+1} &= \frac{I_m \sin(\tau - \alpha)}{k\pi} \sum_{i=1}^n \cos k(\alpha + (2s-1)\tau) - \\ &\quad - \frac{I_m \sin((k+1)(\tau - \alpha))}{(k+1)\pi} \sum_{i=1}^n \cos((k+1)(\alpha + (2s-1)\tau)); \\ a_0 = a_{2k} = b_{2k} &= 0, \quad n = \pi/\tau; \quad k \in N. \end{aligned} \right\}$$

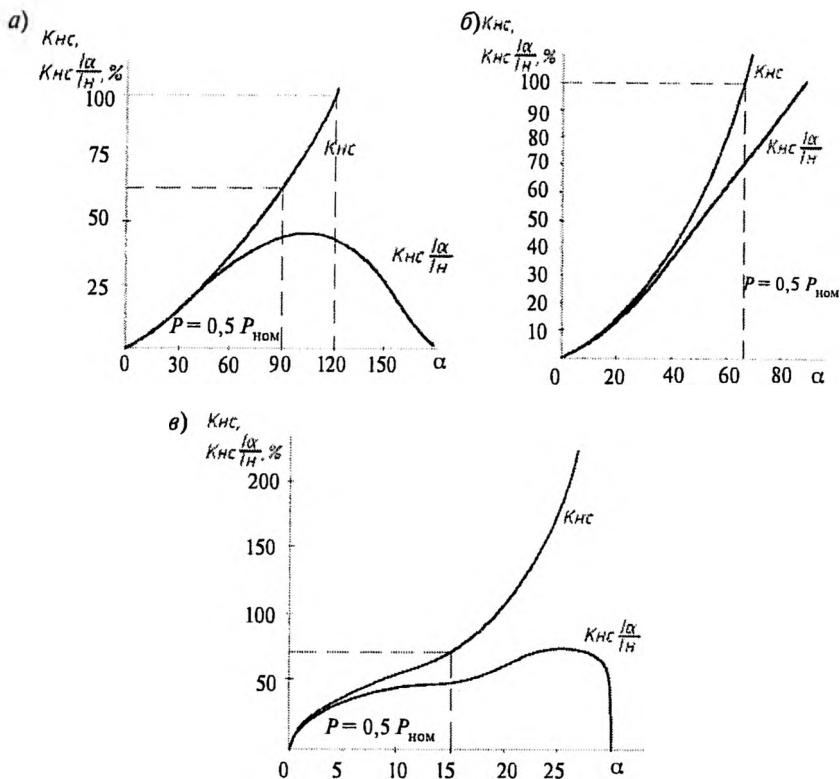


Рис. 9.2. Зависимость коэффициента несинусоидальности от угла регулирования: а – фазовое регулирование; б – симметрично-фазовое регулирование; в – широтно-импульсное регулирование (заданное число гармоник 99)

Задаваясь значениями α , n и тока I_m , можно определить значения коэффициентов разложения, а по ним K_{ncI} (рис. 9.2).

С изменением угла регулирования α меняется действующее значение тока нагрузки. Аналитически эта зависимость может быть найдена по известной формуле для действующего значения тока:

$$I_\alpha = \sqrt{\frac{2}{\pi} \int_0^\pi I_m^2 \sin^2(\omega t) d(\omega t)}.$$

Подставив соответствующие пределы интегрирования, получим выражения для действующих значений тока при различных способах регулирования:

- фазовое:

$$I_\alpha = \frac{I_m}{\sqrt{2}} \sqrt{\frac{\pi - \alpha}{\pi} + \frac{\sin(2\alpha)}{2\pi}};$$

- симметрично-фазовое:

$$I_\alpha = \frac{I_m}{\sqrt{2}} \sqrt{\frac{\pi - 2\alpha}{\pi} + \frac{\sin(2\alpha)}{2\pi}};$$

- широтно-импульсное:

$$I_\alpha = \frac{I_m}{\sqrt{2}} \sqrt{\sum_{i=1}^n \frac{\tau - \alpha}{\pi} - \frac{1}{2\pi} \left[\sum_{i=1}^n \sin(2s\tau) - \sum_{i=1}^n \sin(2(\alpha + (s-1)\tau)) \right]}.$$

Удобно пользоваться относительными действующими значениями тока I_α по отношению к номинальному току $I_{\text{ном}}$ ($I_{\text{ном}} = I_m/\sqrt{2}$) и действующему значению тока при $\alpha = 0$.

На рис. 9.3 представлены графики зависимости относительных значений тока I_α в зависимости от угла регулирования, а также относительные действующие значения токов 1-й гармоники $\frac{I_1}{I_{\text{ном}}}$ и всех высших гармоник:

$$\frac{I_1}{I_{\text{ном}}} = \sqrt{(a'_1)^2 + (b'_1)^2}; \quad \frac{I_{\text{в.г.}}}{I_{\text{ном}}} = \sqrt{\left(\frac{I_\alpha}{I_{\text{ном}}}\right)^2 - \left(\frac{I_1}{I_{\text{ном}}}\right)^2},$$

где a'_1 и b'_1 – коэффициенты разложения при $I_m = 1$.

При изменении угла регулирования во всем диапазоне действующее значение тока высших гармоник имеет максимум (фазовое регулирование – $\alpha = 90^\circ$, симметрично-фазовое регулирование – $\alpha = 66^\circ$, широтно-импульсное регулирование – $\alpha = \frac{\tau}{2}$, $n = 3$), соответствующий мощности, равной половине номинальной ($P = 0,5 P_{\text{н}}$).

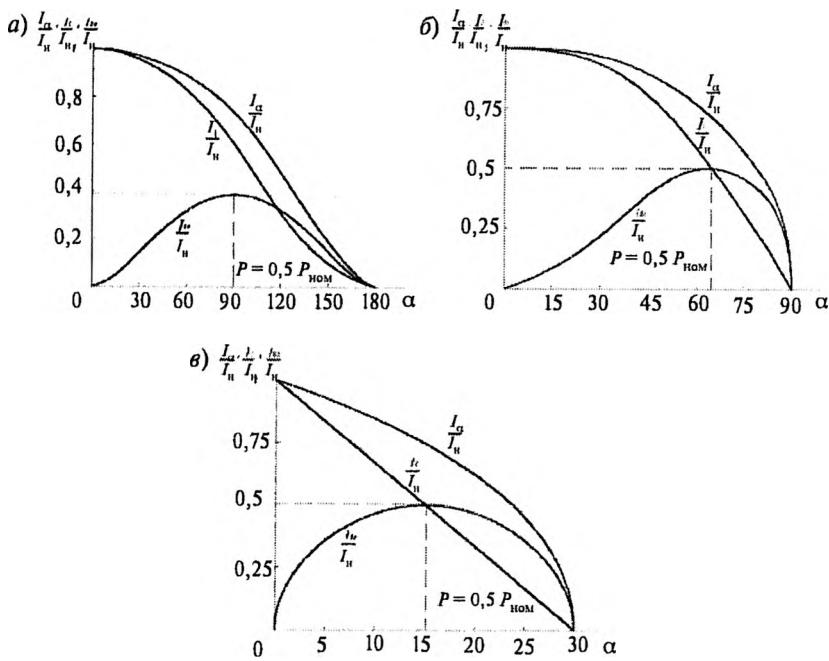


Рис. 9.3. Зависимость относительных действующих значений тока 1-й гармоники, высших гармоник и полного тока от угла управления:
а – фазовое регулирование; б – симметрично-фазовое регулирование;
в – широтно-импульсное регулирование

Амплитудное значение любой гармоники и начальную фазу данной гармонической составляющей можно определить с помощью коэффициентов разложения (рис. 9.4, 9.5):

$$I_{2k+1,m} = \sqrt{a_{2k+1}^2 + b_{2k+1}^2}; \quad \Psi_{2k+1} = \arctan \left(\frac{a_{2k+1}}{b_{2k+1}} \right). \quad (9.3)$$

Отметим, что при симметрично-фазовом регулировании начальные фазы всех гармонических составляющих тока равны нулю, поскольку в ряде разложения отсутствуют косинусоидальные составляющие $a_{2k} = a_{2k+1} = 0$.

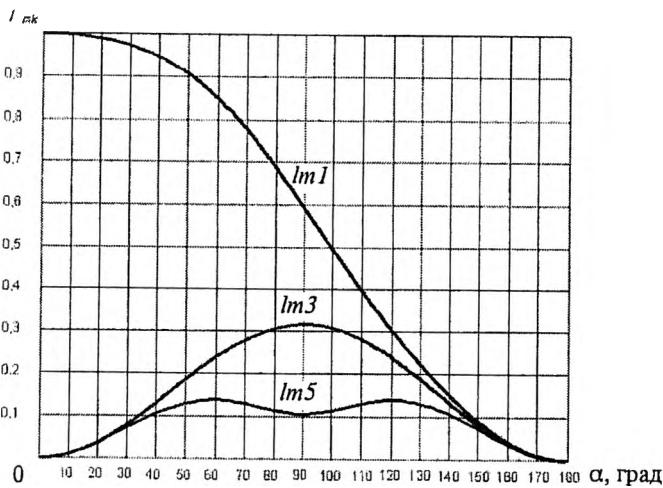


Рис. 9.4. Зависимость амплитуд высших гармоник
(фазовое регулирование)

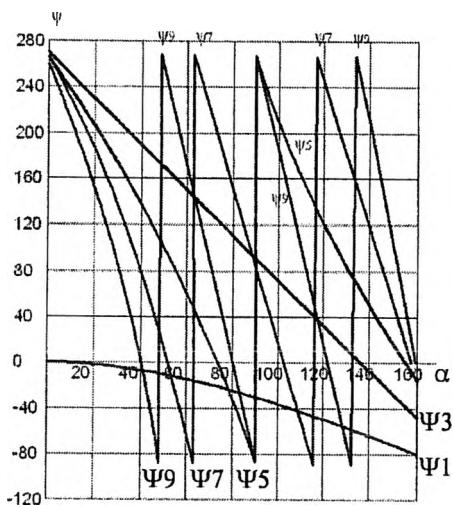


Рис. 9.5. Изменение начальной фазы
высших гармоник тока при изменении
угла α

9.4. Определение спектрального состава и коэффициента несинусоидальности напряжения

Расчетная схема (рис. 9.6) составлена с учетом утреннего и вечернего пиков нагрузки и дает возможность определить коэффициенты несинусоидальности тока и напряжения в любой точке сети. Расчетная схема на рис. 9.7, а – общепринятая модель сети, расчетная схема на рис. 9.7, б охватывает все возможные варианты нагрузки сети. Для этой схемы $Z = R + jX$ представляет собой импеданс сети, т. е. включает в себя сопротивление распределительного трансформатора, приведенного к ступени 0,4 кВ, а также сопротивление внутрицепевой сети, Z_1 и Z_2 , которые являются сопротивлениями ЭТУ, причем часть нагрузки Z_1 не регулируется в данный момент, а другая часть Z_2 регулируется с помощью тиристорного регулятора мощности. Контакт (К) показывает, что нагрузка Z_2 подключается к питающей сети в течение части периода питающего напряжения, определяемого законом регулирования и углом регулирования α тиристорного регулятора мощности.

Проанализируем напряжение на вводе в ЭТУ и ток в общей цепи Z , поскольку наибольшие значения коэффициентов несинусоидальности напряжения следует ожидать именно в этих точках сети.

Согласно расчетной схеме на рис. 9.7, б возможно три состояния сети.

1. Тиристор регулятора мощности находится в закрытом состоянии (контакт (К) разомкнут). В общей цепи протекает ток i_1 , напряжение на вводе в ЭТУ $u(t)$ для данного периода можно представить следующим образом (для фазового регулирования):

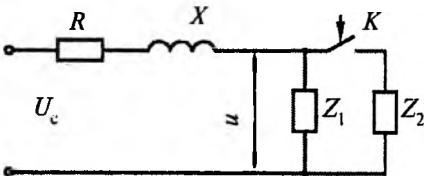


Рис. 9.6. Расчетная схема: U_c – напряжение сети; u – напряжение на вводе нагрузки с ПРТ; R, X – эквивалентные активное и реактивное сопротивления сети; Z_1 – сопротивление нерегулируемой части нагрузки; Z_2 – сопротивление регулируемой части нагрузки; К – контакт, замыкающийся при угле регулирования α

$$u_1 = U_{m1} \sin(\omega t), \quad \omega t \in [0; \alpha] \cup [\pi; \pi + \alpha],$$

где U_{m1} — модуль вектора $\dot{U}_{m1} = U_{m1} \exp(-j\varphi) = \frac{\dot{U}_m Z_1}{Z_1 + Z_2}$.

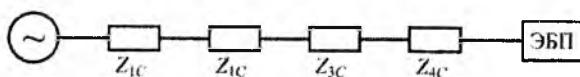
2. Переходный процесс в сети, вызванный подключением нагрузки Z_2 . Тиристор включен, ток быстро нарастает. Но поскольку длительность этого переходного процесса мала (сотые доли периода напряжения), то допустимо не учитывать коэффициент несинусоидальности напряжения (рассчитываемого, как правило, до 13-й гармоники).

3. Переходный период закончился, подключены обе нагрузки — Z_1 и Z_2 . В цепи протекает общий ток i_2 , напряжение на вводе

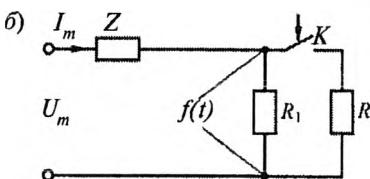
$$u_2 = U_{m2} \sin(\omega t), \quad \omega t \in (\alpha; \pi) \cup (\pi + \alpha; 2\pi),$$

где U_{m2} — модуль вектора $\dot{U}_{m2} = U_{m2} \exp(-j\varphi) = \frac{\dot{U}_m \frac{Z_1 Z_2}{Z_1 + Z_2}}{Z + \frac{Z_1 Z_2}{Z_1 + Z_2}}$.

a)



б)



в)

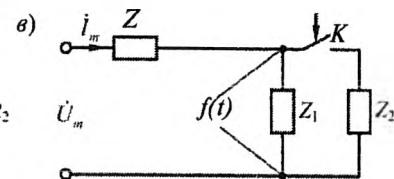


Рис. 9.7. Модель сети (a) и расчетные схемы (б, в): Z_{1c} — сопротивление распределительного трансформатора, приведенного к 0,4 кВ; Z_{2c} — сопротивление внутризаводской сети; Z_{3c} — сопротивление внутрицеховой сети; Z_{4c} — сопротивление ЭТУ

Для простоты рассмотрения процесса предположим, что ЭТУ является чисто активной нагрузкой (например, R_1 – нерегулируемая нагрузка, R_2 – регулируемая). Тогда для напряжения на вводе в ЭТУ:

- при фазовом регулировании

$$f(t) = \begin{cases} u_1 = U_m \sin \omega t, \omega t \in [0; \alpha] \cup [\pi; \pi + \alpha]; \\ u_2 = U_m \sin \omega t, \omega t \in (\alpha; \pi) \cup (\pi + \alpha; 2\pi), \end{cases} \quad (9.4)$$

где $U_{m1} = \frac{U_m R_1}{\sqrt{(R_1 + R_2)^2 + X^2}}$; $U_{m2} = \frac{U_m \frac{R_1 R_2}{R_1 + R_2}}{\sqrt{\left(R + \frac{R_1 R_2}{R_1 + R_2}\right)^2 + X_2^2}}$;

- при симметрично-фазовом регулировании

$$f(t) = \begin{cases} u_1 = U_m \sin \omega t, \omega t \in [0; \alpha] \cup [\pi - \alpha; \pi + \alpha] \cup [2\pi - \alpha; 2\pi]; \\ u_2 = U_m \sin \omega t, \omega t \in (\alpha; \pi - \alpha) \cup (\pi + \alpha; 2\pi - \alpha); \end{cases} \quad (9.5)$$

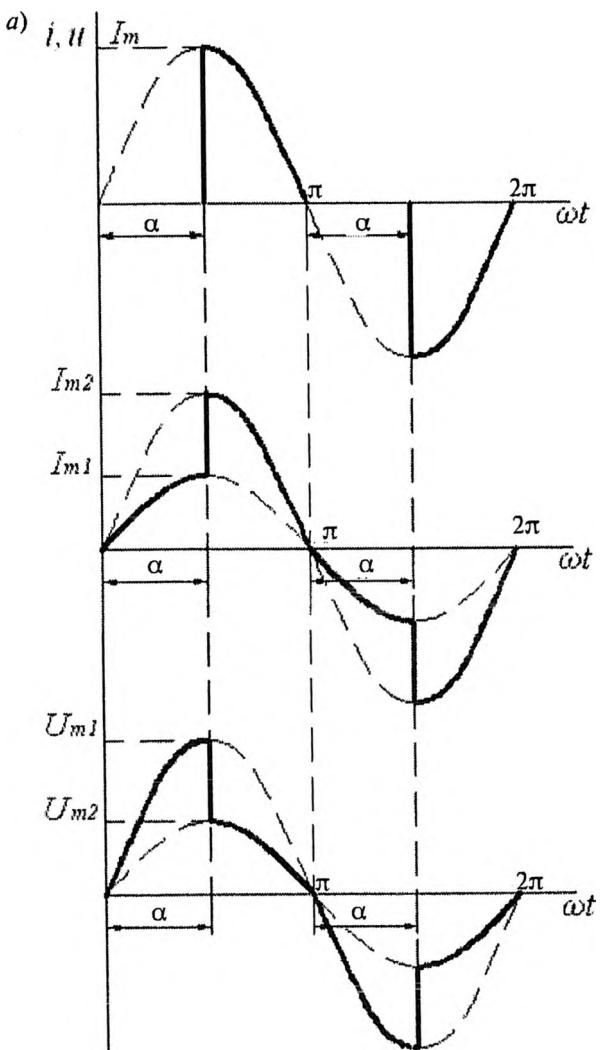
- при широтно-импульсном регулировании

$$f(t) = \begin{cases} u_1 = U_m \sin \omega t, \omega t \in [(s-1)\tau; \alpha + (s-1)\tau]; \\ u_2 = U_m \sin \omega t, \omega t \in (\alpha + (s-1)\tau; s\tau). \end{cases} \quad (9.6)$$

На рис. 9.8 представлены кривые напряжения на вводе в ЭТУ и общего тока для перечисленных состояний коммунально-бытовой сети.

Коэффициент несинусоидальности напряжения

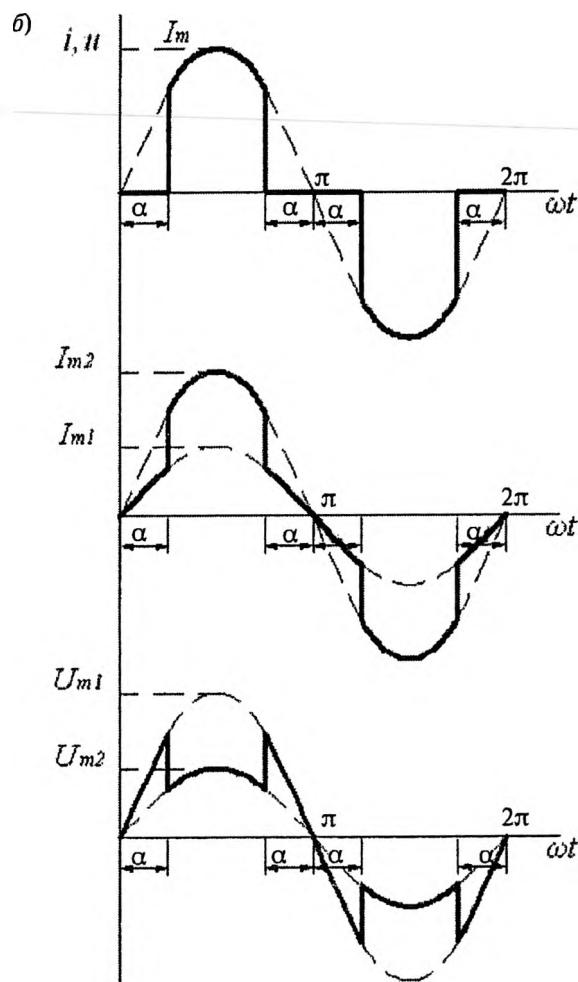
$$K_{nc_U} = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^n U_k^2}}{U_1} \cdot 100 \% \text{ можно выразить как } K_{nc_I} \text{ с помощью коэффициентов разложения в ряд Фурье согласно (9.1).}$$



Утренний
график
нагрузки

Вечерний
график
нагрузки

Рис. 9.8. Кривые тока в общей цепи и напряжения на вводе в ЭТУ:
а – фазовое регулирование; б – симметрично-фазовое регулирование;
в – широтно-импульсное регулирование



Утренний
график
нагрузки

Вечерний
график
нагрузки

Рис. 9.8. Продолжение

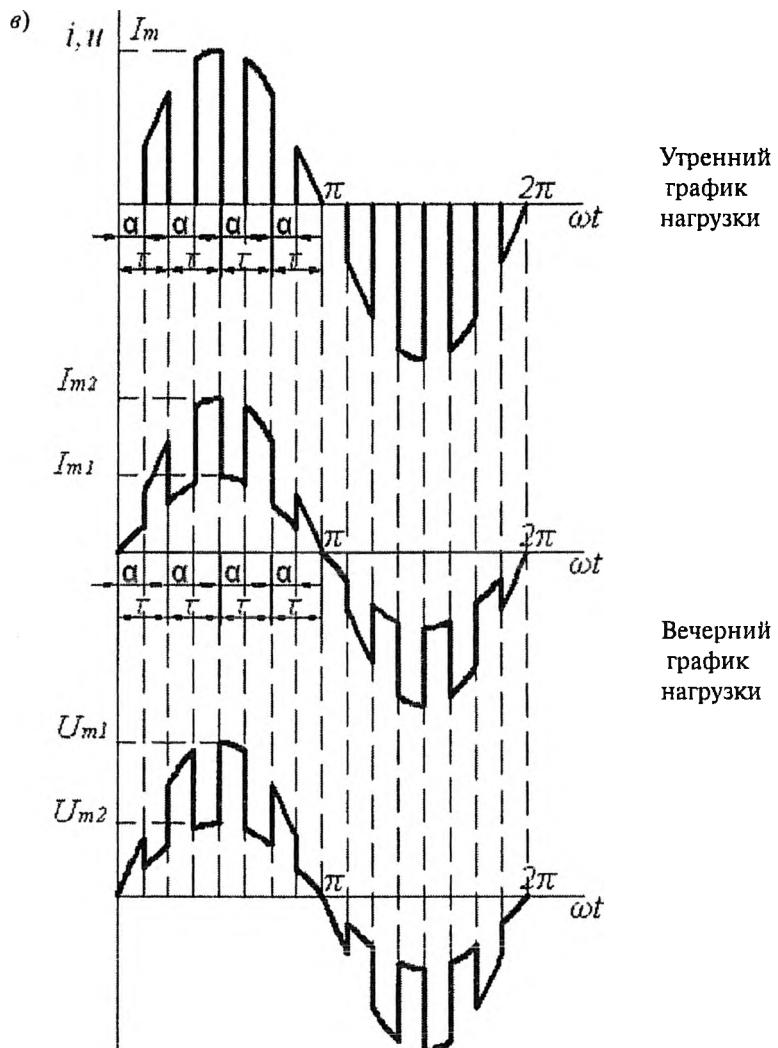


Рис. 9.8. Окончание

Подставив вместо $f(t)$ значения напряжения из (9.4)–(9.6) в формулу (9.2) и проведя преобразования, получим выражения для коэффициентов разложения K_{ncU} :

- при фазовом регулировании

$$\left. \begin{aligned} a_1 &= \frac{U_{m2} - U_{m1}}{\pi} \frac{\cos 2\alpha - 1}{2}; \\ b_1 &= \frac{U_{m2} - U_{m1}}{\pi} \frac{\sin 2\alpha}{2} + \frac{U_{m2}}{\pi} (\pi - \alpha) + \frac{U_{m1}}{\pi} \alpha; \\ a_{2k+1} &= \frac{U_{m2} - U_{m1}}{\pi} \left[\frac{\cos(2k+2)\alpha}{2k+2} - \frac{\cos 2k\alpha}{2k} + \frac{1}{2k(k+1)} \right]; \\ b_{2k+1} &= \frac{U_{m2} - U_{m1}}{\pi} \left[\frac{\sin(2k+2)\alpha}{2k+2} - \frac{\sin 2k\alpha}{2k} \right], \\ a_{2k} &= b_{2k} = 0, \\ k &= 1, 2 - 6, 0; \end{aligned} \right\} \quad (9.7)$$

- при симметрично-фазовом регулировании

$$\left. \begin{aligned} a_1 &= 0; \\ b_1 &= U_{m2} + \frac{U_{m1} - U_{m2}}{\pi} (2\alpha - \sin 2\alpha); \\ a_{2k+1} &= 0; \\ b_{2k+1} &= \frac{U_{m2} - U_{m1}}{\pi} \left[\frac{\sin 2k\alpha}{2k} - \frac{\sin(2k+1)\alpha}{k+1} - \right], \\ a_{2k} &= b_{2k} = 0, \\ k &= 1, 2 - 6, 0; \end{aligned} \right\} \quad (9.8)$$

- при широтно-импульсном регулировании

$$\left.
\begin{aligned}
a_1 &= \frac{U_{m1}}{\pi} \sin \alpha \sum_{i=1}^n \sin(\alpha + 2(s-1)\tau) + \frac{U_{m2}}{\pi} \sin(\tau - \alpha) \sum_{i=1}^n \sin(\alpha + (2s-1)\tau); \\
b_1 &= \frac{U_{m1}}{\pi} \left[n\alpha - \sin \alpha \sum_{i=1}^n \cos(\alpha + 2(s-1)\tau) \right] + \\
&\quad + \frac{U_{m2}}{\pi} \left[\pi - n\alpha - \sin(\tau - \alpha) \sum_{i=1}^n \sin(\alpha + (2s-1)\tau) \right]; \\
a_{2k+1} &= \frac{U_{m1}}{\pi} \left\{ \frac{\sin(k+1)\alpha}{k+1} \sum_{i=1}^n \sin[(k+1)(\alpha + 2(s-1)\tau)] - \frac{\sin k \alpha}{k} \times \right. \\
&\quad \times \sum_{i=1}^n \sin[k(\alpha + 2(s-1)\tau)] \Big\} + \frac{U_{m2}}{\pi} \left\{ \frac{\sin(k+1)(\tau - \alpha)}{k+1} \times \right. \\
&\quad \times \sum_{i=1}^n \sin[(k+1)(\alpha + (2s-1)\tau)] - \frac{\sin k(\tau - \alpha)}{k} \sum_{i=1}^n \sin[k(\alpha + (2s-1)\tau)] \Big\}, \\
b_{2k+1} &= \frac{U_{m1}}{\pi} \left\{ \frac{\sin k \alpha}{k} \sum_{i=1}^n \cos[k(\alpha + 2(s-1)\tau)] - \frac{\sin(k+1)\alpha}{k+1} \times \right. \\
&\quad \times \sum_{i=1}^n \cos[(k+1)(\alpha + 2(s-1)\tau)] \Big\} + \frac{U_{m2}}{\pi} \left\{ \frac{\sin k(\tau - \alpha)}{k} \times \right. \\
&\quad \times \sum_{i=1}^n \cos[k(\alpha + (2s-1)\tau)] - \frac{\sin(k+1)\alpha}{k+1} \sum_{i=1}^n \cos[(k+1)(\alpha + 2(s-1)\tau)] \Big\}, \\
a_{2k} &= b_{2k} = 0, \\
k &= 1, 2 - 6, 0; \quad \tau = \frac{\pi}{n}.
\end{aligned}
\right\} \quad (9.9)$$

Коэффициент несинусоидальности напряжения определяют по формуле

$$K_{\text{Hc}_U} = \frac{\sqrt{\sum_{k=1}^6 a_{2k+1}^2 + b_{2k+1}^2}}{\sqrt{a_1^2 + b_1^2}} \cdot 100 \, \%$$

Формулы (9.7)–(9.9) можно использовать для расчета коэффициента несинусоидальности тока, протекающего по цепи сопротивлением Z . При этом вместо $U_{m1,2}$ подставляют соответствующие значения $I_{m1,2}$, которые вычисляют по формулам

$$I_{m1} = \frac{U_m}{\sqrt{(R_1 + R_2)^2 + X^2}}; \\ I_{m2} = \frac{U_m}{\sqrt{\left(R + \frac{R_1 R_2}{R_1 + R_2}\right)^2 + X^2}}. \quad (9.10)$$

Амплитудные значения гармоник тока (9.10) и начальные фазы гармонических составляющих определяют по формулам (9.3).

9.5. Влияние параметров сети и нагрузки на коэффициент несинусоидальности

Влияние параметров сети и нагрузки на коэффициент несинусоидальности напряжения при различных способах регулирования нагрузки рассмотрим в режиме «средней мощности». При этом все ре-гуляторы мощности включаются одновременно с углами регулирования: при фазовом регулировании $\alpha = 90^\circ$, при симметрично-фазовом $\alpha = 66^\circ$, при широтно-импульсном регулировании $\alpha = \tau/2$. С точки зрения гармонического состава при параллельной работе нескольких регуляторов мощности такой режим наихудший.

Для фазового регулирования при $\alpha = 90^\circ$

$$K_{nc_U} = \frac{\sqrt{\left(\frac{U_{m2} - U_{m1}}{\pi}\right)^2 + 1,305}}{\sqrt{\left(\frac{U_{m2} - U_{m1}}{\pi}\right)^2 + \left(\frac{U_{m2} + U_{m1}}{2}\right)^2}}. \quad (9.11)$$

Первое слагаемое подкоренного выражения (9.11) в знаменателе настолько мало по сравнению со вторым, что им можно пренебречь. Это следствие того, что U_{m2} и U_{m1} , определяемые выражением (9.4),

различаются незначительно, так как в существующих сетях принимается X и $R = R_1$, X_1 и $R = \frac{R_1 R_2}{R_1 + R_2}$. Значит, при $\alpha = \frac{\pi}{2}$

$$K_{hc_U} = \frac{\frac{U_{m2} - U_{m1}}{\pi} \sqrt{1,03}}{\frac{U_{m2} + U_{m1}}{2}} \cdot 100\% = 72,8 \frac{U_{m2} - U_{m1}}{U_{m2} + U_{m1}}, \% . \quad (9.12)$$

Определим, при каких условиях K_{hc_U} может быть больше 5 %.

Согласно (9.12)

$$72,8 \frac{U_{m2} - U_{m1}}{U_{m2} + U_{m1}} > 5\%. \quad (9.13)$$

Преобразовав выражение (9.13), получим, что $K_{hc_U} \geq 5\%$ при соотношении

$$\frac{U_{m1}}{U_{m2}} \geq 1,15.$$

В формулах (9.4) $X \ll R + R_1$ и $X \ll \frac{R_1 R_2}{R_1 + R_2}$, поэтому их можно записать следующим образом:

$$U_{m1} = U_m \frac{R_1}{R + R_1}; \quad U_{m2} = U_m \frac{\frac{R_1 R_2}{R_1 + R_2}}{R + \frac{R_1 R_2}{R_1 + R_2}}. \quad (9.14)$$

Определив отношение максимумов (9.14) и проведя преобразование, получим

$$\frac{U_{m1}}{U_{m2}} = 1 + \frac{R_1}{R_2} \frac{R}{R + R_1}.$$

Окончательно

$$\frac{R_1}{R_2} \frac{R}{R + R_1} \geq 0,15.$$

Аналогичные преобразования проведем для других способов регулирования и получим соотношения, при которых $K_{hcU} \geq 5\%$:

- для симметрично-фазового регулирования $\frac{R_1}{R_2} \frac{R}{R+R_1} \geq 0,18$;
- широтно-импульсного регулирования при $n = 6$ $\frac{R_1}{R_2} \frac{R}{R+R_1} \geq 0,12$.

Задаваясь значениями отношений $\frac{R_1}{R_2} = \frac{P_2}{P_1}$, определим значение отношений $\frac{R}{R_1}$ и построим график (рис. 9.9). На этом графике зона выше кривой соответствует $K_{hcU} > 5\%$, а зона ниже кривой $K_{hcU} < 5\%$. Для длинной распределительной сети и малой постоянной части нагрузки K_{hcU} может превысить 5% .

Использование в регуляторах мощности семисторов с несимметричной ВАХ приводит к тому, что при разложении кривой в ряд

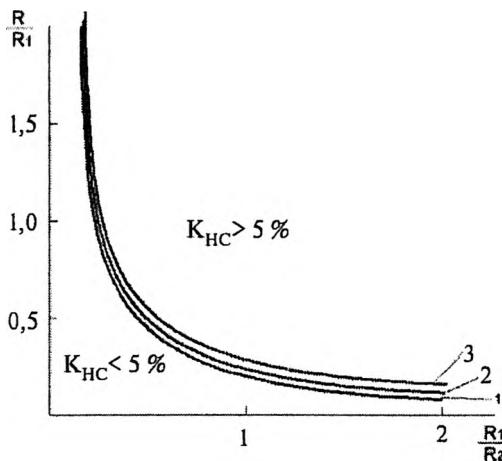


Рис. 9.9. Соотношение параметров сети и нагрузки: 1 – широтно-импульсное регулирование; 2 – фазовое регулирование; 3 – симметрично-фазовое регулирование

Фурье появляется постоянная составляющая и четные гармоники. Установлено, что при несимметрии семистора в 10 % коэффициент несинусоидальности при прочих равных условиях превышает почти в два раза коэффициент несинусоидальности при абсолютной симметрии.

9.6. Определение возможности создания индустриальных радиопомех

Для определения возможности создания радиопомех на зажимах ПРТ с заданными законами регулирования необходимо проанализировать гармонический спектр кривых напряжения и тока в диапазоне частот 0,15–1000 МГц по методике, изложенной в разделах 9.3 и 9.4.

Поскольку при широтно-импульсном методе регулирования максимальных амплитудных значений достигают гармонические составляющие, кратные $(2n \pm 1)$, где $n = \pi/t$, то необходимо ограничить скважность импульсов тока на уровне ≤ 1500 .

Мощность сигнала радиопомех определяется как функция действующих значений токов и напряжений всех высших гармонических составляющих, начиная с 3000 до значимого номера, следовательно, расчет коэффициента несинусоидальности тока и напряжения на этом интервале гармонического спектра позволит выявить предрасположенность закона регулирования к созданию радиопомех.

10. ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ В СИСТЕМЕ ЗАЗЕМЛЕНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Важнейшая проблема современной электротехники — создание безопасных электроустановок, при этом наиболее сложная ее часть — обеспечение безопасности промышленных электроустановок зданий.

Безопасность при эксплуатации электроустановок и приборов достигается применением комплекса защитных мероприятий, зафиксированных в стандартах РФ на электроустановки зданий.

Одним из способов повышения электробезопасности является применение устройств защитного отключения, управляемых дифференциальным током (УЗО-Д).

УЗО-Д нашли широкое применение в первую очередь в странах-членах МЭК. Так, в европейских странах в эксплуатации находится около 600 млн. УЗО, установленных в жилых и общественных зданиях. Многолетний опыт эксплуатации УЗО доказал их высокую эффективность как средства защиты от токов повреждений.

Наибольший эффект от применения УЗО достигается при его использовании в комплексе с другими защитными мерами, однако нередко, например для действующих объектов, когда проведение всего комплекса мероприятий по обеспечению электробезопасности растягивается на длительный период, установка УЗО значительно повышает уровень электробезопасности.

Научные основы устройства промышленных электроустановок, разработанные исходя из критериев электробезопасности, могут и должны быть использованы при переработке ПУЭ. При повреждении изоляции обратный ток возвращается по PE- и PEN-проводникам, шунтированным землей. В промышленных электроустановках безопасность характеризуется током, протекающим через тело человека при косвенном прикосновении к сторонним (СПЧ) и открытым (ОПЧ) проводящим частям, оказавшимся под напряжением при повреждении изоляции.

В настоящее время стандарт МЭК запрещает использовать СПЧ, в том числе металлические и железобетонные конструкции зданий и сооружений, в качестве PEN-проводников. Это приводит к тому, что металлические проводящие части защищаемой электроустановки при однофазном коротком замыкании на ее корпус приобретают опасный потенциал, достигающий 2/3 фазного напряжения (153 В при фазном напряжении 230 В).

Для уравнивания потенциалов защищаемые PEN-проводником металлические части электроустановок соединяют эквипотенциальными связями с доступными одновременному прикосновению СПЧ, в том числе металлическими и железобетонными конструкциями зданий и сооружений. При этом четвертая жила кабеля системы TN-C (рис. 10.1), выполняющая функцию PEN-проводника, оказывается зашунтированной металлическими и железобетонными строительными конструкциями, которые таким образом становятся одной из параллельных цепей PEN-проводника. Подобное явление наблюдается во всех современных электроустановках. При коротком замыкании

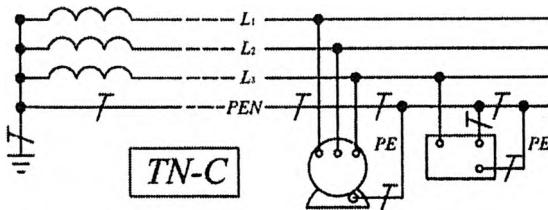


Рис. 10.1. Система заземления четвертым кабелем TN-C

потенциал защищаемого оборудования не превышает предельно допустимого безопасного значения 6 В, и одновременно существенно возрастает значение тока однофазного короткого замыкания, что повышает надежность защиты от короткого замыкания.

Требования к электробезопасности промышленных электроустановок даны в действующих ПУЭ (табл. 10.1). Эти требования основаны на исходной посылке достаточности для обеспечения безопасности при повреждении изоляции промышленных электроустановок одной защитной меры – отключения питания.

Таблица 10.1

Рекомендуемые значения нормативов электробезопасности

Нормативный документ	Требования	Помещения	
		без повышенной опасности	с повышенной опасностью и особо опасные
ПУЭ	Требуется выполнять заземление или зануление	При номинальном напряжении 380 В и более переменного тока	При номинальном напряжении более 42 В переменного тока или более 110 В постоянного
	Не требуется выполнять заземление или зануление	При номинальном напряжении до 42 В переменного тока или до 110 В постоянного во всех случаях, кроме взрывоопасных зон и электросварочных установок	

Окончание табл. 10.1

Нормативный документ	Требования	Помещения	
		без повышенной опасности	с повышенной опасностью и особо опасные
Рекомендации МЭК	Требуется выполнять заземление или зануление	При номинальном напряжении более 50 В переменного тока или более 120 В постоянного	При номинальном напряжении более 25 В переменного тока или более 60 В выпрямленного
	Не требуется выполнять заземление или зануление	При номинальном напряжении до 25 В переменного тока или до 60 В выпрямленного во всех случаях, кроме взрывоопасных зон и электросварочных установок	
	Не требуется защита от прямого прикосновения с помощью ограждений, или оболочек, или изоляции, если электрооборудование находится в зоне действия системы уравнивания потенциалов	При номинальном напряжении, не превышающем 25 В переменного тока или 60 В выпрямленного	При номинальном напряжении, не превышающем 6 В переменного тока или 15 В выпрямленного
	Не требуется защита от прямого прикосновения к сторонним проводящим частям, которые могут оказаться под напряжением	При напряжении, не превышающем 25 В переменного тока или 60 В выпрямленного	При напряжении, не превышающем 6 В переменного тока или 15 В выпрямленного при однофазных КЗ в электроустановках

Концепция электробезопасности промышленных электроустановок должна исходить из доказанной недостаточности одной защитной меры от косвенного прикосновения при повреждении изоляции. Основное правило защиты от поражения электрическим током в зданиях и сооружениях заключается в том, что доступные проводящие части (СПЧ и ОПЧ) не должны быть опасны.

Исходя из основного правила, следует применять защиту от косвенного прикосновения, выполненную в виде двух взаимно независимых защитных устройств (повреждение одного из них не должно вызывать повреждения другого). Одновременное повреждение независимых устройств во внимание не принимается.

Действующие ПУЭ достаточно четко регламентируют требования к защитным мерам в зависимости от значений допустимых напряжений. Согласно ПУЭ требуется выполнять заземление или зануление электроустановок:

при напряжении 380 В и более переменного тока, а также 440 В и более постоянного – во всех электроустановках;

номинальных напряжениях более 42 В, но менее 380 В переменного тока, а также более 110 В, но менее 440 В постоянного – только в помещениях с повышенной опасностью, особо опасных и в наружных установках.

Заземление или зануление электроустановок не требуется при номинальных напряжениях до 42 В переменного тока и до 110 В постоянного тока во всех случаях, кроме взрывоопасных зон и электро-сварочных установок.

Однако рекомендации ПУЭ не обеспечивают электробезопасность как в помещениях, так и на территориях наружных электроустановок.

Согласно стандарту МЭК для обеспечения электробезопасности требуется выполнять заземление или зануление электроустановок:

при номинальном напряжении более 50 В переменного тока (действующее значение) или более 120 В постоянного (выпрямленного) тока – во всех электроустановках;

номинальных напряжениях более 25 В переменного тока (действующее значение) или более 60 В выпрямленного тока – только в помещениях с повышенной опасностью, особо опасных и в наружных электроустановках.

Заземление или зануление электроустановок не требуется при номинальных напряжениях до 25 В переменного тока или до 60 В выпрямленного тока во всех случаях, кроме взрывоопасных зон и электросварочных установок.

Защита от прямого прикосновения с помощью ограждений, оболочек или изоляции не требуется, если электрооборудование находится в зоне действия системы уравнивания потенциалов и номинальное напряжение не превышает 25 В переменного тока или 60 В выпрямленного при условии, что оборудование нормально эксплуатируется только в сухих помещениях и мала вероятность контакта человека с частями, которые могут оказаться под напряжением 6 В переменного тока или 15 В выпрямленного во всех остальных ситуациях.

Рекомендуемые значения нормативов электробезопасности стандарта МЭК даны в табл. 10.1. Сравнение сопоставимых нормативов ПУЭ и стандартов МЭК позволяет сделать вывод о необходимости существенного ужесточения требований к защитным мерам. В частности, в помещениях без повышенной опасности согласно стандарту МЭК следует выполнять заземление или зануление при номинальном напряжении в 7,6 раза меньшем, чем установлено требованиями ПУЭ.

В соответствии с ПУЭ предполагается, что все приемники должны быть занулены, при этом их заземление необязательно. Однако тогда на корпусе приемника при аварии (пробое на корпус) может оказаться потенциал 150 В и более.

На основании проведенных исследований «Возможности одновременного прикосновения человека к имеющим соединение с землей железобетонным и металлическим конструкциям зданий, металлическим частям технологических установок, механизмов и т. п. (СПЧ), с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования (ОПЧ) – с другой» заземление или зануление ОПЧ электроустановок следует выполнять:

- при номинальном напряжении 50 В и более переменного тока и 110 В постоянного тока – во всех электроустановках;
- при номинальном напряжении более 25 В, но менее 50 В переменного тока и более 60 В, но менее 110 В постоянного тока – только в помещениях с повышенной опасностью, особо опасных и в наружных установках.

Заземление или зануление ОПЧ электроустановок не требуется при номинальных напряжениях до 25 В переменного тока и до 65 В постоянного тока во всех ситуациях.

Для заземления электроустановок в первую очередь должны быть использованы естественные заземляющие устройства. Если при этом сопротивление заземляющих устройств или напряжения прикосновения имеют допустимые значения, а также обеспечиваются нормированные значения напряжения на заземляющих устройствах, то искусственные заземляющие устройства применяют лишь при необходимости снижения плотности токов, протекающих по естественным РЕ- и PEN-проводникам и стекающих с естественных заземлителей.

В электроустановках до 1 кВ с заземленной нейтралью или заземленным выводом источника однофазного тока (система TN), а также с заземленной средней точкой в трехпроводных сетях постоянного тока должно быть выполнено зануление ОПЧ. Применение в таких электроустановках зануления корпусов электроприемников без их повторного заземления не допускается.

В целях уравнивания потенциалов в тех помещениях и наружных установках, в которых применяются заземление и зануление ОПЧ, металлические и железобетонные строительные конструкции зданий и сооружений, производственные конструкции, стационарно проложенные металлические трубопроводы всех назначений, металлические корпуса технологического оборудования, подкрановые и железнодорожные рельсовые пути и т. п. должны быть присоединены к сети РЕ- или PEN-проводников. При этом обеспечивается непрерывность электрической цепи, образованной стальными и железобетонными каркасами производственных зданий и сооружений на всем протяжении их использования в качестве РЕ- или PEN-проводников.

Если обеспечиваются требования электробезопасности, определяемые специальными директивными документами, в роли указанного заземлителя рекомендуется в первую очередь использовать железобетонные фундаменты производственных зданий и сооружений.

При невозможности применить железобетонные фундаменты производственных зданий и сооружений должен быть сооружен искусственный заземлитель в непосредственной близости от генератора или трансформатора.

В качестве PE- и PEN-проводников необходимо использовать специально предусмотренные для этого проводники, в том числе жилы и алюминиевую оболочку кабелей, а также СПЧ и ОПЧ, например металлические и железобетонные строительные конструкции зданий и сооружений.

10.1. Устройства защитного отключения

Устройства защитного отключения (УЗО), реагирующие на дифференциальный ток, обладают комплексом защитных функций и в этом смысле не имеют аналогов.

УЗО обеспечивают высокую степень защиты людей от поражения электрическим током при прямом и косвенном прикосновении, а также снижение пожарной опасности электроустановок. Следует отметить, что при преднамеренном прикосновении к токоведущим частям, как и при отказе основных видов защиты, применение УЗО является единственным возможным способом обеспечения защиты.

Устройства защитного отключения, реагирующие на дифференциальный ток 300 мА и менее, должны отвечать требованиям норм пожарной безопасности (НПБ), утверждаемых ГУГПС МВД России в установленном порядке.

Для защиты от поражения электрическим током УЗО, как правило, применяют в отдельных групповых линиях. Допускается присоединение к одному УЗО нескольких групповых линий через отдельные автоматические выключатели (предохранители).

Суммарное значение тока утечки сети с учетом присоединяемых стационарных и переносных электроприемников в нормальном режиме работы не должно превосходить 1/3 номинального тока УЗО. При отсутствии сведений о токе утечки электроприемников его следует принимать из расчета 0,3 мА на 1 А тока нагрузки, а ток утечки сети – из расчета 10 мкА на 1 м длины фазного проводника.

При выборе уставки УЗО необходимо учитывать, что в соответствии с ГОСТом «Устройства защитные, управляемые дифференциальным током. Общие требования и методы испытаний» значение отключающего дифференциального тока находится в диапозоне 0,3–1,0 номинального тока уставки.

Рекомендуется использовать УЗО, при срабатывании которых происходит отключение всех рабочих проводников, в том числе и нулевого, при этом наличие защиты от сверхтока в нулевом полюсе не требуется.

В применяемых типах УЗО должна быть заложена возможность их проверки на работоспособность. Проверка УЗО (тестирование) для жилых объектов проводится не реже одного раза в 3 месяца, о чем делается запись в инструкции по эксплуатации завода-изготовителя.

Необходимость применения УЗО определяется проектной организацией исходя из обеспечения безопасности в соответствии с требованиями заказчика и утвержденными в установленном порядке стандартами и нормативными документами.

Применение УЗО должно быть обязательным для групповых линий, питающих штепсельные соединители наружной установки, в соответствии с ГОСТ Р «Требования по обеспечению безопасности. Общие требования по применению мер защиты для обеспечения безопасности. Требования по применению мер защиты от поражения электрическим током» или для защиты штепсельных розеток ванных и душевых помещений, если они не подсоединяются к индивидуальному разделяющему трансформатору, в соответствии с ГОСТ Р.

Использование УЗО для объектов действующего жилого фонда с двухпроводными сетями, где электроприемники не имеют защитного заземления, — эффективное средство повышения электробезопасности и пожарной безопасности. Срабатывание УЗО при замыкании на корпус в таких сетях происходит только при появлении дифференциального тока, т. е. при непосредственном прикосновении к корпусу. Установка УЗО может быть рекомендована как временная мера повышения безопасности до проведения полной реконструкции. Решение об установке УЗО должно приниматься в каждом конкретном случае после получения объективных данных о состоянии электропроводок и приведения оборудования в исправное состояние.

10.2. Защита от косвенного прикосновения

Устройства защитного отключения, управляемые дифференциальным током, наряду с устройствами защиты от сверхтока относятся к основным видам защиты от косвенного прикосновения.

Защита от сверхтока обеспечивает защиту от косвенного прикосновения за счет отключения поврежденного участка цепи при глухом замыкании на корпус. При малых токах замыкания, снижении уровня изоляции, а также при обрыве нулевого защитного проводника УЗО является, по сути, единственным средством защиты.

Применение защиты от сверхтока обязательно для объектов жилого фонда, а УЗО рекомендуемо. УЗО ни в коем случае не может быть единственным видом защиты от косвенного прикосновения.

Основные виды защиты от прямого прикосновения – изоляция токоведущих частей и мероприятия по предотвращению доступа к ним. Установка УЗО с номинальным током срабатывания до 30 мА считается дополнительной мерой защиты от прямого прикосновения при недостаточности или отказе основных видов защиты. То есть применение УЗО не может являться заменой основных видов защиты, а дополняет их и обеспечивает более высокий уровень защиты при неисправностях основных видов защиты.

Применение УЗО в электроустановках зданий – единственный способ обеспечения защиты при непосредственном прикосновении к токоведущим частям.

10.3. Общие требования по применению устройств защитного отключения

При выборе конкретных типов УЗО необходимо руководствоваться следующим: устройства должны быть сертифицированы в России в установленном порядке; технические условия согласованы с Главгосэнергонадзором России и ГУГПС МВД России.

При установке УЗО последовательно выполняют требования селективности. При двух- и многоступенчатой схемах УЗО, расположенное ближе к источнику питания, должно иметь уставку и время срабатывания не менее чем в три раза большую, чем у УЗО, расположенного ближе к потребителю.

В зоне действия УЗО нулевой рабочий проводник не должен иметь соединений с заземленными элементами и нулевым защитным проводником.

УЗО сохраняет работоспособность и характеристики срабатывания при кратковременных (до 5 с) провалах напряжения до 50 % номи-

нального. Режим возникает при коротких замыканиях на время срабатывания АВР.

УЗО всегда должно обеспечивать надежную коммутацию цепей нагрузки с учетом возможных перегрузок.

По наличию расцепителей УЗО выпускаются как имеющими, так и не имеющими защиты от сверхтока. Преимущественно должны использоваться УЗО, представляющие собой единый аппарат с автоматическим выключателем, обеспечивающим защиту от сверхтока.

Использовать УЗО в групповых линиях, не имеющих защиты от сверхтока, без дополнительного аппарата, обеспечивающего эту защиту, недопустимо.

При использовании УЗО, не имеющих максимальных расцепителей, должна быть проведена расчетная проверка УЗО в режимах сверхтока с учетом защитных характеристик аппарата, обеспечивающего максимальную токовую защиту.

В жилых зданиях не допускается применять УЗО, автоматически отключающие потребителя от сети при исчезновении или недопустимом падении напряжения сети.

В жилых зданиях, как правило, должны использоваться УЗО типа А, реагирующие не только на переменные, но и на пульсирующие токи повреждений. Источником пульсирующего тока являются, например, стиральные машины с регуляторами скорости, регулируемые источники света, телевизоры, видеомагнитофоны, персональные компьютеры и др. Использование УЗО типа АС, реагирующих только на переменные токи утечки, допускается в специальных случаях.

УЗО, как правило, следует устанавливать в групповых сетях, питающих штепсельные розетки; установка УЗО в линиях, питающих стационарно установленное оборудование и светильники, а также в общедомовых осветительных сетях, как правило, не требуется.

УЗО рекомендуется устанавливать на квартирных щитках, допускается установка на этажных щитках.

Установка УЗО, действующих на отключение, запрещается для электроприемников, отключение которых может привести к опасным последствиям: созданию непосредственной угрозы для жизни людей, возникновению взрывов и т. п. Установка УЗО на линиях, питающих установки пожарной сигнализации, не допускается.

Вопрос об ограничениях на использование УЗО по способу действия решается по мере получения опыта эксплуатации жилых зданий и выхода нормативных документов.

Для сантехкабин, ванных и душевых рекомендуется устанавливать УЗО со значением тока срабатывания до 10 мА, если на них выделена отдельная линия; в остальных случаях, например при использовании одной линии для сантехкабины, кухни и коридора, допускается использовать УЗО с номинальным током до 30 мА.

УЗО должно соответствовать требованиям подключения. Особое внимание следует обращать на использование проводов и кабелей с алюминиевыми жилами (многие импортные УЗО допускают подключение только медных проводов).

10.4. Указания по применению устройств защитного отключения для объектов нового строительства

В соответствии с действующими ПУЭ и решением Главгосэнергонадзора России, утвержденным Минтопэнерго России, в помещениях жилых зданий к защитным проводникам должны присоединяться металлические корпуса электроприемников, относящихся к приборам класса защиты I, а розеточные сети выполняются, соответственно, трехпроводными. То есть в жилых зданиях регламентировано применение системы питания TN-C-S.

На рис. 10.2 представлена схема электроснабжения муниципальной квартиры с установленной УЗО применительно к системе TN-C-S. Зона действия УЗО

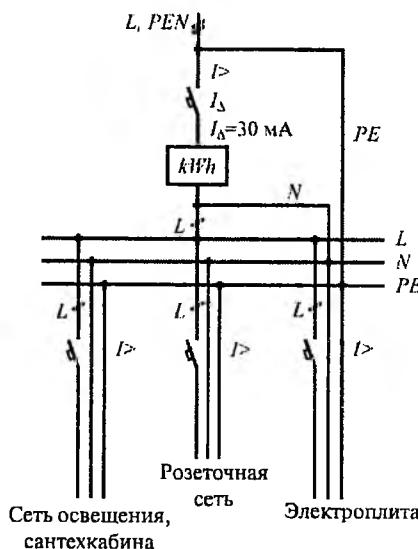


Рис. 10.2. Пример схемы электроснабжения TN-C-S

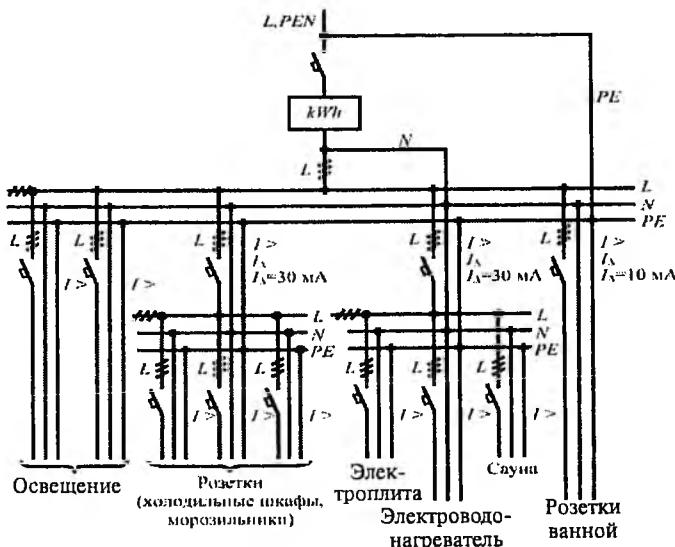
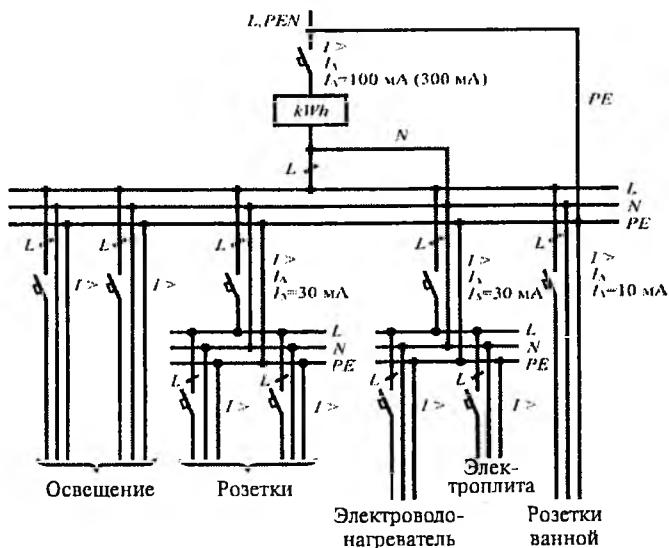


Рис. 10.3. Система электроснабжения: а – повышенной комфортности; б – TN-C-S с трехфазным входом

должна охватывать возможно большее количество электроприемников и групповых линий.

На рис. 10.3 представлены схемы электроснабжения квартир повышенной комфортности с установкой УЗО применительно к системе TN-C-S. Объединение нескольких групповых линий следует выполнять с учетом допустимости их одновременного отключения.

10.5. Указания по применению устройств защитного отключения для объектов индивидуального строительства

К объектам современного индивидуального строительства (коттеджи, дачные и садовые дома и т. п.) должны предъявляться повышенные

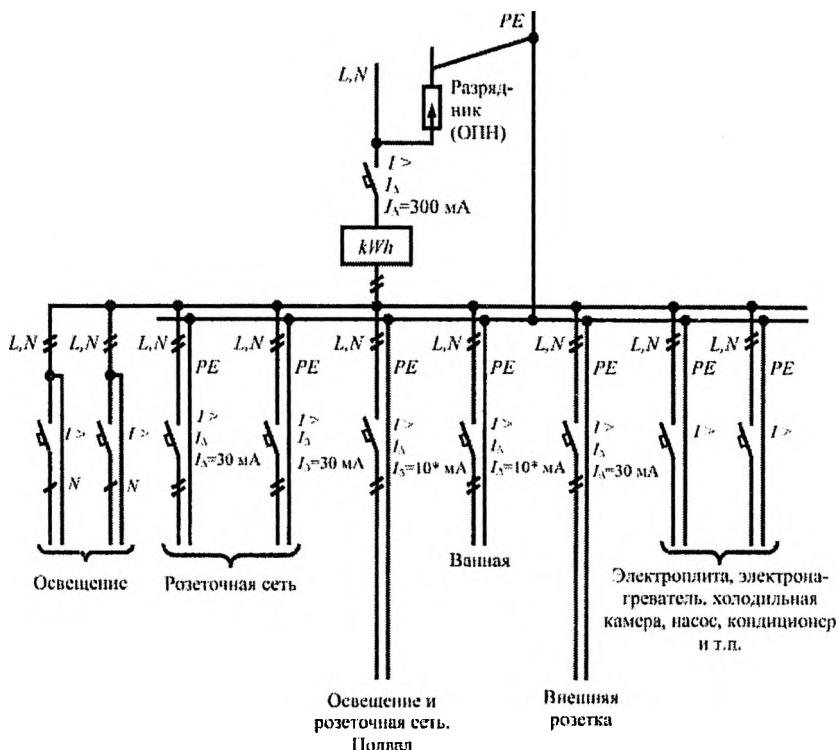


Рис. 10.4. Схема электроснабжения индивидуального дома по схеме TN-C-S

требования электробезопасности, что связано с их высокой энергонасыщенностью, разветвленностью электрических сетей и спецификой эксплуатации как самих объектов, так и электрооборудования, поскольку в большинстве случаев электрооборудование не закреплено за квалифицированными, постоянно действующими службами эксплуатации.

Рекомендуемая схема электроснабжения индивидуального дома с установкой УЗО применительно к системе TN-C-S представлена на рис. 10.4, а технические характеристики УЗО – в табл. 10.2.

Таблица 10.2

Основные технические характеристики УЗО

Рабочий параметр	Этажные и квартирные щитки	
	Ввод	Линии
Номинальное напряжение, В	220 + 10	-15 %
Номинальный ток, А	10; 16; 25; 32; 40; 63	
Время срабатывания, мс	До 100	
Максимальный коммутируемый ток, кА	1,5; 3; 6; 10	1,5; 3
Номинальный отключающий дифференциальный ток, мА	30; 100; 300	10; 30
Испытательное напряжение изоляции, В	2000	
Срок службы, лет	Не менее 10	
Коммутационная износостойкость, число циклов	Не менее 4000	

При выборе схемы электроснабжения, распределительных щитков и собственно типов УЗО следует обратить особое внимание на необходимость установки ограничителей перенапряжений (ОПН) (грозовых разрядников) при воздушном вводе, а также на диапазон рабочих температур.

Ограничители перенапряжений (грозовые разрядники) следует устанавливать до УЗО.

Для индивидуальных домов УЗО с номинальным током до 30 мА рекомендуется предусматривать для групповых линий, питающих штепсельные розетки внутри дома, включая подвалы, встроенные и пристроенные гаражи, а также в групповых сетях, питающих ванные комнаты, душевые и сауны.

10.6. Безопасность труда

Значение тока и путь его протекания через тело человека зависят от схемы прикосновения к частям электроустановок, находящимся под напряжением, от состояния изоляции токоведущих частей, режима работы нейтрали источника питания, сопротивления тела человека. Схемы включения человека в электрическую цепь могут быть двухполюсными и однополюсными.

Наиболее опасным считается двухполюсное прикосновение, когда ток через тело человека определяется линейным напряжением и его сопротивлением проходит по одному из самых опасных путей рука–рука (рис. 10.5, а, рис. 10.6, а) и рука–нога (см. рис. 10.5, б и рис. 10.6, б).

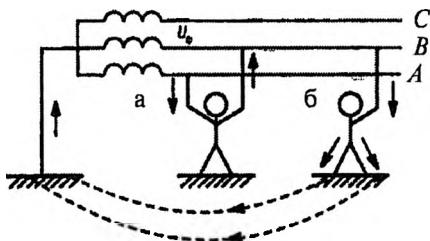


Рис. 10.5. Присоединение к сети с заземленной нейтралью: а – двухполюсное; б – однополюсное

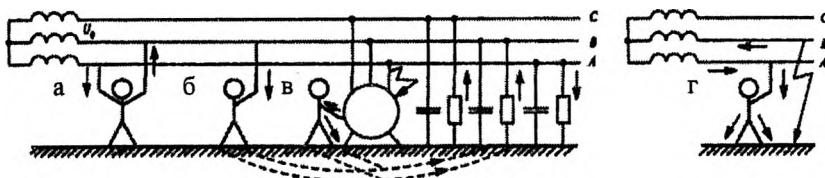


Рис. 10.6. Варианты прикосновения в сети с изолированной нейтралью: а – двухполюсное; б – однополюсное при несовершенной изоляции; в – однополюсное при пробое фазы; г – однополюсное при одновременном замыкании на землю одной из двух фаз

Наиболее частыми случаями являются однополюсные прикоснения (см. рис. 10.5, б и 10.6, б, г), когда в тяжести поражения важную роль играет режим работы нейтрали.

Для безопасности труда необходимо:

- соблюдение расстояний до токоведущих частей;
- применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- применение надежной изоляции, а в отдельных случаях – повышенной;
- применение двойной изоляции;
- надежное и автоматическое отключение частей электрооборудования, случайно оказавшихся под напряжением, и поврежденных участков сети, в том числе защитного отключения.

11. ПРОБЛЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

11.1. Общие положения

Одним из приоритетов внутренней политики России является повышение энергетической эффективности (ЭЭФ). Правительством РФ поставлена цель – обеспечить потребность населения в качественном, надежном и экологически допустимом электроснабжении (ЭС) при целесообразно минимальном потреблении энергоресурсов. Для достижения поставленной цели разрабатываются организационные, правовые, экономические, научно-технические и технологические решения, обеспечивающие повышение энергетической эффективности систем ЭС.

В конце 2009 г. издан закон «Об энергосбережении и повышении ЭЭФ в РФ». В соответствии с ним у поставщиков и потребителей возникают дополнительные обязанности. Основное внимание в законе уделено государственному и бюджетному секторам. В соответствии с требованиями закона в течение ближайших трех лет необходимо было провести обязательные энергообследования, создать возможность заключать энергосервисные договоры. Законом предусмотрена обяза-

ность бюджетных учреждений снижать энергопотребление не менее чем на 3 % в год в течение 5 лет. Экономия, получаемая сверх этого норматива, остается в распоряжении бюджетных организаций и может быть направлена на зарплату сотрудников.

Энергетические обследования обязательны также для организаций, осуществляющих:

- транспортировку воды;
- транспортировку природного газа;
- транспортировку тепловой энергии;
- транспортировку электрической энергии;
- добычу природного газа, нефти, угля;
- транспортировку газа, нефти, угля.

Эти организации обязаны были провести энергообследования (ЭО) до 31 декабря 2012 г. и далее не реже одного раза в 5 лет. ЭО проводят юридические лица и индивидуальные предприниматели, являющиеся членами организаций в области ЭО. По результатам обследования выдается энергетический паспорт. Еще одной задачей в законе обозначено оснащение страны приборами учета. До 1 января 2011 г. юридические лица, государственные и муниципальные учреждения должны были быть оснащены приборами учета энергетических ресурсов и, соответственно, рассчитываться за потребленный ресурс на основании данных этих приборов.

Требования ЭЭФ не распространяются на некоторые здания, например культовые здания, памятники истории и культуры, дачные дома и т. д. Все собственники квартир в многоквартирных домах до 1 января 2012 г. должны были иметь приборы учета используемых ресурсов: воды, природного газа, электрической энергии, тепловой энергии как для дома в целом, так и для каждой квартиры в частности. Исключение для квартир составляют приборы учета тепловой энергии.

Отдельным направлением в законе обозначена новая идеология государственных и муниципальных закупок. С 1 января 2011 г. для государственных и муниципальных нужд запрещено закупать лампы накаливания любой мощности, используемые в целях освещения. Законодатель вводит в законе требование для производителей и импортеров маркировать продукцию по классам энергоэффективности: с

2011 г. — все бытовые электропотребляющие устройства; с 2012 г. — компьютерная техника и оргтехника; с 2013 г. — иные товары по решению Правительства РФ.

Для того чтобы закон об энергосбережении и повышении ЭЭФ работал, в качестве «стимула» предусмотрены крупные административные штрафы, например для юридических лиц — от 20 до 30 тысяч рублей по многоквартирным домам. В конечном счете энергосбережение — ключ к повышению инвестиционной привлекательности любого предприятия.

11.2. Электроэнергетика и электроснабжение

Системой электроснабжения называют сложный комплекс инженерных сооружений для производства, преобразования, распределения и потребления электрической энергии. Энергетическая система (ЭС) включает в себя:

- электростанции;
- повышающие и понижающие ТП;
- электрические сети низкого, высокого и сверхвысокого напряжений;
- распределительные линии, пункты;
- воздушные, кабельные, подземные и наземные сети;
- аппаратуру пуска, защиты, управления;
- потребителей электроэнергии.

К потребителям электроэнергии относят:

- светотехнические устройства;
- электроприводы станков и механизмов;
- нагревательные элементы (печи);
- электротехнологические установки;
- электротранспорт;
- бытовые электроприборы и т. д.

11.2.1. Основные варианты схем энергетических систем

Для передачи электрической энергии от электрических станций к потребителям служат ЛЭП напряжением 6; 10; 20; 35; 110; 150; 220; 330; 500; 750 и 1150 кВ:

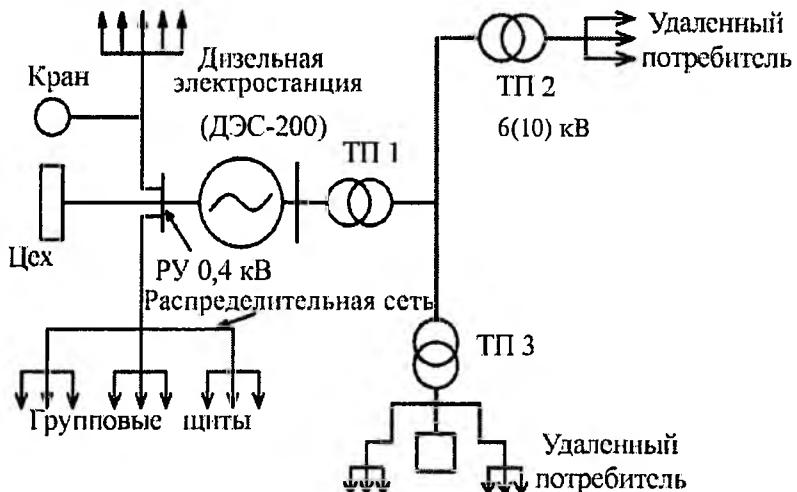


Рис. 11.1. Схема ЭС с собственной электростанцией

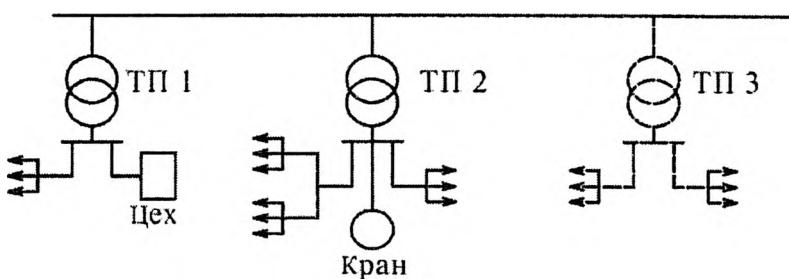


Рис. 11.2. Схема ЭС с централизованным электроснабжением от ЛЭП 6(10)–35 кВ

- 1) с собственной электростанцией (рис. 11.1). Эта схема применяется для предприятий небольшой мощности, находящихся на большом удалении от государственной ЛЭП. Электрическая энергия дорогая;
- 2) централизованное электроснабжение от ЛЭП 6(10)–35 кВ (рис. 11.2). Эта схема применяется для средних предприятий;
- 3) для крупных предприятий (рис. 11.3). В схеме есть одна или несколько ГПП, многочисленные цеховые и потребительские ТП,

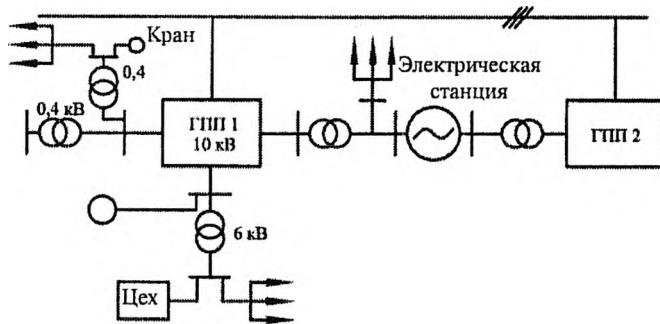


Рис. 11.3. Схема ЭС для мощных предприятий от ЛЭП 110(220) – 500 кВ

собственная электрическая станция для питания ответственных потребителей (котельные) при повреждениях ЛЭП, а также для производства тепла в бытовых целях.

11.2.2. Схемы электрических сетей

Приведем основные схемы электрических сетей.

1. Магистральная схема электроснабжения (рис. 11.4). Это такая схема, в которой к линии присоединяются несколько ТП. Она сложна в эксплуатации, менее надежна, но требует меньшего числа аппаратов ВН и меньших капитальных затрат.

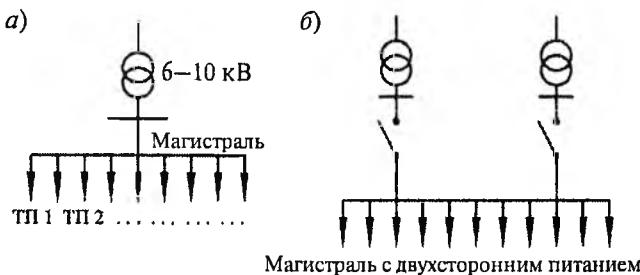


Рис. 11.4. Магистральная схема:
а – одностороннее питание; б – двухстороннее питание

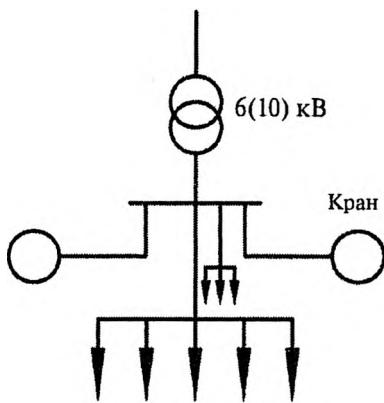


Рис. 11.5. Радиальная схема

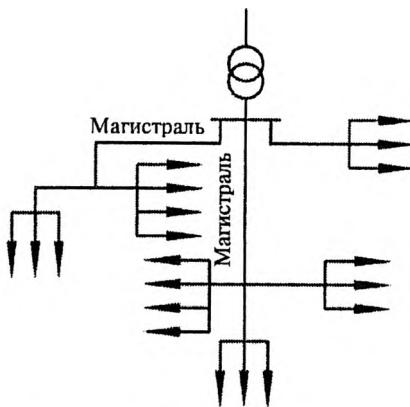


Рис. 11.6. Комбинированная схема питания

2. Радиальная схема питания ТП (рис. 11.5). Это такая схема, в которой каждая ТП имеет свою самостоятельную линию питания. Она обеспечивает высокую надежность электроснабжения, но требует большого числа высоковольтных аппаратов и большого расхода цветных металлов.

3. Комбинированная схема питания ТП (рис. 11.6). Это такая схема, в которой одни ТП питаются по магистральной схеме, а другие по радиальной.

11.3. Особенности выполнения автоматики и релейной защиты в системах электроснабжения предприятий

11.3.1. Требования к релейной защите и автоматике систем электроснабжения

Основными источниками ЭС крупных предприятий являются сети энергетических систем и собственные тепловые электрические станции. Связь собственных электрических станций с энергосистемами осуществляется через силовые трансформаторные связи. Энергия внутри предприятия распределяется кабельными линиями номинальным напряжением 6(10) кВ.

Цеховые распределительные пункты с номинальным напряжением 6(10) кВ в нормальном эксплуатационном режиме работают раздельно по секциям с автоматическим включением резерва для бесперебойного восстановления ЭС потребителей. Для защиты высоковольтного ЭО применяется токовая релейная защита с выдержкой 2–3 с и более.

Релейная защита сборных шин номинальным напряжением 6(10) кВ систем ЭС предприятий должна удовлетворять ряду специфических требований, определяемых особенностями защищаемого объекта. К таким требованиям относятся:

- высокое быстродействие;
- простота элементов защиты;
- простота монтажа и эксплуатации защиты;
- правильное функционирование при значительных погрешностях измерительных трансформаторов тока (ТТ) при внешних коротких замыканиях.

От быстродействия релейной защиты сборных шин напряжением 6(10) кВ зависит объем разрушений ЭО при коротких замыканиях и время восстановления технологических процессов после аварий. Отключение коротких замыканий на шинах с временем 1 с и более может привести к авариям, при которых выгорают ячейки РУ, ошиновка и даже целые секции шин. За счет длительного снижения напряжения затрудняется самозапуск АД при АВР в системе, так как к моменту включения резервного питания двигатели успевают значительно затормозиться. Кроме того, происходит нарушение синхронизма СД технологических линий. По условию сохранения устойчивости СД полное отключение коротких замыканий на шинах должно быть меньше 0,2 с, а время действия защиты не превышает 0,05–1,00 с. Осуществление быстродействующей защиты шин напряжением 6(10) кВ возможно при использовании информации о токах в отходящих присоединениях.

От простоты монтажа и эксплуатации защиты зависит вероятность ошибок персонала, которые могут вызвать ложное отключение шин и прекращение ЭС всех подключенных к ним потребителей. Для выполнения защиты шин напряжением 6(10) кВ используют ТТ отходящих присоединений, к которым подключены основные защиты этих присоединений. Такие ТТ должны обеспечивать погрешность не более 10 % при токах срабатывания.

Таким образом, использование в системах ЭС предприятий устройств АВР, АПВ и устройства автоматической разгрузки по частоте (АЧР) совместно с релейной защитой способствует упрощению схем ЭС предприятий, повышению их надежности и экономичности.

АВР. Высокую степень надежности ЭС обеспечивают схемы питания одновременно от двух и более источников. Аварийное отключение одного из них не приводит к исчезновению напряжения на выводах электрических приемников – это вариант многостороннего питания. Вместе с тем (из-за простоты, дешевизны и т. д.) большое количество подстанций (имеющих два и более источников) работают по схеме одностороннего питания. Таким образом, АВР служит для быстрого автоматического включения резервного источника.

АПВ. Значительная часть коротких замыканий при достаточно быстрым отключении повреждений релейной защитой самоустраниются. При этом электрическая дуга (например, на линиях ВЛ), возникшая на месте коротких замыканий, гаснет, не успевая вызвать существенных разрушений. Возможно обратное включение линий под напряжение.

АЧР. Отключается часть потребителей при снижении частоты в системе в целях уменьшения нагрузки генераторов электрической станции и восстановления нормальной частоты. На промышленных предприятиях АЧР действуют на отключение отдельных линий, отходящих от шин ТП.

11.3.2. Задачи автоматизации управления

Создание АСУЭ способствует наиболее эффективному решению основной задачи – надежному ЭС потребителей различными видами энергии требуемого качества при оптимальном расходовании энергоресурсов и снижении затрат на обслуживающий персонал.

АСУЭ призваны решать следующие задачи:

- управление технологическими процессами энергетических цехов и участков;
- сбор и хранение первичной информации;
- управление ремонтным обслуживанием энергохозяйства.

Функции диспетчерской службы энергохозяйства:

- контроль и поддержание оптимальных режимов энергосистем предприятий;

- оптимальное оперативное управление автоматизированными объектами, работающими без обслуживающего персонала;
- управление оперативными переключениями;
- сбор, анализ и выдача информации.

В основу построения АСУЭ положен иерархический принцип, заключающийся в том, что вся система разбивается на отдельные уровни, внутри которых решаются определенные задачи.

Первый уровень – система защиты и АУ отдельными установками. Сюда входят:

- 1) релейная защита;
- 2) блокировка, локальная автоматика (АВР, АПВ, АЧР);
- 3) автоматическое регулирование отдельными установками (АВР турбогенераторов ТЭЦ, трансформаторов, устройств управления конденсаторных установок);
- 4) измерение параметров режима и преобразования в целях дальнейшей передачи.

Второй уровень – оперативно-управляющая система. Обеспечивает диспетчерское (оперативное) управление, обнаружение и сигнализацию неисправностей.

Третий уровень – учетно-расчетная система. Осуществляет расчет технико-экономических показателей.

Четвертый уровень – система оптимального управления. Обеспечивает оптимальное управление параметрами режима, создание оптимальных схем ЭС в различных режимах ее работы.

Например, в 1978 г. впервые на Котласском ЦБК внедрена автоматизированная система оперативного управления ЭС предприятия на базе ЭВМ (М-6000). Система осуществляет сбор информации, анализ и решение следующих задач:

- прогнозирование ЭН по ТЭЦ, а также в целом по комбинату;
- учет и контроль за выработкой и потреблением электрической энергии;
- учет и контроль потребления цехами лимитированной электрической энергии.

Прогноз ЭН выдается дежурному диспетчеру оперативно-диспетчерской службы комбината в виде графика.

11.3.3. Автоматическое повторное включение

Значительная часть коротких замыканий на воздушных линиях электропередачи, вызванных перекрытием изоляции, склестыванием проводов и другими причинами, при достаточно быстром отключении релейной защитой самоустраниется. При этом электрическая дуга, возникшая в месте короткого замыкания, гаснет, не успевая вызвать существенных разрушений. Такие самоустраниющиеся повреждения принято называть неустойчивыми. Статистические данные о повреждаемости ВЛ за многолетний период эксплуатации показывают, что доля неустойчивых повреждений высока (50–90 %). Поскольку отыскание места повреждения ВЛ путем ее обхода требует длительного времени, то при ликвидации аварийного нарушения режима оперативный персонал производит опробование ВЛ обратным включением под напряжение. Эту операцию называют повторным включением. Линия, на которой произошло неустойчивое повреждение при повторном включении, остается в работе.

Реже на ВЛ возникают такие повреждения, как обрывы проводов, тросов или гирлянд изоляторов и т. д. Такие повреждения не могут самоустраниться, поэтому их называют устойчивыми. Но если использовать повторное включение, то на линии вновь возникнет короткое замыкание. Для ускорения повторного включения линий и уменьшения времени перерыва ЭС потребителей широко используются специальные устройства АПВ. Время действия АПВ обычно составляет от 0,5 с до нескольких секунд.

Как показывает опыт эксплуатации, успешность действия АПВ на ВЛ 110(220) кВ достигает 75–80 %, а на линиях сверхвысокого напряжения 330 кВ – 65–70 %. Неустойчивые короткие замыкания часто возникают не только на ВЛ, но и на шинах подстанций. На них также применяется АПВ, которое производит повторную подачу напряжения на шины при их отключении релейной защитой. АПВ шин имеет высокую эффективность, поскольку при успешном АПВ предотвращает аварийное отключение всей подстанции. Устройствами АПВ оснащаются также одиночно работающие трансформаторы мощностью 1000 кВ·А и более и трансформаторы меньшей мощности, питающие ответственную нагрузку. Устройства АПВ на трансформаторах выполняются так,

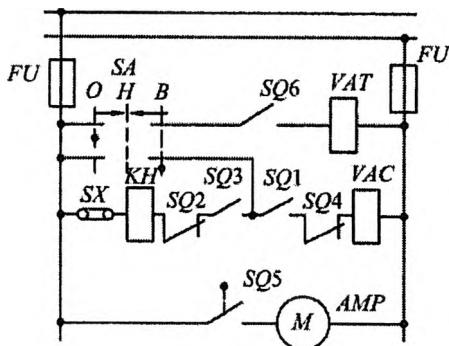


Рис. 11.7. Схема однократного АПВ

чтобы их действие происходило при отключении трансформатора максимальной токовой защитой. Повторное включение при повреждении трансформатора, как правило, не производится.

Успешность действия АПВ трансформаторов и шин также высока, как и устройств АПВ ВЛ (70–90 %). По числу циклов (кратности действия) различают АПВ однократного действия и АПВ многократного действия. Устройства АПВ, выполненные с помощью релейных схем, называют электрическими, а встроенные в грузовые или пружинные приводы – механическими.

На рис. 11.7 представлена схема однократного электрического АПВ без выдержки времени на переменном токе (VAC – электромагнит включения выключателя ВЛ (на схеме не показан); VAT – электромагнит отключения выключателя ВЛ; SA – ключ управления (служит для оперативного, т. е. оператором, включения или выключения выключателя ВЛ); SQ1–SQ4 – контакты путевых выключателей нажимного принципа действия; SQ5 – контакт концевого выключателя; SQ6 – контакт концевого выключателя при оперативном отключении выключателя; КН – указательные реле; AMP – автоматический моторный редуктор (служит для натяжения (взвода) пружины механизма, соединяющего контакты выключателя ВЛ при его отключении)).

Работа схемы заключается в следующем. При включенном выключателе ВЛ (на схеме не показан) и взвешенной пружине путевые выключатели (на схеме не показаны) обеспечивают:

а) замыкание контактов SQ1 и SQ2 в цепи электромагнита включения VAC (SQ2 – аварийный вспомогательный контакт привода выключателя ВЛ);

б) размыкание контактов SQ3 и SQ4 (SQ3 – проскальзывающий контакт, т. е. работает кратковременно, нужен для предотвращения повторного включения выключателя ВЛ при неуспешном АПВ).

Если происходит отключение выключателя ВЛ (авария, срабатывает релейная защита), то замыкается контакт SQ4 и одновременно с ним (на короткое время) контакт SQ3. В результате подается питание на электромагнит включения VAC, который срабатывает, т. е. спускает пружину включает выключатель ВЛ. Затем замыкается концевой выключатель SQ5, который включает ЭД AMP и в течение 6–15 с вновь взводит пружину, после чего он отключается этим концевым выключателем (взвод пружины означает замыкание контакта SQ1).

При успешном АПВ привод приводится в состояние готовности (контакт SQ1 замкнут, а при аварии релейная защита обеспечит замыкание SQ4 и выключатель ВЛ может быть снова включен).

При неуспешном АПВ пружина вновь натягивается и выключатель ВЛ готовится к срабатыванию, но повторного включения не произойдет, так как контакт SQ3 (скользящий) будет уже разомкнут. При этом включить выключатель ВЛ можно лишь ключом управления SA.

Контакт SQ2 – вспомогательный (аварийный) контакт. Он остается замкнутым при аварийном отключении выключателя и размыкается только при отключении выключателя ключом управления SA. Тем самым предотвращается АПВ (т. е. срабатывание электромагнита включения VAC) при оперативных отключениях (оператором, с помощью SA).

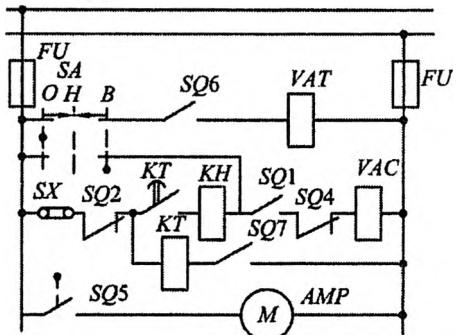


Рис. 11.8. Схема однократного АПВ с выдержкой времени

Путевой выключатель SQ6 срабатывает при оперативном отключении выключателя с помощью специального электромагнита отключения VAT.

На рис. 11.8 представлена схема однократного электрического АПВ с выдержкой времени на переменном токе. В этой схеме имеется реле времени КТ типа ЭВ-228 с проскальзывающим контактом. При отключении выключателя ВЛ (релейной защищой) замыкаются его контакты SQ4, SQ1 и SQ7. Взвод пружины означает замыкание контакта SQ1. При аварии срабатывает релейная защита — замыкается контакт SQ4. При замыкании SQ7 начинает работать реле времени КТ и через заданный промежуток времени замыкает свой контакт КТ в цепи электромагнита включения VAC. В остальном схема работает аналогично схеме, представленной на рис. 11.7.

11.3.4. Автоматическое включение резерва

Высокую степень надежности ЭС потребителей обеспечивают схемы питания одновременно от двух и более источников. При этом аварийное отключение одного из них не приводит к исчезновению напряжения на выводах электроприемников. Несмотря на преимущества многостороннего (т. е. по нескольким линиям) питания потребителей, большое количество подстанций (имеющих два и более источника питания) работают по схеме одностороннего (т. е. по одной линии) питания. Применение такой, более простой схемы ЭС целесообразно для снижения токов короткого замыкания, уменьшения потерь электроэнергии в питающих трансформаторах, упрощения релейной защиты и т. д.

Используются две основные схемы одностороннего питания потребителей при наличии двух или более источников. В первой схеме один источник включен и питает потребителей, а второй отключен и находится в резерве. Соответственно первый источник называют рабочим, а второй — резервным. Во второй схеме все источники нормально включены, но работают раздельно на выделенных потребителей. Деление осуществляется на одном из выключателей. Недостатком одностороннего питания является то, что аварийное отключение рабочего источника приводит к прекращению питания потребителей.

Этот недостаток устраняется быстрым автоматическим включением резервного источника или включением выключателя, на котором осуществлено деление сети, для чего используются устройства автоматического включения резерва.

Рассмотрим принцип использования АВР (рис. 11.9, а). Питание подстанции А осуществляется по рабочей линии W1 от подстанции Б. Вторая линия, приходящая с подстанции Б, резервная, она находится под напряжением (выключатель Q3 линии W2 нормально отключен). При отключении линии W1 автоматически от устройства АВР вклю-

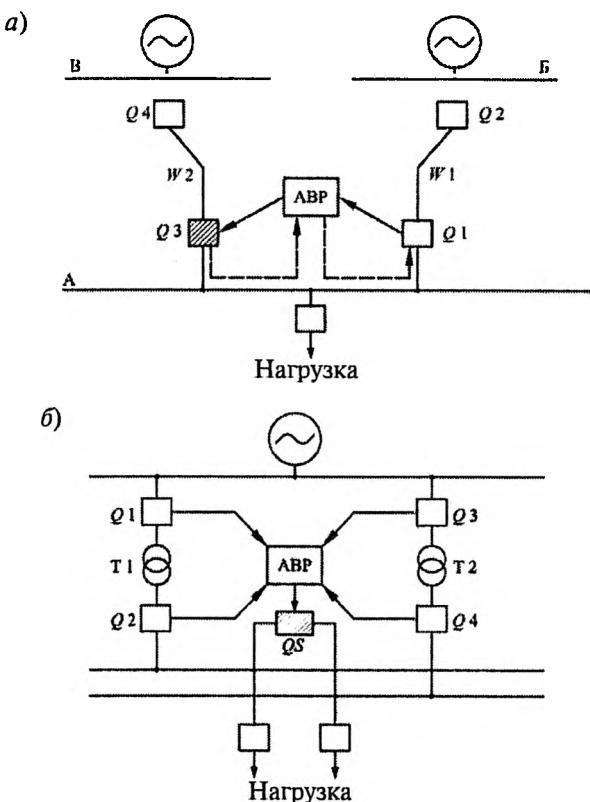


Рис. 11.9. Схемы реализации АВР

чается выключатель Q3 и таким образом вновь подается питание потребителям подстанции А.

Схемы АВР могут иметь одностороннее или двустороннее действие. При одностороннем АВР линия W1 всегда должна быть рабочей, а линия W2 – всегда резервной. При двустороннем АВР любая из этих линий может быть рабочей или резервной.

Рассмотрим другой принцип использования АВР (рис. 11.9, б). Трансформаторы T1 и T2 включены на разные системы шин. Шиносоединительный выключатель Q5 нормально отключен. При аварийном отключении любого из рабочих трансформаторов автоматически от схемы АВР включается выключатель Q5. Он подключает нагрузку шин, потерявших питание, к оставшемуся в работе трансформатору. Если мощность одного трансформатора недостаточна для питания всей нагрузки подстанции, то должны приниматься меры для отключения части наименее ответственных потребителей.

Покажем работу АВР со стороны низкого напряжения с контакторами переменного тока для трансформаторов мощностью до 400 кВ·А (см. рис. 11.9, а). При исчезновении напряжения, например, на первой секции шин 0,4 кВ в результате аварийного отключения трансформатора T1 контактором KM1 реле KL1 теряет питание (оно питается от трансформатора TV1) и замыкает свои контакты. Таким образом поется питание на контактор KM3. Он срабатывает, и через его контакт

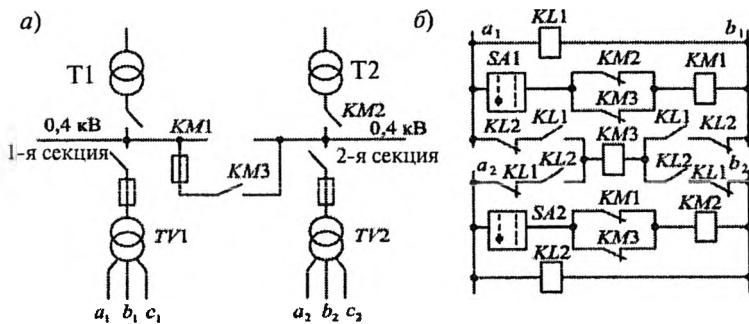


Рис. 11.10. Схема АВР со стороны низкого напряжения с контакторами переменного тока:
а – принципиальная схема; б – схема управления

КМ3 на первую секцию шин подается питание от трансформатора Т2. На рис. 11.10 представлена схема АВР со стороны низкого напряжения с контакторами переменного тока для трансформаторов мощностью до 400 кВ·А.

Эта схема работает одинаково при исчезновении напряжения на любой секции шин. Реле KL2, которое питается от трансформатора ТВ2, теряет питание; при этом замыкаются его контакты KL2 и контактор КМ3 срабатывает, подключая первую секцию шин 0,4 кВ.

11.3.5. Автоматическая частотная разгрузка

Частота переменного тока является одним из главных показателей качества электрической энергии, вырабатываемой генераторами электрических станций и поставляемой потребителям. От частоты переменного тока зависит скорость вращения электрических двигателей и производительность вращаемых ими механизмов (станки, насосы, вентиляторы и т. д.). При снижении частоты их производительность уменьшается. При повышении частоты происходит перерасход электрической энергии. Таким образом, всякое отклонение частоты от номинального значения наносит ущерб производству. Номинальное значение частоты переменного тока составляет 50 Гц. Допустимое отклонение от номинальной частоты 0,1 Гц. Допускается кратковременная работа с отклонением 0,2 Гц.

В нормальном режиме мощность P_g , вырабатываемая генераторами электрических станций, должна быть равна сумме мощности $P_{\text{п.н.}}$, потребляемой нагрузкой, и мощности $P_{\text{п.с.}}$, расходуемой на потерю в линиях ЭС, т. е.

$$P_g = P_{\text{п.н.}} + P_{\text{п.с.}} \quad (11.1)$$

Равенство (11.1) определяет условие баланса выработки и потребления мощности. При выполнении условия (11.1) частота остается постоянной. Однако нагрузка энергосистемы непрерывно меняется, что приводит к нарушению баланса.

Суточный график нагрузки представлен на рис. 11.11. В утренние и особенно вечерние часы нагрузка достигает максимальных значений, а вочные часы — минимальных. Разница между этими значениями может составлять 30–50 %. В таких условиях поддержание номиналь-

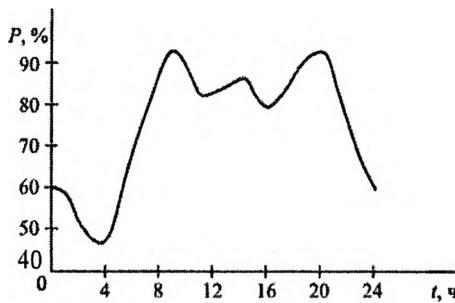


Рис. 11.11. График изменения нагрузки в энергосистеме в течение суток

ной частоты в энергосистеме требует своевременного изменения мощности генераторов электростанций. На практике применяют несколько способов регулирования частоты. Например, используются регуляторы частоты. Однако такие устройства эффективны при колебаниях нагрузки в пределах 7 %. Поскольку действительное изменение нагрузки в энергосистеме (см. рис. 11.11) значительно превышает это значение, то используют АЧР.

АЧР состоит в отключении части потребителей при снижении частоты в системе в целях уменьшения нагрузки генераторов электрических станций и восстановления номинальной частоты. Снижение частоты уменьшает производительность механизмов электрических станций, а также снижается мощность, что влечет за собой дальнейшее снижение частоты в энергосистеме. Таким образом, происходит лавинообразный процесс — «лавина частоты», который может привести к полному расстройству работы энергосистемы.

Аварийное снижение частоты в электрической системе протекает очень быстро — в течение нескольких секунд. Поэтому дежурный персонал не успевает принять каких-либо мер. Ликвидация аварийного режима должна возлагаться на устройства автоматики. Следует отметить, что АЧР всегда связана с определенным экономическим ущербом, поскольку отключение линий, питающих промышленные предприятия, влечет за собой недовыработку продукции, появление брака и т. д. Несмотря на это, АЧР широко используется в энергоси-

стемах как средство предотвращения значительно больших убытков из-за полного расстройства работы энергосистемы, если не будут приняты меры по ликвидации дефицита активной мощности.

При разработке АЧР должны выполняться следующие основные требования:

1) мощность, отключаемая устройствами АЧР, достаточна для ликвидации максимального реально возможного дефицита мощности;

2) работа АЧР полностью исключает возможность возникновения лавины частоты и напряжения. Не допускается даже кратковременное снижение частоты менее 45 Гц, а длительность работы с частотой менее 47 Гц не превышает 20 с;

3) устройства АЧР размещены таким образом, чтобы обеспечить ликвидацию любого дефицита активной мощности независимо от места возникновения аварии;

4) после действия АЧР частота восстанавливается до 49,0—49,5 Гц. Дальнейший ее подъем осуществляется мероприятиями, проводимыми диспетчером энергосистемы, или за счет автоматического включения резервных генераторов (при их наличии);

5) должна быть исключена ложная работа АЧР при кратковременных снижениях частоты, вызванных коротким замыканием, или в циклах действия АПВ и АВР;

6) действия устройств АЧР согласованы с действием устройств АПВ и АЧР во избежание возможности восстановления напряжения потребителей, отключенных при АЧР от тех же источников, для которых осуществлялась АЧР.

Существует два метода АЧР:

- по абсолютному значению частоты;
- скорости изменения частоты.

Первый метод чаще всего применяют в системе ЭС промышленных предприятий. Он заключается в срабатывании реле частоты (РЧ) при определенном значении, задаваемом

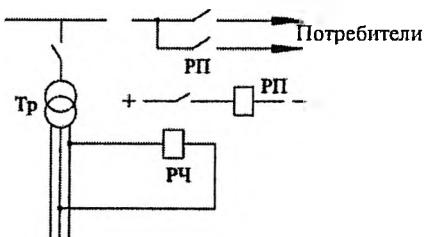


Рис. 11.12. Схема АЧР по абсолютному значению частоты

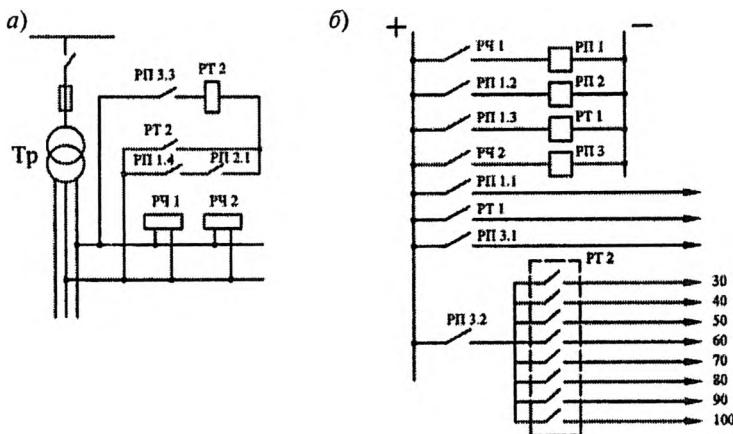


Рис. 11.13. Схема АЧР по скорости снижения частоты:
а — принципиальная схема; б — схема управления

энергосистемой. Это приводит к отключению части потребителей через промежуточное реле (РП). На рис. 11.12 представлена схема устройства автоматической разгрузки по абсолютному значению частоты.

Второй метод состоит в отключении потребителей в определенной последовательности и применяется обычно в энергосистемах. На рис. 11.13 представлена схема устройства автоматической разгрузки по скорости снижения частоты.

Работа схемы заключается в следующем: при уменьшении частоты срабатывает частотное реле РЧ1, которое через промежуточное реле РП1 подает импульс (без задержки времени) на отключение первой очереди потребителей (через контакт РП1.1). Контакт РП1.2 замыкается и запитывает промежуточное реле РП2. Замыкание контакта РП1.3 готовит к срабатыванию реле времени РТ1 (с максимальной выдержкой времени), которое отключит последнюю очередь потребителей СО. Контакт РП1.4 (в силовой схеме) замыкается (вместе с РП2.1) и готовит к работе реле времени РТ2.

Если после отключения первой очереди потребителей частота в сети не восстанавливается, то срабатывает частотное реле РЧ2 и отключа-

ется вторая очередь потребителей через промежуточное реле РП3 (через контакт РП3.1). Далее через реле времени РТ2 (контакт РП3.3 в силовой схеме замыкается) с выдержкой по времени отключаются остальные очереди (объекты 30–100). Если после отключения указанных потребителей частота не восстанавливается до уровня 49–50 Гц, то через реле времени РТ1 с максимальной выдержкой времени отключается последняя специальная очередь потребителей (объекты СО).

11.4. Релейная защита и автоматика электродвигателей

В системах ЭС широко распространены АД. Они надежны и просты в обслуживании, однако потребляют большую реактивную мощность, что является их недостатком.

Большое распространение получают СД, особенно для привода с постоянной скоростью вращения. Как известно, СД в режиме перевозбуждения работают в качестве компенсаторов реактивной мощности, что является эффективным средством повышения энергосбережения предприятий.

11.4.1. Нештатные режимы работы электродвигателей.

Виды устройств защиты и автоматики

Наиболее частым и опасным видом повреждений ЭД являются многофазные короткие замыкания на выводах и обмотках статора. Они сопровождаются значительными разрушениями обмоток и стали ЭД. Междуфазные короткие замыкания в ЭД должны отключаться без выдержки времени. Если в изоляции обмоток статора имеются ослабленные места, то может возникнуть режим однофазного замыкания в сети, когда напряжение на неповрежденных фазах возрастает до значения линейного. При этом возможен пробой изоляции статорной обмотки и возникновение двойного замыкания на землю (одна точка – в сети, другая – в одной из фаз статорной обмотки). В промышленных установках, электрические сети которых имеют большую протяженность, двойные замыкания на землю являются основным видом повреждений ЭД.

Задача ЭД должна быть простой и надежной, что особенно важно для ЭД с $U_n > 1000$ В, поскольку отказ основной защиты даже при на-

дежном действии резервной защиты может привести к повреждениям, требующим замены ЭД, а также к нарушению устойчивой работы неповрежденной части системы ЭС. Поэтому защита от многофазных коротких замыканий должна быть быстродействующей. Требование быстродействия обязательно также для защиты от однофазных коротких замыканий ЭД с $U_n < 1000$ В. Для ЭД с $U_n \geq 1000$ В допустима выдержка 1–2 с, если без этого нельзя обеспечить необходимую чувствительность. Характеризует чувствительность защиты коэффициент чувствительности, равный отношению тока, проходящего через реле, к току срабатывания реле. Максимальная токовая защита считается чувствительной, если при коротких замыканиях этот коэффициент равен 1,5–2,0.

Для СД необходима специальная защита от обрыва цепи возбуждения, так как для СД кроме указанных ранее возможны повреждения цепи возбуждения: обрыв и замыкание на землю в одной или двух точках. При обрыве цепи возбуждения СД переходит в асинхронный режим, продолжительное существование которого недопустимо. Замыкание на землю цепи возбуждения может привести к короткому замыканию, способному вызвать значительные разрушения, а также вибрации ротора.

Основной вид нештатного режима ЭД – прохождение в статоре токов, превышающих номинальный. Появление сверхтоков в статоре обусловлено следующими причинами:

- перегрузка приводного механизма;
- снижение частоты вращения и выход из синхронизма СД в результате кратковременного снижения напряжения на зажимах;
- обрыв одной из фаз питающей цепи;
- повреждение механической части приводимого механизма.

При длительной перегрузке повышается температура статорной обмотки, что приводит к ускоренному износу изоляции. Однако кратковременные перегрузки ЭД допускаются. Например, сверхтоки наблюдаются при пуске двигателя. Поэтому защита от перегрузки должна действовать на отключение, но с выдержкой времени, превышающей время пуска ЭД.

Нештатный режим СД – асинхронный ход, появляющийся вследствие выпадения СД из синхронизма. Демпферные контуры двигателя, не рассчитанные на длительное протекание тока, при асинхронном

режиме перегружаются. Особенно опасен асинхронный режим возбужденного СД, когда максимальные значения тока статора превышают пусковые. Поэтому применяют защиту от асинхронного режима, обеспечивающую восстановление синхронного режима или отключение СД. Восстановление синхронного режима после выхода СД из синхронизма (после понижения напряжения, перегрузки и т. д.) осуществляется за счет автоматической ресинхронизации. Успешная ресинхронизация без возбуждения СД возможна, если для всех значений скольжения асинхронный момент превышает механический. При применении схем ресинхронизации предусматривается кратковременное отключение ОВ, доведение скорости до близкой к синхронной с последующим втягиванием в синхронизм.

Кроме перечисленных автоматических устройств СД оснащается системами автоматического регулирования возбуждения, а также устройствами автоматического пуска и останова.

11.4.2. Защита от короткого замыкания в обмотках статора

Для защиты ЭД номинальным напряжением менее 1000 В широко используются плавкие предохранители, а также электромагнитные и тепловые расцепители выключателей НН (автоматов). Такая токовая защита может защищать ЭД не только от коротких замыканий, но и

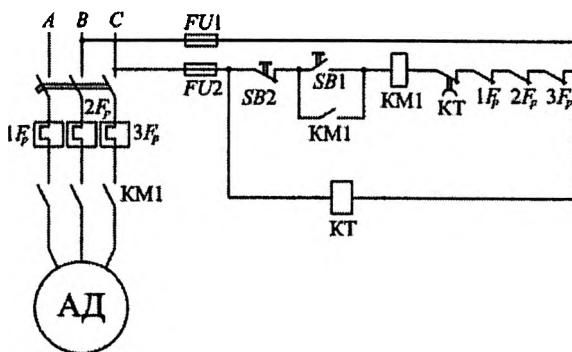


Рис. 11.14. Схема защиты ЭД напряжением 3(10) кВ с помощью комбинации реле тока и времени

от перегрузок. ЭД, подключаемые к сети через контакты, имеют защиту от коротких замыканий в виде токовой отсечки, выполненной с помощью электромагнитного реле (рис. 11.14). Токовая отсечка является не имеющей выдержки времени быстродействующей защитой. Время срабатывания определяется задержкой исполнительного механизма: $t_{\text{отс}} \approx 0,1$ с. Токовые реле включаются в каждую фазу статора непосредственно (реле $1F_p - 3F_p$) или через трансформаторы тока.

11.4.3. Защита от перегрузки асинхронного двигателя

Защита от перегрузки АД номинальным напряжением менее 1000 В выполняется токовой или температурной, реагирующей на повышение температуры обмотки или других частей двигателя. Защита может осуществляться с помощью автоматических выключателей с замедленным срабатыванием или реле косвенного действия — тепловых или электромагнитных. Контакты реле косвенного действия коммутируют цепи вспомогательного тока, а он, в свою очередь, воздействует на отключающий механизм выключателя. Магнитный пускателю содержит два тепловых реле, которые отключают ЭД в зависимости от количества тепла, выделенного на них.

При температурной защите используют измерительные преобразователи нагрева обмоток двигателя: температурные реле и терморезисторы,

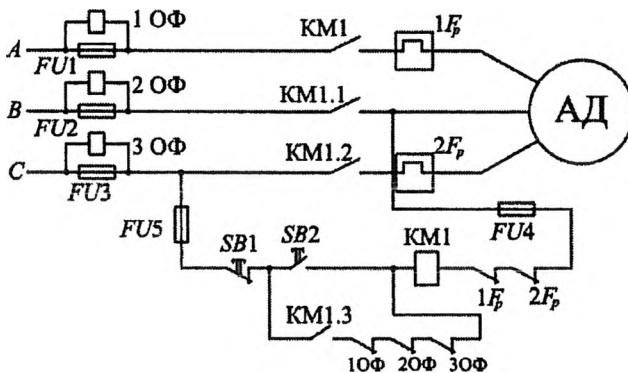


Рис. 11.15. Схема защиты от обрыва фазы

встраиваемые в обмотки статора. Такая защита нашла применение для ЭД открытых установок. Для АД низкого напряжения, защищаемых от коротких замыканий с помощью предохранителей, целесообразно обеспечить защиту от перегрузки, вызванной обрывом фазы (рис. 11.15). При перегорании одного из предохранителей (FU1–FU3) в обмотке соответствующего реле (1ОФ–ЗОФ) возникает напряжение. Контакты реле разрывают цепь самоудерживания контактора КМ1, и двигатель отключается.

11.5. Релейная защита и автоматика трансформаторов

К повреждениям трансформаторов относятся:

- междуфазные короткие замыкания на выводах и в обмотках;
- однофазные короткие замыкания на землю и между витками обмотки;
- «пожар стали» сердечника.

К ненормальным режимам относятся:

- перегрузки, вызванные отключением, например, одного из параллельно работающих трансформаторов;
- возникновение токов при внешних коротких замыканиях, представляющих собой опасность в основном из-за теплового действия на обмотки трансформатора. Длительное прохождение тока внешнего короткого замыкания может возникнуть при неотключившемся повреждении на отходящем от трансформатора присоединении;
- недопустимое понижение уровня масла, вызванное низкими температурами и другими причинами.

На трансформаторы устанавливаются следующие виды защиты:

- от короткого замыкания – действует на отключение поврежденного трансформатора и выполняется без выдержки времени (для ограничения размеров повреждения, а также для предотвращения нарушения бесперебойной работы энергосистемы);
- от токов внешних коротких замыканий – предотвращает длительное прохождение токов короткого замыкания при отказе выключателей и защите смежных элементов за счет отключения трансформатора. Защиты от внешних коротких замыканий обычно выполняют токовыми;

- от перегрузок – выполняется с помощью максимального реле тока, поскольку перегрузка обычно является симметричным режимом (равномерно перегружаются все фазы). Перегрузка допустима в течение длительного времени (десятки минут при $I \leq 1,5 I_{\text{ном}}$).

Трансформаторы оснащаются следующими устройствами автоматики:

- АПВ, предназначенные для повторного включения трансформатора после его отключения максимальной токовой защитой. Требования к АПВ и способы его осуществления аналогичны рассмотренным ранее устройствам АПВ линий. Основная особенность заключается в запрещении действия АПВ трансформатора при внутренних повреждениях, которые отключаются газовой защитой (при коротких замыканиях внутри трансформатора из масла выделяется газ);
- АВР трансформатора, предназначенное для автоматического включения секционного выключателя при аварийном отключении одного из работающих трансформаторов;
- устройства, обеспечивающие автоматическое отключение и включение одного из параллельно работающих трансформаторов и предназначенные для уменьшения суммарных потерь электрической энергии в трансформаторах;
- устройства регулирования коэффициента трансформации под нагрузкой для обеспечения требуемого качества электрической энергии у потребителей. Для изменения коэффициента трансформации под нагрузкой трансформаторы оборудуются регулятором переключения отпаек обмотки трансформатора под нагрузкой.

11.6. Рациональное использование и экономия электроэнергии в сетях предприятий

11.6.1. Проблема компенсации реактивной мощности в сетях энергетической системы

Работа ЭМ и ЭА сопровождается потреблением активной P , реактивной Q и полной S мощностей. Мощность P передается от источника электрической энергии к приемнику, где она преобразуется в другие виды энергии (световую, тепловую, механическую и т. д.). В трехфаз-

ных цепях $P = \sqrt{3}U_{\text{л}}I_{\text{a}}$, Вт, где $U_{\text{л}}$ – линейное напряжение; I_{a} – активная составляющая тока.

Мощность Q тратится на создание магнитных полей в электродвигателях, трансформаторах (Тр) и т. д. ($F = BI$). Она пульсирует с двойной частотой между источником и потребителем, не превращаясь в другие виды энергии: $Q = \sqrt{3}U_{\text{л}}I_{\text{p}}$, В·Ар, где I_{p} – реактивная составляющая тока.

Мощность, необходимую для работы электрических приемников при заданных значениях P и Q , называют полной мощностью S . Такой мощностью должен обладать источник электрической энергии: $S = \sqrt{3}U_{\text{л}}I_{\text{л}}$, В·А, где $I_{\text{л}} = \sqrt{I_{\text{a}}^2 + I_{\text{p}}^2}$ – потребляемый ток.

Следовательно, нужно производить P и Q . Дешевле производить Q на электрических станциях. Однако передача Q потребителю увеличивает полный ток $I_{\text{л}}$, протекающий по всем элементам системы электрического снабжения, что вызывает дополнительные потери мощности ($\Delta P_{\text{л}} = I_{\text{л}}^2 r_{\text{л}}$), электрической энергии ($\Delta W_{\text{л}} = I_{\text{л}}^2 r_{\text{л}} t$) и падения напряжения ($\Delta U_{\text{л}} = I_{\text{л}} r_{\text{л}}$) в электрических сетях. Поэтому экономически целесообразно получать от энергосистем малую часть Q , а большую ее часть, учитывая удаленность большинства предприятий от источника электрической энергии, компенсировать устанавливая КРМ в местах ее потребления (в цехах).

На рис. 11.16 представлена схема для компенсации Q (повышения $\cos\phi$), а на рис. 11.17 – векторная диаграмма токов и напряжения.

При КРМ (компенсации реактивной мощности) ток потребителя $I_{\text{п}}$ уменьшается до I , что и приводит к снижению всех видов потерь: $\Delta P_{\text{л}}$, $\Delta W_{\text{л}}$, $\Delta U_{\text{л}}$.

Кроме того:

- при проектировании можно уменьшить сечение токоведущих элементов (экономия цветных металлов, облегчение и удешевление электрических сетей);
- за счет уменьшения $\Delta U_{\text{л}}$ напряжение в конце линии стабилизируется.

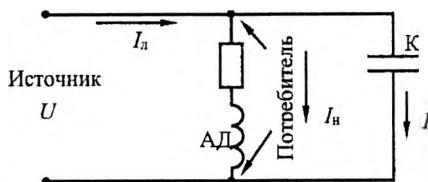


Рис. 11.16. Схема для компенсации Q

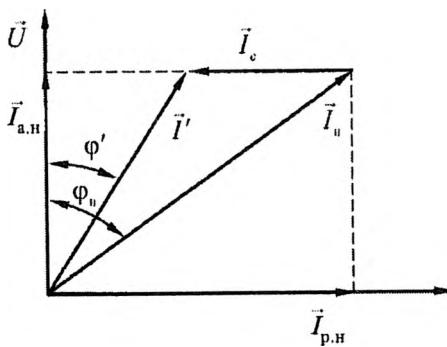


Рис. 11.17. Векторная диаграмма

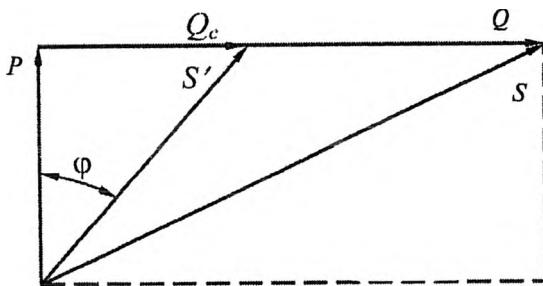


Рис. 11.18. Диаграмма мощностей

Построим диаграмму мощностей, иллюстрирующую эффект компенсации КУ (рис. 11.18).

За счет КРМ происходит уменьшение S :

- разгружаются генераторы электрических станций, и к ним могут быть подключены дополнительные потребители;
- разгружаются Тр;
- достигается экономия ТЭР;
- уменьшается себестоимость 1 кВт·ч электрической энергии.

Таким образом, КРМ – самое эффективное средство уменьшения потерь электрической энергии. По целям и задачам проблема КРМ совпадет с известной проблемой повышения $\cos\varphi = P/S$. В определении $\cos\varphi$ отсутствует реактивная мощность. Кроме того, например,

при небольшом изменении $\cos\phi$ (от 0,93 до 0,95) изменение Q составляет $\sim 30\%$. Поэтому о работе предприятия судят по коэффициенту реактивной мощности ($\operatorname{tg}\phi = Q/P$), а $\operatorname{tg}\phi$ в любой момент времени может быть определен по фазометру или косвенным способом, например двумя трехфазными ваттметрами, измеряющими P и Q .

Вообще в распределительных сетях предусматривается контроль следующих показателей:

- наибольшая реактивная мощность Q_m , потребляемая за полчасовой период в режиме наибольшей активной нагрузки системы;
- реактивная энергия, выданная в сеть энергосистемы за период уменьшения активной нагрузки в ночное время (регистрируют с помощью реактивного счетчика, установленного на границе раздела электрических сетей источника и предприятия).

Для экономического стимулирования предприятий применяют скидки с тарифа на электрическую энергию и надбавки к нему. Скидки и надбавки определяют в зависимости от того, насколько точно предприятие выполняет требования энергосистемы к значению реактивной нагрузки в часы максимума активной нагрузки энергосистемы. Непосредственный показатель — коэффициенты реактивной мощности (экономический (оптимальный) $\operatorname{tg}\phi_3$ и фактический $\operatorname{tg}\phi_m$): $\operatorname{tg}\phi_3 = Q_3/P_{m,3}$; $\operatorname{tg}\phi_m = Q_m/P_{m,3}$, где $P_{m,3}$ — заявленная предприятием мощность в часы максимума; Q_m — фактическая наибольшая полчасовая реактивная мощность в часы максимума; Q_3 — оптимальная реактивная мощность, задаваемая энергосистемой.

Таким образом, при контроле за КРМ выявляют соответствие фактически потребляемой Q_m и заданной реактивной мощности Q_3 .

При проектировании и модернизации предприятий и отдельных цехов и участков ожидаемые максимумы активной P_m и реактивной мощности Q_m , а также другие нагрузки электрических сетей могут быть определены в соответствии с методикой расчета ЭН предприятий.

11.6.2. Практические рекомендации по снижению потребления реактивной мощности в сетях электроэнергетической системы

Долевое участие в общем балансе реактивной мощности асинхронного двигателя составляет 60–70 %, трансформаторов – 20–25 %,

преобразователей и других установок – 10–15 %. На значение $\operatorname{tg}\varphi_m$ влияет:

1) степень загрузки основных потребителей – асинхронного двигателя. При неполной загрузке $\operatorname{tg}\varphi_m$ возрастает, а при холостом ходе он достигает 2,5–9,0. Это происходит потому, что активная мощность изменяется пропорционально загрузке, а реактивная мощность постоянна и пропорциональна току холостого хода. Как показывает опыт, при загрузке асинхронного двигателя до 45 % номинальной мощности замена на асинхронный двигатель меньшей мощности всегда целесообразна;

2) холостой ход электродвигателя. Работа большинства предприятий характеризуется тем, что холостой ход может достигать 50–60 % времени технологического цикла. В этой ситуации целесообразно отключать асинхронные двигатели автоматически. То же относится и к трансформаторам, а кроме того, рекомендуется замена трансформаторов, систематически загруженных менее чем на 30 %;

3) качество ремонта электродвигателя. Если после ремонта воздушный зазор увеличивается более чем на 15 % (проточка ротора, уменьшение числа проводников в пазу и т. д.), использование таких электродвигателей не рекомендуется;

4) рекомендуется заменять асинхронные двигатели синхронными. Последние не потребляют из сети реактивную индуктивную мощность, а работают за счет перевозбуждения. При этом возможна некоторая КРМ.

Для снижения $\operatorname{tg}\varphi_m$ для малозагруженных электродвигателей рекомендуется пересмотреть технологию производства, по возможности увеличив загрузку механизмов за счет повышения скорости вращения.

11.7. Электрические нагрузки в сетях электроэнергетической системы

11.7.1. Классификация

Различают два вида электрических нагрузок (ЭН).

- а) ожидаемые, или расчетные (при проектировании);
б) фактические (при эксплуатации).

Ожидаемая и фактическая ЭН характеризуются:

- 1) активной мощностью P , кВт;
- 2) реактивной мощностью Q , кВ·Ар;
- 3) полной мощностью S , кВ·А;
- 4) током I , А.

Основные соотношения:

$$\left. \begin{aligned} \cos\varphi &= \frac{P}{S}, \quad \operatorname{tg}\varphi = \frac{Q}{P}, \quad S = \sqrt{P^2 + Q^2}; \\ I &= \frac{S}{\sqrt{3}U} \quad \text{или} \quad I \equiv \frac{P}{\sqrt{3}U_h \cos\varphi_h}. \end{aligned} \right\} \quad (11.2)$$

Все величины в (11.2) должны относиться к одному и тому же интервалу времени.

Наиболее часто используемые значения нагрузки:

1) средние за любой период времени (за наиболее загруженную смену, сутки, месяц, год). Все они имеют индекс «с» (P_c , Q_c , S_c , I_c) и определяют выбор трансформаторов;

2) максимальные – обычно получасовой максимум: P_m , Q_m , S_m , I_m . Они определяют выбор сечений токоведущих элементов, средства КРМ, $\operatorname{tg}\varphi_m$;

3) пиковые, или пусковые, – кратковременные нагрузки длительностью несколько секунд: $S_{m,p}$, $I_{m,p}$. Они определяют выбор аппаратуры пуска и защиты.

По фактическим нагрузкам определяют надежность и экономичность работы электроэнергетики, допустимость дальнейшей эксплуатации или замены всех элементов схемы ЭС.

Расчет нагрузок (ожидаемых) является первым и главным этапом проектирования ЭС.

По ожидаемым (расчетным) нагрузкам производится выбор всех элементов схемы электрического снабжения: генераторов собственных электростанций, трансформаторов, токоведущих элементов (кабели, шины), средства КРМ, аппаратуры пуска и защиты.

От точности расчета ЭН зависит надежность ЭС и технико-экономические показатели проектируемой сети. На рис. 11.19 представлен график нагрузки.

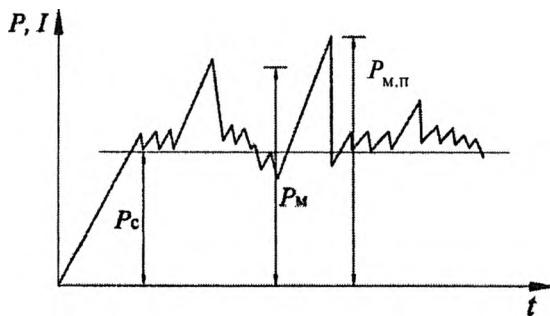


Рис. 11.19. График случайного процесса в реальной нагрузке предприятия: P_c — среднее значение мощности; $P_{m,п}$ — максимальное пиковое значение мощности нагрузки; P_m — получасовой максимум

Для удобства анализа ЭН используются безразмерные коэффициенты.

1. Коэффициент использования активной мощности:

$$K_u = \frac{P_c}{P_y},$$

где P_y — установленная мощность, $P_y = \sum P_n$.

2. Коэффициент спроса активной мощности:

$$K_c = \frac{P_m}{P_y}.$$

3. Коэффициент реактивной мощности:

а) соответствующий средним нагрузкам:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q_c}{P_c},$$

б) соответствующий получасовым максимальным нагрузкам:

$$\operatorname{tg} \varphi' = \frac{Q_m}{P_m}.$$

Эти коэффициенты отнесены к отдельному потребителю электрической энергии (индивидуальные коэффициенты обозначают строчными буквами, групповые – прописными).

11.7.2. Методика расчета ожидаемых электрических нагрузок групп потребителей электроэнергии

Методика справедлива при числе потребителей группы $n > 2$.

Последовательность проведения расчета.

1. Определение установленной активной мощности: $P_y = \sum P_h$.

2. Установление эффективного числа потребителей группы. При числе потребителей $n \leq 10$ или при наличии одного или двух потребителей, резко выделяющихся по мощности, используют формулу

$$n_3 = \frac{(\sum P_h)^2}{\sum P_h^2} = \frac{P_y^2}{\sum P_h^2},$$

при большом числе потребителей ($n > 10$) – формулу

$$n_3 \equiv \frac{2P_y}{P_{h \max}},$$

где $P_{h \max}$ – номинальная (паспортная) мощность наиболее крупного потребителя группы.

3. Определение группового коэффициента использования активной мощности и средней активной нагрузки группы:

$$K_u = \frac{\sum k_u P_h}{\sum P_h},$$

где $\sum k_u P_h = P_c$; $\sum P_h = P_y$. Тогда $P_c = K_u P_y$.

4. Определение $\operatorname{tg}\phi_r$ группы и средней реактивной нагрузки группы:

$$\operatorname{tg}\phi_r = \frac{\sum k_u P_h \operatorname{tg}\phi}{\sum k_u P_h},$$

где $\sum k_u P_h \operatorname{tg}\phi = Q_c$; $\sum k_u P_h = P_c$. Тогда $Q_c = P_c \operatorname{tg}\phi_r$.

5. Определение полной средней нагрузки группы и тока:

$$S_c = \sqrt{P_c^2 + Q_c^2}; \quad I_c = \frac{S_c}{\sqrt{3}U_h}.$$

Таким образом, мы определили средние ожидаемые нагрузки.

6. Установление максимальных получасовых ожидаемых нагрузок.

Ожидаемые максимумы нагрузки отдельного потребителя или двух отдельных потребителей принимаются равными его номинальным мощностям или сумме номинальных мощностей двух потребителей:

а) при числе ЭП в группе более двух расчет получасового максимума активной нагрузки осуществляется по корреляционным уравнениям:

$$\text{при } K_i \leq 0,25 \quad P_m = P_y K_c = P_y \left[K_i + \frac{(0,7K_i + 0,06)\sqrt{a}}{\sqrt{n_3}} \right];$$

$$\text{при } K_i > 0,25 \quad P_m = P_y K_c = P_y \left[K_i + \frac{(0,29 - 0,22K_i)\sqrt{a}}{\sqrt{n_3}} \right],$$

где K_c – коэффициент спроса; a – коэффициент, значения которого зависят от полной средней мощности группы за наиболее загруженную смену S_{cm} :

S_{cm} , кВ·А	< 50	≥ 50	≥ 110	≥ 145
a	1	2	3	4

б) определяется ожидаемый получасовой максимум реактивной нагрузки, соответствующий расчетному максимуму активной нагрузки группы:

при $n_3 \leq 10 \quad Q_m = P_m \operatorname{tg}\varphi_r'$, где $\operatorname{tg}\varphi_r'$ – групповой коэффициент реактивной мощности,

$$\operatorname{tg}\varphi_r' = \frac{\sum k_c P_h \operatorname{tg}\varphi'}{\sum k_c P_h} = \frac{Q_m}{P_m} \Rightarrow Q_m = P_m \operatorname{tg}\varphi_r';$$

при $n_3 \geq 10, K_i \leq 0,2 \quad Q_m \approx 1,1 Q_{cm} = 1,1 \sum k_i P_h \operatorname{tg}\varphi$, где Q_{cm} – средняя реактивная мощность группы за наиболее загруженную смену;

в) расчетная полная мощность группы ЭП с учетом индивидуальных или групповых средств компенсации реактивной мощности устанавливается по формуле $S_m = \sqrt{P_m^2 + (Q_m - Q_k)^2}$, где Q_k – мощность конденсаторов, установленных в группе (см. раздел 11.7.3);

г) определяется расчетный ток, по которому выбирается сечение проводов и кабелей:

$$I_m = \frac{S_m}{\sqrt{3}U_h},$$

где U_h обычно 0,38 кВ (380 В).

Сечение выбирается из условия $I_m \leq I_{dd}$, где I_{dd} – длительно допустимый ток для стандартного сечения: 0,5; 0,75; 1,0; 1,5; 2,5; ...; 35; 50;

7. Определение пиковой, или пусковой, нагрузки:

$$I_{m,p} = I_m + i_{p\max} - k_i i_n, \quad (11.3)$$

где $i_{p\max}$ – наибольший из пусковых токов двигателей в группе (по паспорту); I_m – получасовой ожидаемый максимум тока в группе; i_n – номинальный (приведенный к ПВ = 1) ток двигателя с наибольшим пусковым током; k_i – индивидуальный коэффициент использования активной мощности двигателя.

Соотношение (11.3) соответствует тому, что все ПЭ группы работают с максимальной нагрузкой и самый мощный двигатель находится в режиме пуска.

По $I_{m,p}$ выбирают аппаратуру защиты группы.

11.7.3. Расчет индивидуальных и групповых средств компенсации реактивной мощности

Наилучшие технико-экономические показатели достигаются при размещении конденсаторов и других средств КРМ непосредственно в цехах. При этом снижаются все виды потерь, стабилизируется напряжение в сети, повышается пропускная способность сети, экономятся топливно-энергетические ресурсы. Потери составляют 9–12 % вырабатываемой энергии.

Рациональная КРМ обеспечивается при разумном сочетании групповых (подключенных к групповому щиту) и индивидуальных (уста-

навливаемых непосредственно у двигателей) ИРМ. Выбор мощности групповых и индивидуальных ИРМ при проектировании и эксплуатации осуществляется таким образом, чтобы не допускалась перекомпенсация. При ней происходит «опрокидывание» АД.

Реактивная мощность колеблется между потребителем и электрической станцией с двойной частотой. Она идет на создание электрических полей конденсаторов и магнитных полей катушек.

1. Индивидуальная компенсация целесообразна для мощных двигателей (> 40 кВт) длительного режима работы:

$$q_k \leq 1, lq_0 = 1,1 \frac{2,22 - 2,12 \cos \varphi_h}{\eta_h} p_h, \quad (11.4)$$

где q_0 — реактивная мощность холостого хода АД; p_h , $\cos \varphi_h$, η_h — паспортные данные АД.

При $q_k < 13$ кВ·Ар конденсаторы не ставят.

2. Групповые средства КРМ:

- нерегулируемые — КУ подключается к ГРЩ. На КУ устанавливается магнитный пускатель и включение производится, когда работает большинство ЭД. Используется при $Q_m < 75$ кВ·Ар:

$$Q_k \leq 2Q_{c,r} - Q_{m,r} \quad (11.5)$$

где $(2Q_{c,r} - Q_{m,r})$ — наиболее вероятный минимум реактивной нагрузки, определяемый статистически; $Q_{c,r}$ — средняя реактивная мощность группы потребителей за максимальную загруженную смену; $Q_{m,r}$ — получасовой максимум реактивной нагрузки группы;

с автоматическим регулированием (АКРМ):

$$Q_k \leq Q_{m,r} \text{ при } Q_m \geq 75 \text{ кВ·Ар.} \quad (11.6)$$

Рассчитав по формулам (11.4)–(11.6), выбирают ближайшее меньшее стандартное значение мощности конденсатора.

11.7.4. Выбор мощности и место расположения трансформаторной подстанции

Мощность нагрузки трансформаторной подстанции

$$S_h > S = \sqrt{\left(\sum P_c + \sum P_o\right)^2 + \left(\sum Q_c - \sum Q_k\right)^2},$$

где $P_o \approx 0,08 P_y$ — мощность осветительных установок (P_y — для цеха, участка и т. д.).

Шкала номинальных мощностей распределительных трансформаторов: 100; 250; 400; 630; 750; 1000 кВ·А.

Надежнее устанавливать два трансформатора.

От места расположения ТП зависит конфигурация сетей, их длина, а также расход цветных металлов и потери.

Наиболее выгодным местом размещения ТП является центр электрических нагрузок (ЦЭН), подключенных к подстанции потребителей (рис. 11.20).

Если координаты x, y расположены близко к цеху, то нужно ставить ТП вплотную к стене:

$$\left. \begin{aligned} x_{\text{тп}} &= \frac{\sum P_{c_i} x_i T_i}{\sum P_{c_i} T_i}; \\ y_{\text{тп}} &= \frac{\sum P_{c_i} y_i T_i}{\sum P_{c_i} T_i}, \\ i &= 1, 2, 3, 4, \end{aligned} \right\}$$

где T_i – сменность работы i -го объекта (1, 2, 3); x_i, y_i – известные координаты объектов; P_{ci} – средние активные нагрузки.

Основные обязанности энергетических служб:

1) обеспечить надежную, экономичную и безопасную эксплуатацию электроустановок, а также бесперебойную подачу электроэнергии для нужд производства и быта;

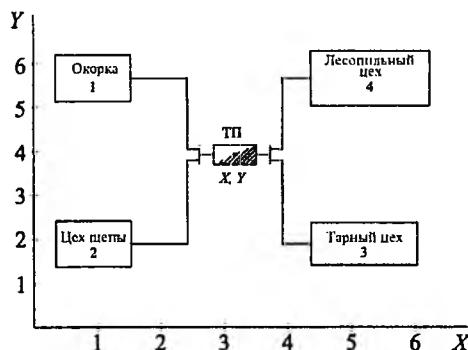


Рис. 11.20. Расположение ТП в центре электрических нагрузок

2) выполнять требования энергосистемы и их правил:

- пользования электрической и тепловой энергии;
- устройства электроустановок и ТБ;
- технической эксплуатации электроустановок;

3) разрабатывать и осуществлять комплексные мероприятия по снижению потерь и экономии топливно-энергетических ресурсов, КРМ, по внедрению прогрессивных удельных норм расхода топливно-энергетических ресурсов на единицу выпускаемой продукции;

4) поддерживать режим нагрузки, установленный предприятию энергосистемой.

11.7.5. Тарифы на электрическую энергию.

Надбавки и скидки к тарифу

Для малых предприятий с присоединенной мощностью $S < 750 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ применяется одноставочный тариф с платой за каждый 1 $\text{kVt}\cdot\text{ч}$ активной мощности W_{Ai} , израсходованной на производственные нужды, для средних и крупных предприятий ($S > 750 \text{ кВ}\cdot\text{А}$) – двухстavочный тариф. Основной ставкой предусмотрена плата за каждый киловатт $P_{m,zi}$ ($P_{m,zi}$ – заявленная мощность предприятия за i -й расчетный период). С учетом этого общая плата за электрическую энергию составляет

$$\Pi_3 = \Pi_o + \Pi_d = \underbrace{\sum \left(P_{m,zi} \frac{C_p}{n_i} \right)}_{\Pi_{\text{осн}}} + \underbrace{\sum W_{Ai} C_W}_{\Pi_{\text{доп}}},$$

где Π_o – основная плата; $\Pi_{\text{доп}}$ – дополнительная плата, W_{Ai} – расход электроэнергии за i -й расчетный период, $\text{kVt}\cdot\text{ч}$; C_p – стоимость 1 kVt заявленной мощности в год, руб. (зависит от стоимости энергии в данной системе); $n_i = 4$ (квартал) или 12 (год) – число внутригодовых расчетных интервалов времени.

Надбавки к тарифу взимаются:

при превышении установленного лимита расхода электрической энергии за i -й период в пятикратном размере за разность ($W_{A\Phi i} - W_{A3i}$) 5, где $W_{A\Phi i}$ – расход электроэнергии фактический; W_{A3i} – расход электроэнергии заявленный;

превышении $P_{\text{м.з}i}$ — в десятикратном размере за разность ($P_{\text{м.фи}} - P_{\text{м.з}i}$)10, где $P_{\text{м.фи}}$ — фактическая мощность за i -й расчетный период; снижении показателей качества электрической энергии в размере 25 % всей электрической энергии пониженного качества: $0,25W_{\text{Ап.к}}C_W$, где $W_{\text{Ап.к}}$ — электроэнергия пониженного качества;

невыполнении требований по КРМ (по специальным формулам и таблицам).

Скидка предоставляется предприятиям, полностью выполнившим требования по КРМ.

С учетом изложенного формула эксплуатационных затрат на электрическую энергию примет вид

$$\mathcal{E}_{\text{ЭН}} = \sum \left(P_{\text{м.з}i} \frac{C_p}{n_i} \right) + \sum (W_{Ai} C_W) + \text{Шт} - \text{Ск}, \quad (11.7)$$

где Шт — штрафы за превышение установленных планов расхода электроэнергии и заявленной мощности предприятия; Ск — скидки.

Из выражения (11.7) следует, что нужно уменьшать $P_{\text{м.з}i}$, W_{Ai} , штрафы сводить к нулю (Шт = 0), а скидки увеличивать.

11.7.6. Способы снижения эксплуатационных затрат на электрическую энергию

На крупных предприятиях плата за электрическую энергию составляет миллионы рублей.

В результате анализа выражения (11.7) выделены следующие способы снижения эксплуатационных затрат:

- снижение фактического значения $P_{\text{м.фи}}$ — добиваются уменьшения $P_{\text{м.з}i}$ и, следовательно, основной платы за электрическую энергию;
- осуществление комплекса мероприятий по рациональному использованию электроэнергии, снижение потерь и экономии электрической энергии — добиваются уменьшения фактического расхода $W_{\text{Афи}}$ и, следовательно, дополнительной платы;
- полное выполнение требований Ростехнадзора — добиваются отсутствия штрафов (Шт = 0);
- получение наибольшей скидки за КРМ;
- четкое прогнозирование и планирование изменения энергетических показателей на перспективу;

$W_{\text{АФ}}$, $P_{\text{м.фи}}$ – для обоснования лимитов;

$Q_{\text{м.фи}}$, $Q_{\text{с.фи}}$ – для выполнения требований по КРМ;

е) отключение в часы пик энергоемких потребителей;

ж) перевод энергоемких цехов на работу вне часов пик.

Остановимся еще на одном важном аспекте, вытекающем из пункта «г».

11.7.7. Энергосбережение и проблемы компенсации реактивной мощности

По целям и задачам проблема КРМ совпадает с ранее рассмотренной проблемой увеличения cosφ.

Почему не используют cosφ?

1. В $\cos\phi = \frac{P}{S}$ отсутствует реактивная мощность.

2. Например, в диапазоне $\cos\phi = 0,93–0,95$ разница мала, а изменение Q составляет ~ 30 %.

Поэтому перешли на $\operatorname{tg}\phi = \frac{Q}{P}$.

Иногда задают $Q_{\text{м.з}}$ – экономически целесообразную величину реактивной мощности: $Q_{\text{м.з}} = P_{\text{м.зи}} \operatorname{tg}\phi_z$.

КРМ – самое эффективное средство уменьшения потерь электрической энергии и одно из средств регулирования и стабилизации напряжения. Например, потери в НВ сетях в Крестецком ЛПХ 17 %, Тавдинского фанерного комбината – 13 %.

Активная мощность P преобразуется в другие виды энергии, на электрическую станцию она обратно не поступает.

Реактивная мощность Q пульсирует с двойной частотой между источником и потребителем. Она нужна для создания электромагнитных полей АД, трансформаторов и т. д.

Следовательно, необходимо производить P и Q . Дешевле всего вырабатывать Q на электрических станциях. Однако передача реактивной мощности потребителю увеличивает полный ток, протекающий по всем элементам системы электроснабжения, что вызывает дополнительные потери активной мощности, электрической энергии и падения напряжения в электрических сетях. Поэтому экономически целесо-

образно получать от энергосистем малую часть реактивной мощности, а большую ее часть, учитывая удаленность большинства предприятий от источников электрической энергии, компенсировать, устанавливая КРМ в местах ее потребления (в цехах).

Работа при $Q > P$ свидетельствует о повышенной значимости проблемы КРМ для предприятий.

Уровень КРМ определяется так:

$$K = \frac{\sum Q_k}{\sum P_{\text{эл.ст}}},$$

где $\sum Q_k$ – суммарная мощность компенсирующих устройств; $\sum P_{\text{эл.ст}}$ – суммарная мощность, генерируемая электростанциями.

Например, в нашей стране $K \approx 0,4$, в Англии – $\approx 0,6$, в Японии – $0,8$, в США $K \approx 1,1$.

В США каждый ЭД снабжен КУ и схемой автоматического регулирования емкости. Стоимость этой АКРМ ~ 70 % стоимости ЭД, но эти затраты окупаются в процессе эксплуатации ЭД.

11.7.8. Контроль за компенсацией реактивной мощности

Малым предприятиям ($S < 750 \text{ кВ}\cdot\text{А}$) энергосистемой устанавливается суммарная экономически целесообразная мощность конденсаторов $Q_{k,3}$ и суточный график их включения и отключения. Надбавки и скидки к тарифу за КРМ взимаются в зависимости от отношения

$$N = \frac{Q_{k,\Phi}}{Q_{k,3}} \cdot 100 \%,$$

При нарушении графика «Включение-отключение» взимается надбавка в размере 50 % за квартал, в котором отмечено нарушение.

Для предприятий $S > 750 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ энергосистемой задаются два оптимальных значения реактивной мощности – $Q_{m,3}$ и $Q_{c,3}$: $Q_{m,3}$ – максимальное из получасовых значений реактивной мощности, передаваемой энергосистемой в часы пик на предприятие; $Q_{c,3}$ – средняя реактивная мощность в ночные часы, передаваемая энергосистемой в сеть предприятия или рекуперируемая в энергосистему.

Надбавки и скидки вычисляют по формулам

$$H_{d1} = 30 \frac{Q_{m.\phi} - Q_{m.\varepsilon}}{P_{m.\phi}}, \%; \quad (11.8)$$

$$H_{d2}(C_k) = 20 \frac{Q_{cp} - Q_{c.\varepsilon}}{P_{m.\phi}} - 2 \%, \quad (11.9)$$

где $Q_{m.\phi}$ – фактически наибольший получасовой максимум на предприятии; $Q_{c.\phi}$ – фактически наибольший получасовой максимум в ночное время.

В формуле (11.8) если $Q_{m.\phi} \leq Q_{m.\varepsilon}$, то $H_{d1} = 0$, что может быть обеспечено только при достаточной мощности средств КРМ на предприятии.

Из формулы (11.9) следует, что наибольшую скидку в размере 2 % можно получить при условии $Q_{c.\phi} \approx Q_{c.\varepsilon}$.

11.7.9. Методика расчета мощности и рационального размещения средств компенсации реактивной мощности на предприятии

Расчет мощности и рациональное размещение средств компенсации реактивной мощности:

1. Определение суммарной мощности средств КРМ. Из формулы (11.8) следует, что $H_{d1} = 0$ при $Q_{m.\phi} = Q_{m.\varepsilon}$. При недостаточной степени компенсации недостающую мощность ИРМ можно определить из выражения $\sum Q_k = Q_{m.\phi} - Q_{m.\varepsilon}$.

Эту мощность нужно распределить по ТП, цехам, энергоемким потребителям. Наибольший эффект достигается при установке КУ на каждый ЭД, что дорого. Требуется разумное сочетание групповой и индивидуальной КРМ. Критерием должна быть технико-экономическая эффективность:

- а) уменьшение потерь в сетях и трансформаторах;
- б) стабилизация напряжения.

Проблему стабилизации напряжения следует рассмотреть более подробно. Например, на трансформаторе напряжение может быть

занесено и равно 420 В, а у потребителя — 395 В. Это плохо, так как $Q = U^2/X$, поэтому потребуются дополнительные затраты на КРМ.

Чаще наблюдается пониженное напряжение на удаленных ЭД. Они должны обеспечивать $P_{\text{ном}}$, но для этого при пониженном напряжении увеличивают ток. Тогда повышаются потери. Поэтому у ЭД $P_h > 40$ кВт нужно устанавливать КРМ. После определения всех групповых и индивидуальных средств КРМ необходим обратный пересчет на суммарную мощность Q_k . Должно быть совпадение с точностью до 10 кВ·Ар. Перекомпенсация вредна. Во-первых, это увеличивает напряжение, в результате увеличивается Q ($Q \equiv U^2$). Во-вторых, в АД при перекомпенсации уменьшается M_{\max} и его может заклинить.

2. Определение суммарной мощности КУ, намечаемых к установке у потребителей каждой ТП. При питании нескольких объектов от ТП выбор мощности КУ, устанавливаемых на каждом объекте, целесообразно осуществлять прямо пропорционально моменту их средних реактивных нагрузок:

$$Q_{kj} = Q_{k\text{ТП}} \frac{Q_{cj} l_j}{\sum(Q_{cj} l_j)}, \quad (11.10)$$

или

$$Q_{kj} = Q_{k\text{ТП}} \frac{Q_{cj} r_{sj}}{\sum(Q_{cj} r_{sj})}, \quad (11.11)$$

где l_j и r_{sj} — длина и эквивалентное сопротивление j -го участка сети, соединяющего j -й объект с ТП; Q_{cj} — средняя нагрузка j -го потребителя за наиболее загруженную смену (определяется расчетным путем либо по показаниям реактивного счетчика); $Q_{k\text{ТП}}$ — суммарная мощность КУ данной j -й ТП.

В формулах (11.10) и (11.11) учитываются l_j и r_{sj} , т. е. устраняется просадка напряжения на удаленных объектах. Во избежание недокомпенсации на одних ТП и перекомпенсации на других следует выбирать $Q_{k\text{ТП}}$ прямо пропорциональной суммарной средней реактивной нагрузке ТП:

$$Q_{k\text{TP}} = \sum Q_k \frac{Q_{c\text{TP}}}{\sum Q_{c\text{предпр}}},$$

где $\sum Q_k$ – суммарная мощность средств КРМ предприятия; $Q_{c\text{TP}}$ – суммарная средняя реактивная нагрузка ТП (по счетчику); $\sum Q_{c\text{предпр}}$ – суммарная средняя реактивная нагрузка предприятия.

11.7.10. Выбор типа установки компенсации реактивной мощности

При анализе экспериментальных данных, полученных при обследовании фактических электрических нагрузок электроемкого технологического оборудования, степени компенсации реактивной мощности ряда комбинатов выявлены значительные колебания их активных и реактивных нагрузок. При снижении нагрузок вырабатываемая мощность компенсирующих устройств будет передаваться от электроприемников в энергосистему. Поэтому необходимо иметь компенсирующие устройства с регулированием их реактивной мощности в зависимости от характера графика нагрузок.

В ряде стран разработаны устройства параллельной компенсации, регулирующие непосредственно значение и направление реактивной мощности. Одним из наиболее распространенных устройств для многоступенчатого регулирования мощности на лесопромышленных предприятиях является устройство АРКОн. В устройстве предусмотрено регулирование по напряжению или по напряжению и реактивной мощности (реактивному току). Максимальное число ступеней при регулировании устройством АРКОн – 15.

Кроме регуляторов релейного типа в ряде стран разработаны и серийно изготавливаются электронные регуляторы реактивной мощности, например типа М-539 (Германия).

Выбор принципиальной схемы установки автоматической компенсации реактивной мощности. Структурная схема установки автоматической компенсации реактивной мощности (УАКРМ) для предприятий представлена на рис. 11.21.

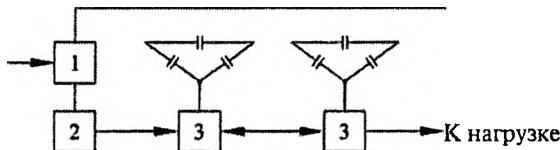


Рис. 11.21. Структурная схема УАКРМ

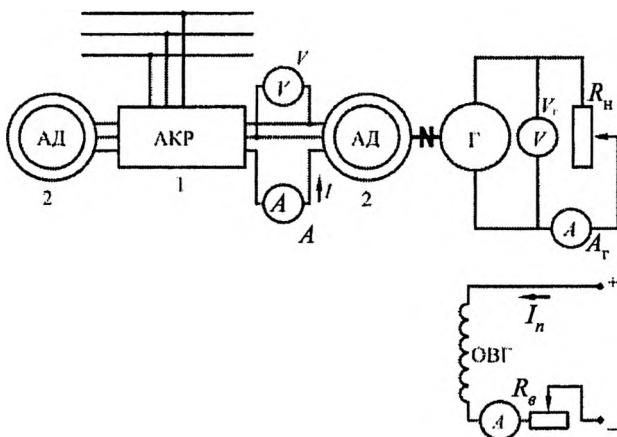


Рис. 11.22. Схема лабораторной установки

Установка состоит из датчика 1 и блока управления 2, обрабатывающего сигнал на коммутирующую аппаратуру 3. Датчиком 1, регистрирующим изменения режимов реактивной нагрузки потребления, является серийно выпускаемый варметр Д390 с электронным блоком трехпозиционного регулирования П1730. Блок управления 2 собран на релейно-контактной аппаратуре. В качестве исполнительных органов 3, включающих в себя силовые конденсаторы, выступают магнитные пускатели.

Схема установки для лабораторных исследований компенсации реактивной мощности представлена на рис. 11.22.

Один из асинхронных двигателей (АД1) работает на холостом ходу, второй (АД2) имеет на своем валу генератор постоянного тока в качестве регулятора нагрузки. В схему подключения генератора введены

измерительные приборы для оценки I , I_b , V_r . Обмотки обоих двигателей соединены в треугольник.

Устройство автоматической компенсации реактивной мощности (АКРМ). Для компенсации переменного характера реактивной (индуктивной) мощности, потребляемой силовой нагрузкой (АД, трансформатор и т. п.) в целях повышения коэффициента мощности до значения $\cos\varphi = 1$, а следовательно, и для максимальной экономии электрической энергии и стабилизации номинального напряжения сети разработана установка АКРМ. Опыт внедрения установок АКРМ показал, что они обеспечивают экономию электрической энергии до 30 %, стабилизируют напряжение, повышают производительность работы технологического оборудования, улучшают качество и снижают себестоимость выпускаемой продукции.

Схема установки АКРМ представлена на рис. 11.23. Она включает в себя три ступени автоматического регулирования конденсаторных батарей. Автоматическое управление конденсаторами осуществляется следующими устройствами:

- два реле времени — 1РВ и 2РВ (типа ВС-10-3);
- узкопрофильный варметр Д390К;
- блок трехпозиционного регулирования П1730;
- вспомогательное длительное устройство Р390;
- три промежуточных реле — 1РП, 2РП, 3РП (типа ПМЕ-071);
- два трансформатора тока 1ТТ, 2ТТ;
- схема управления устройства АКРМ;
- нагрузка, представленная АД.

При выходе реактивной мощности нагрузки на максимально допустимое значение, установленное на датчик реактивной мощности (варметр Д390К), на шкале появляется красный сигнал. При этом фоторезистор датчика, расположенный на красной ленте, засвечивается фотолучом. Сопротивление фоторезистора меняется. В результате происходит срабатывание выходного реле 1Р блока трехпозиционного регулирования П1730. Замкнувшийся контакт 1Р1 реле 1Р включает реле времени 1РВ. После заданной выдержки времени Δt_1 замыкается контакт 1РВ1. Затем возбуждается промежуточное реле К1 (с помощью контакта 1РП1).

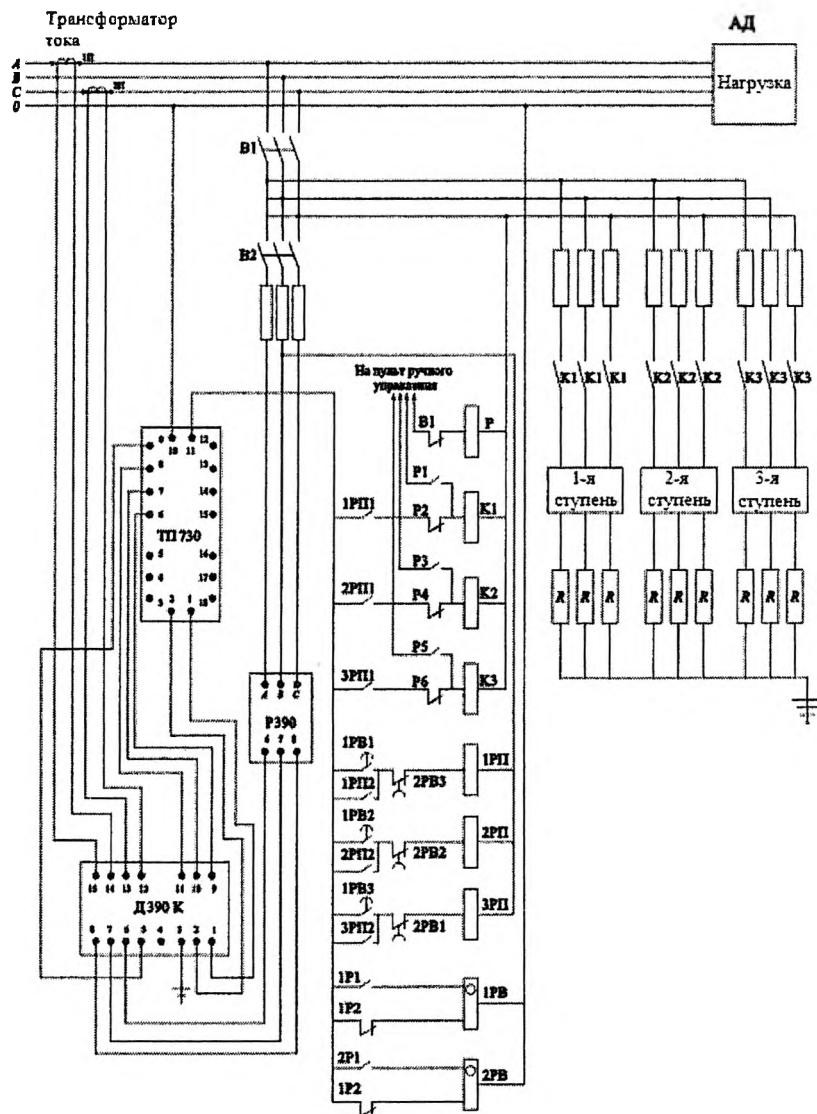


Рис. 11.23. Принципиальная схема установки АКРМ

Контактор замыкает контакты К1 и тем самым включает первую ступень силовой конденсаторной установки. Если реактивная мощность первой ступени конденсаторной установки оказалась недостаточной для оптимизации режима (это видно по тому, что продолжает гореть красный сигнал варметра), то контакт 1Р1 выходного реле блока П1730 остается замкнутым. Тогда через заданный интервал времени Δt_2 реле времени замыкает контакт 1РВ2. При этом возбуждается промежуточное реле 2РП и включает питание катушки К2, замыкаются контакты К2 и включают вторую ступень конденсаторной установки. Если включенная мощность первой и второй ступеней оказалась недостаточной, то реле времени 1РВ остается возбужденным ввиду замкнутого контакта 1Р1. В результате через заданный интервал времени Δt_3 реле времени 1РВ замыкает свой контакт 1РВ3. Затем возбуждается промежуточное реле 3РП и включает питание контактора К3, который подключает третью ступень конденсаторной установки. При этом мощность включенных конденсаторов максимальна и реле 1Р размыкает свой контакт 1Р1. Поэтому реактивная мощность нагрузки находится в оптимальных пределах.

Реле (Р) служит для дистанционного переключения контакторов К1–К3 из автоматического режима в ручной. При снижении активной нагрузки уменьшается и потребляемая реактивная мощность. В результате может наступить перекомпенсация, которая вызовет дополнительные потери энергии. При этом измерительный механизм варметра отклоняется в противоположную сторону, и на его шкале появляется зеленый луч. Фоторезистор датчика, расположенный на зеленой ленте, засвечивается фотолучом. Сопротивление фоторезистора изменяется, и в результате происходит срабатывание выходного реле 2Р блока П1730.

Замкнувшийся контакт реле 2Р1 включает реле времени 2РВ. Через заданный интервал времени Δt_4 размыкается нормально замкнутый контакт 2РВ1 реле времени 2РВ и отключает питание промежуточного реле 3РП. Его контакты 3РП1 размыкаются и отключают питание К3, а следовательно, и третью ступень конденсаторной установки (батареи). Если этого недостаточно для оптимизации режима реактивной мощности, то контакт 2Р1 остается замкнутым, и, чтобы реактивная нагрузка уменьшилась до минимального значения, аналогичным образом, при помощи реле 2РВ через интервалы времени Δt_5 и Δt_6 , отключаются контакторы К2 и К1.

12. ОРГАНИЗАЦИЯ МОНТАЖА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

12.1. Общие принципы проведения электромонтажных работ

Электромонтажные работы являются частью комплекса строительных работ и выполняются согласно договору строительного подряда (контракта), в соответствии с которым подрядчик обязуется в установленный срок выполнить работы, а заказчик – создать подрядчику необходимые условия для выполнения работ, принять их результат и оплатить выполненные работы.

Заказчиками выступают юридические лица (предприятия, организации), имеющие финансовые средства (инвесторы). Финансирование электромонтажных работ осуществляется за счет раздела капитальных вложений, предусмотренного для нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения объектов электроэнергетики.

Подрядчиками при проведении электромонтажных работ выступают, как правило, электромонтажные организации, независимо от форм собственности зарегистрированные в установленном порядке в налоговых органах и имеющие лицензию и другие документы, подтверждающие легитимность организации и гарантии качества на выполнение электромонтажных работ. При больших объемах электромонтажных работ и нескольких претендентах на их выполнение заказчик организовывает конкурсные тендерные торги.

Лицензирование деятельности электромонтажных организаций осуществляется в целях защиты прав и интересов потребителей строительно-монтажной продукции. Гарантии и сроки предъявления заказчиком претензий к подрядчику определяются в договоре подряда и по электромонтажным работам составляют, как правило, 1–2 года.

Договор подряда является основным правовым документом, регламентирующим взаимоотношения заказчика и подрядчика. Такой договор иногда заключается на выполнение работ «под ключ». Здесь подразумевается выполнение полного инвестиционного цикла, включающего в себя проектирование, строительные, электромонтажные, пусконаладочные работы и сдачу объекта в эксплуатацию.



Рис. 12.1. Основные этапы проведения электромонтажных работ

Для выполнения комплекса или отдельных видов работ, например пусконаладочных, подрядчик может привлекать другие организации — субподрядчиков. При этом подрядчик выступает уже в роли генерального подрядчика. Основные этапы выполнения электромонтажных работ представлены на рис. 12.1.

Подготовка к проведению электромонтажных работ, в частности приемка строительной части объекта под монтаж оборудования, ответственность перед заказчиком за выполнение всех видов работ в сроки, предусмотренные договором, и надлежащего качества возлагаются на генерального подрядчика.

В соответствии с проектно-сметной документацией и договорной ценой, определяющими объем, содержание и стоимость работ, подрядчик планирует и осуществляет работы. Проектная документация должна соответствовать требованиям нормативных документов, регламентирующих электромонтажные работы:

строительным нормам и правилам (СНиП);

государственным стандартам (ГОСТам) в области строительства; ПУЭ; правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭ ЭП).

Кроме того, в обязанности подрядчика входит соблюдение природоохранного законодательства и организация охраны труда при выполнении работ.

В ходе выполнения работ заказчик и подрядчик вправе по согласованию с проектной организацией вносить изменения в техническую документацию при неизменности характера предусмотренных договором подряда работ, а также выделять пусковой комплекс из всего проектного объема работ.

Обязанности и ответственность по обеспечению электромонтажных работ комплектами оборудования, материалами и конструкциями несет, как правило, подрядчик. Для этого подрядчик получает от проектной организации расчеты (спецификации) о потребности основных видов оборудования, материалов, конструкций.

Для проверки качества поставляемого на монтажную площадку оборудования подрядчик осуществляет входной контроль, оформляет акты приемки оборудования в монтаж или предъявляет претензии к поставщикам при нарушении требований к качеству оборудования, его повреждении при транспортировке.

В ходе выполнения электромонтажных работ заказчик осуществляет технический надзор за качеством работ, соблюдением сроков их выполнения, качеством поставляемого оборудования, его испытаниями при проведении пусконаладочных работ. Технический надзор может выполняться с привлечением проектной организации (авторский надзор).

При большом объеме работ надзор ведется по отдельным разделам проекта: строительные, электромонтажные, сантехнические, пусконаладочные и другие работы.

После выполнения заказчиком и подрядчиком всех обязательств по договору осуществляется приемка выполненных работ. В договоре подряда предусматриваются сроки уведомления подрядчиком заказчика о готовности объекта к приемке, сроки проведения приемки и сроки устранения замечаний, выявленных при приемке выполненных

работ. Приемка крупных объектов осуществляется рабочей и государственной приемочными комиссиями с подписанием актов соответствующей стандартной формы (КС-11 и КС-14), при небольших объемах работ (замена выключателей, трансформаторов небольшой мощности при сохранении существующих фундаментов) – одной приемочной комиссией. С момента приемки объекта по акту заказчик вступает в полное владение и распоряжение объектом.

12.2. Организация электромонтажных работ

Организация электромонтажных работ возлагается на подрядчика и состоит из трех основных этапов.

На первом, инженерно-техническом этапе производится приемка, проверка и изучение проектно-сметной документации; в проектной документации должен быть предусмотрен проект организации строительства (ПОС), на основе которого электромонтажной организацией разрабатывается проект производства электромонтажных работ (ППЭР).

На втором, организационном этапе выполняется приемка от строителей под монтаж оборудования зданий, сооружений, фундаментов, проемов и ниш в конструкциях зданий и сооружений; контролируется установка закладных деталей, проверяется наличие предусмотренных проектом стационарных кран-балок, монтажных тележек и талей.

На третьем, материально-техническом этапе осуществляется обеспечение и комплектация электромонтажных работ оборудованием, материалами, изделиями, монтажными заготовками; на этом же этапе выполняется оснащение монтажных работ механизмами, инструментами, инвентарем и средствами безопасного труда.

Важным моментом организации электромонтажных работ на сложных объектах, требующих определенной очередности выполнения строительных и электромонтажных работ, является составление ППЭР. Этот проект обязательно разрабатывается для выполнения электромонтажных работ, сопровождающихся сложными такелажными работами с применением механизмов (автокраны, автогидравлика), верхолазных работ, а также работ, выполняемых в действующих электроустановках, например, при реконструкции существующих подстанций.

ППЭР разрабатывается специальными группами подготовки производства монтажных организаций и утверждается ее техническим руководителем (главным инженером). ППЭР должен быть согласован с заказчиком или техническим руководителем эксплуатирующей организации.

Исходными данными для разработки ППЭР служат: рабочие чертежи и сметы проектной документации объекта; данные о поставке оборудования и материалов, наличии машин и механизмов; действующие нормативные документы, монтажные инструкции, отраслевые правила по охране труда; сроки возможного отключения действующих электроустановок при реконструкции и техническом перевооружении объектов.

Содержание ППЭР состоит из трех разделов. В первый раздел входят пояснительная записка, содержащая общие сведения об объекте, организационную структуру монтажа, ситуационный план, совмещенный со схемой электроснабжения, план расположения оборудования, технико-экономические показатели объекта.

В втором разделе ППЭР приводятся наиболее эффективные методы организации и технология выполнения электромонтажных работ. Здесь указываются технологические приемы выполнения трудоемких операций, их механизации, предложения по совмещению монтажных и наладочных работ, указания по охране труда, приводятся графики производства работ.

В третий раздел ППЭР входят задания непосредственно для электромонтажного персонала с указанием ответственных инженерно-технических работников по этапам работ, ведомости узлов, блоков и конструкций, подлежащих сборке, необходимые чертежи или ссылки на типовые альбомы, ведомости закладных деталей, их эскизы и места установки, спецификации на оборудование и материалы для производства работ.

12.3. Планирование электромонтажных работ

Планирование является одной из главных функций управления процессом производства строительных работ, в том числе и электромонтажных. Одна из задач планирования — нахождение вариантов

рациональной взаимосвязи этапов производства электромонтажных работ. Важным моментом планирования является взаимная увязка работ во времени при условии непрерывности их выполнения, особенно при производстве работ в действующих электроустановках.

Наиболее простая форма планирования работ – составление календарного плана-графика работ, представляющего собой документ, регламентирующий поставку во времени оборудования и комплектующих изделий, потребность в механизмах, машинах, трудовых и энергетических ресурсах, распределение капитальных вложений и объемов электромонтажных работ.

Линейные календарные графики работ консервативны в своем исполнении и отражают только одну возможную ситуацию хода работ. При возникающих отклонениях во времени и во взаимосвязи по факторам производства эта модель должна быть скорректирована или построена заново.

При планировании электромонтажных работ используются сетевые модели, основными элементами которых являются сетевые графики. Разработка сетевого графика начинается с установления перечня работ, которые необходимо выполнить, определения их продолжительности, рациональной технологической последовательности и взаимосвязей между ними.

Основные составляющие сетевого графика – события и работы. Каждая работа, отраженная в графике, имеет свою продолжительность: детерминированную, устанавливаемую нормативами времени, или вероятностную, устанавливаемую, например, на основе статистических данных.

Работа может быть фиктивной, не требующей временных затрат, но указывающей на возможность начала данной работы только после завершения другой (установка трансформатора возможна только после затвердевания железобетонного фундамента).

Событие представляет собой завершение одной или нескольких работ, создающих возможность для начала других работ. На сетевом графике (рис. 12.2) события изображают кружком, разделенным на секторы. В верхнем секторе указывается номер события, в левом – ранний из возможных сроков совершения события, в правом – поздний из допустимых сроков совершения события.

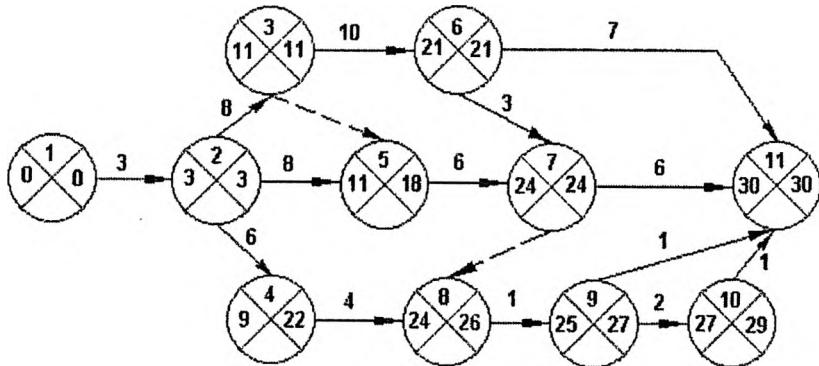


Рис. 12.2. Сетевой график монтажа подстанции 10/0,4 кВ:

1–2 – монтаж освещения подстанции ($t = 3$ дня); 2–3 – монтаж щитов (распределительных, управления, учета, 8 дней); 2–4 – ревизия, монтаж и наладка силовых трансформаторов (6 дней); 2–5 – монтаж РУ 10 кВ (8 дней); 3–5 – фиктивная работа; 3–6 – прокладка контрольных кабелей и силовых кабелей 0,4 кВ (10 дней); 4–8 – ввод кабелей 10 кВ к трансформаторам (4 дня); 5–7 – ввод и разделка кабелей в камерах РУ 10 кВ (6 дней); 6–7 – разделка и подключение кабелей к щитам 0,4 кВ (3 дня); 6–11 – проверка схемы, регулировка аппаратуры, наладка щитов 0,4 кВ (7 дней); 7–8 – фиктивная работа; 7–11 – наладка схем РУ 10 кВ (6 дней); 8–9 – фазировка кабелей 10 кВ в камерах трансформаторов (1 день); 9–10 – разделка и присоединение кабелей 10 кВ к трансформаторам (2 дня); 9–11 – привязка наружных трасс кабелей, выполнение надписи на стенах и дверях подстанции (1 день); 10–11 – высоковольтные испытания кабелей и трансформаторов (1 день)

На сетевом графике работа $i-j$ изображается стрелкой, соединяющей два события — предшествующее i и последующее j (сплошная стрелка — действительная работа, пунктирная — фиктивная работа). Направление стрелки показывает порядок выполнения работы; продолжительность работы t указывается цифрой у стрелки.

Цепь последовательных работ, соединяющая исходное (1) и завершающее (11) события, называют полным путем сетевого графика, полный путь, имеющий наибольшую продолжительность, — критическим путем. В соответствии с рис. 12.2 критический путь составляет

30 дней. По отношению к критическому все остальные пути сетевого графика имеют резерв времени.

Обычно разработку и анализ сетевых моделей выполняют в два этапа. На первом этапе строят сетевой график и рассчитывают все его параметры, на втором осуществляют анализ, корректировку и оптимизацию сетевого графика.

Процесс оптимизации сетевого графика по времени заключается, прежде всего, в сокращении продолжительности критического пути. Здесь можно выделить три способа оптимизации. Первый способ заключается в такой корректировке сетевого графика, которая позволяет сократить продолжительность работ критического пути за счет ресурсов (трудовых и материальных), отведенных для работ, не лежащих на критическом пути. Эти работы могут быть отодвинуты на какое-то время, поскольку сроки их выполнения не влияют на конечный срок.

Второй способ оптимизации по времени состоит в изменении топологии сети графика. Это введение в сетевую модель многовариантной технологии выполнения работ, установление новых путей и взаимосвязей работ, а также сокращение в итоге критического пути.

Третий способ оптимизации по времени связан с расчленением продолжительных работ на отдельные, параллельно выполняемые работы (части).

В целом система сетевого планирования позволяет наглядно представить и оценить организацию электромонтажных работ, осуществить более обоснованное планирование и оперативное управление этими работами.

12.4. Подготовка к производству электромонтажных работ

До начала производства электромонтажных работ на объекте должны быть выполнены следующие мероприятия:

получена подрядчиком проектно-техническая документация, утвержденная штампом заказчика «К производству работ»;

согласованы между подрядчиком и предприятиями-поставщиками график поставки оборудования с учетом технологической последовательности производства работ, перечень сложного электрооборудования

ния, монтируемого с привлечением шефмонтажного персонала предприятий-поставщиков, условия транспортирования к месту монтажа тяжелого и крупногабаритного электрооборудования;

подготовлены помещения для размещения бригад рабочих, инженерно-технических работников, производственной базы, а также для складирования материалов и инструмента;

осуществлена приемка по акту строительной части объекта под монтаж электрооборудования и выполнены предусмотренные нормами и правилами мероприятия по охране труда, противопожарной безопасности, охране окружающей среды.

При приемке оборудования в монтаж производится его осмотр, проверка комплектности (без разборки), наличия и срока действия гарантний предприятий-изготовителей. Результаты осмотра оформляются соответствующим актом.

Электрооборудование при монтаже вскрытию и ревизии не подлежит, за исключением ситуаций, когда это предусмотрено государственными и отраслевыми стандартами или техническими условиями, а также длительным хранением оборудования с нарушением заводских инструкций. Разборка оборудования, поступившего опломбированным с предприятия-изготовителя, запрещается.

Деформированное и поврежденное электрооборудование подлежит монтажу только после устранения повреждений и дефектов. Электрооборудование, на которое истек нормативный срок хранения, указанный в государственных стандартах или технических условиях, принимается в монтаж только после проведения предмонтажной ревизии, исправления дефектов и испытаний. Результаты проведенных работ должны быть занесены в формуляры, паспорта и другую сопроводительную документацию на оборудование, составлен акт о проведении указанных работ.

Помещения закрытых распределительных устройств, фундаменты под электрооборудование сдаются под монтаж с полностью законченными строительными и отделочными работами. Сдача-приемка помещений и фундаментов для установки сложного и дорогостоящего электрооборудования, монтаж которого будет выполняться с привлечением шефмонтажного персонала, производится совместно с представителями предприятия, осуществляющего шефмонтаж.

До начала электромонтажных работ, например, на открытых распределительных устройствах генподрядчик должен закончить планировку территории, сооружение подъездных путей, кабельных каналов, установить шинные и линейные порталы, соорудить фундаменты под электрооборудование, ограждения вокруг распределительного устройства, резервуары для аварийного сброса масла, подземные коммуникации.

В конструкциях порталов и фундаментов под оборудование распределительных устройств устанавливаются предусмотренные проектом закладные части и крепежные детали, необходимые для крепления гирлянд изоляторов и оборудования. В кабельных каналах и туннелях должны быть размещены закладные детали для крепления кабельных конструкций. Также должно быть закончено сооружение водопровода и предусмотренных проектом автоматических устройств пожаротушения.

В зданиях и сооружениях, сдаваемых под монтаж электрооборудования, генподрядчик или прямой строительный подрядчик должен выполнить предусмотренные архитектурно-строительными чертежами постоянные проемы, ниши, отверстия в стенах и перекрытиях, необходимые для перемещения электрооборудования и монтажа низковольтных электрических сетей и контрольных кабелей. После выполнения электромонтажных работ генподрядчик обязан осуществить заделку временных отверстий, борозд, ниш и гнезд.

12.5. Охрана труда при выполнении электромонтажных работ

Важным моментом в организации электромонтажных работ является подготовка и обеспечение безопасных условий труда. Все подготовительные мероприятия должны быть закончены до начала производства работ и приняты по акту о выполнении требований по охране труда.

Обязанности по обеспечению безопасных условий труда возлагаются на подрядчика, который разрабатывает организационно-технологическую документацию по выполнению работ (ППЭР), содержащую конкретные проектные решения, определяющие технические средства и методы работ, обеспечивающие выполнение нормативных

требований охраны труда. Исходные данные для разработки таких решений:

- требования нормативных документов и стандартов по охране труда;
- типовые решения по обеспечению требований охраны труда, справочные пособия и каталоги средств защиты работающих;
- инструкции заводов-изготовителей машин, механизмов, оборудования, материалов и конструкций по обеспечению охраны труда в процессе их применения.

При разработке проектных решений по организации монтажных площадок необходимо выявить опасные производственные факторы, связанные с технологией и условиями производства работ, определить и указать в организационно-технической документации зоны их действия.

Электромонтажные работы могут быть связаны как со строительством новых объектов (новые подстанции, линии электропередачи), так и с реконструкцией существующих. Во втором случае электромонтажные работы относятся к работам, выполняемым в действующих электроустановках, а все работы вблизи токоведущих частей действующей электроустановки – к зонам с опасными производственными факторами. На выполнение таких работ должен оформляться наряд-допуск, при выполнении работ – соблюдаются технические и организационные меры безопасности. Указанные мероприятия выполняют также при работах в компрессорных, с воздухосборниками, с использованием баллонов с газом при газосварочных работах.

Электромонтажные работы в действующих электроустановках, как правило, должны осуществляться после снятия напряжения со всех токоведущих частей, находящихся в зоне производства работ, их отсоединения от действующей части электроустановки, обеспечения видимых разрывов электрической цепи и заземления отсоединеных токоведущих частей. Зона производства работ отделяется от действующей части электроустановки сплошным или сетчатым ограждением, препятствующим проходу в эту часть монтажному персоналу, вывешиваются плакаты безопасности.

Выделение для монтажной организации зоны производства работ, принятие мер по предотвращению ошибочной подачи в нее напряже-

ния, ограждение от действующей части с указанием мест прохода персонала и проезда механизмов оформляют актом-допуском.

Допуск электромонтажников к работам в действующих электроустановках должен осуществляться персоналом эксплуатирующей организации и оформляться в письменном виде с указанием состава бригады и группы по электробезопасности каждого члена бригады. Наряд-допуск выдается руководителю работ (прорабу, мастеру, менеджеру) на срок, необходимый для выполнения заданного объема работ. Персонал электромонтажных организаций перед допуском к работе в действующих электроустановках должен быть проинструктирован по вопросам электробезопасности на рабочем месте лицом, допускающим к работе и осуществляющим контроль за выполнением предусмотренных в наряде-допуске мероприятий по обеспечению безопасности производства работ.

Эксплуатационный персонал несет ответственность за сохранность временных ограждений рабочих мест, предупредительных плакатов и предотвращение подачи рабочего напряжения на отключенные токоведущие части, соблюдение членами бригады монтажников безопасных расстояний до токоведущих частей, оставшихся под напряжением.

Работой электромонтажной бригады должен руководить грамотный и опытный инженерно-технический работник подрядной организации, который обязан правильно расставить людей и механизмы, обеспечить выполнение требований эксплуатационного персонала.

Важными элементами высокого качества и безопасности работ являются соответствующая квалификация и высокая дисциплинированность электромонтажного и эксплуатационного персонала. При отсутствии этих качеств даже самым тщательным образом разработанные ППЭР не гарантируют от производственного травматизма, брака при монтаже дорогостоящего оборудования, подачи напряжения в зону производства работ.

Электромонтажные работы сопровождаются широким использованием различных строительных машин и механизмов (транспортных, грузоподъемных, землеройных и др.). Все машины и механизмы должны соответствовать требованиям государственных стандартов по безопасности труда (иметь сертификат на соответствие требованиям безопасности). Инженерно-технические работники, ответственные

за выполнение работ, и рабочие, выполняющие такелажные или строительные работы, аттестовываются органами государственного надзора.

При размещении машин на монтажной площадке руководитель работ должен определить рабочую зону машины и границы создаваемой ею опасной зоны. При этом требуется обеспечить хороший обзор рабочей зоны с рабочего места машиниста.

Транспортные средства и оборудование, применяемое для погрузочно-разгрузочных работ, должны соответствовать характеру перерабатываемого груза. Площадки для погрузочно-разгрузочных работ необходимо спланировать так, чтобы они имели уклон не более 5°, а их размеры и покрытия соответствовали ППЭР.

При стесненных и опасных условиях проведения работ должны регламентироваться вылет и угол поворота стрелы подъемно-транспортного средства, а при работе в охранной зоне линии электропередачи корпуса машин (за исключением машин на гусеничном ходу) необходимо заземлить при помощи инвентарного переносного заземления.

Выполнение работ в охранной зоне линии допускается при условии, если расстояние по воздуху от машины (механизма) или от ее выдвижной или подъемной части до ближайшего провода, находящегося под напряжением, будет, м, не менее:

- 1,0 – при напряжении линии до 35 кВ;
- 1,5 – при напряжении линии 110 кВ;
- 2,5 – при напряжении линии 220 кВ.

Техническое состояние всех транспортных средств должно соответствовать «Правилам дорожного движения» и «Правилам охраны труда на автомобильном транспорте».

Выполнять на монтажной площадке отдельные виды работ, например сварочные, газопламенные, электротермические, необходимо в соответствии с межотраслевыми правилами по охране труда. К указанным работам относятся, в частности, укладка мягкой кровли на крыше закрытого распределительного устройства с использованием газовых горелок, прогрев силовых трансформаторов перед их испытанием после монтажа и др. При этом должны быть приняты меры предупреждения пожара, а в отдельных случаях подрядчик или заказчик по заявке электромонтажной организации оповещает местную пожарную часть для обеспечения надзора за пожароопасными работами.

12.6. Индустриализация и механизация электромонтажных работ

В целях сокращения сроков ввода объектов в эксплуатацию и повышения качества выполнения электромонтажных работ стремятся к максимальной индустриализации и механизации этих работ, а также к привлечению для монтажа электрооборудования высококвалифицированного персонала предприятий-изготовителей.

Под индустриализацией понимают предварительное комплектование и сборку электрооборудования в целях повышения его монтажной готовности. Это достигается переносом максимально возможного количества операций по монтажу элементов электроустановок с монтажной зоны на монтажные заводы и мастерские, оснащенные высокопроизводительными механизмами. Уровень индустриализации определяется отношением объема электромонтажных работ, выполненных за пределами монтажной зоны, к общему объему электромонтажных работ.

Для повышения уровня индустриализации работ крупные монтажные организации, как правило, имеют в своем составе подразделения, занимающиеся изготовлением изделий, конструкций и механизмов, не выпускаемых промышленностью серийно.

Индустриальный монтаж состоит из двух стадий. Первая стадия включает в себя предварительную комплектацию электрооборудования, сборку на заводах и в монтажных мастерских поставляемого разрозненного оборудования в комплектные блоки и укрупненные узлы с доведением их до полной монтажной готовности. На второй стадии выполняется установка комплектных блоков и укрупненных узлов оборудования, прокладываются силовые и осветительные сети, а также сети заземления, осуществляется проверка правильности монтажа, пусконаладочные работы и приемо-сдаточные испытания электрооборудования.

Наиболее высокий уровень индустриализации имеют работы по монтажу распределительных устройств, изготовление которых в виде комплектных ячеек и блоков выполняется на заводах отечественной промышленности: КРУ-6-10, КРУБ-35, КРУБ-110, КРУЭ-110 и др.

Развитие индустриальных методов электромонтажных работ тесно связано с повышением уровня их механизации. Она имеет два основных направления. Это использование, во-первых, универсальных ме-

ханизмов и подъемно-транспортных машин для механизации трудоемких процессов, в частности бурильно-крановых машин, телескопических вышек, гидроподъемников, во-вторых, общестроительных инструментов, разработка и применение различных приспособлений при выполнении отдельных монтажных операций, в частности различного электроинструмента, строительно-монтажных пистолетов, переносных прессов для оконцевания и соединения проводов и жил кабелей.

Исполнение сроков ввода объектов в эксплуатацию существенно зависит от материально-технического обеспечения электромонтажных работ. В структуре крупных монтажных организаций функции материально-технического обеспечения возлагаются на специальные подразделения – управления (участки) производственно-технической комплектации (УПТК).

Эти структурные подразделения своими силами и средствами доставляют в монтажную зону необходимое оборудование, материалы и механизмы. Успешная работа подразделений требует механизации складского хозяйства, позволяющей проводить механизированным способом комплектацию материалов и изделий в специальные контейнеры для последующей доставки их в монтажную зону.

Монтаж сложного и дорогостоящего оборудования (мощные трансформаторы, новые выключатели на 110 кВ и более, электрооборудование фирм «Сименс», «АББ» и др.) выполняется, как правило, с привлечением шефмонтажного персонала от поставщика оборудования. Этот персонал в соответствии с договором поставки оборудования осуществляет руководство монтажом и испытаниями оборудования.

12.7. Пусконаладочные работы

Пусконаладочные работы, сопровождающие электромонтажные работы, представляют собой комплекс работ, включающий в себя проверку, настройку и испытания электрооборудования в целях обеспечения его проектных параметров и режимов.

Пусконаладочные работы осуществляются в четыре этапа.

На первом (подготовительном) этапе подрядчик:

разрабатывает (на основе проектной и эксплуатационной документации предприятий-изготовителей) рабочую программу пусконаладочных работ, включающую в себя мероприятия по охране труда;

передает заказчику замечания по проекту, выявленные в процессе разработки рабочей программы;

готовит парк измерительной аппаратуры, испытательного оборудования и приспособлений.

На этом этапе работ заказчик:

выдает подрядчику уставки релейной защиты, блокировок и автоматики, согласованные с энергосистемой;

подает напряжение на рабочие места наладочного персонала от временных или постоянных сетей электроснабжения;

назначает представителей по приемке пусконаладочных работ и согласовывает с подрядчиком сроки выполнения работ, учтенные в общем графике строительства.

На втором этапе производятся наладочные работы на отдельно стоящих панелях управления, защиты и автоматики, а также наладочные работы, совмещенные с электромонтажными работами. Начало пусконаладочных работ определяется степенью готовности строительно-монтажных работ: в электротехнических помещениях должны быть закончены все строительные работы, включая отделочные, закрыты проемы, колодцы и кабельные каналы, выполнено освещение, отопление и вентиляция, закончена установка электрооборудования и выполнено его заземление.

На этом этапе генеральный подрядчик обеспечивает временное электроснабжение и временную связь в зоне производства работ. Заказчик обеспечивает:

согласование с проектной организацией вопросов по замечаниям, выявленным в процессе изучения проекта;

авторский надзор со стороны проектных организаций;

замену отбракованного и поставку недостающего электрооборудования, устранение дефектов электрооборудования и монтажа, выявленных в процессе производства пусконаладочных работ;

прроверку и ремонт электроизмерительных приборов.

По окончании второго этапа пусконаладочных работ и до начала индивидуальных испытаний подрядчик вносит изменения в принципиальные электрические схемы объектов электроснабжения, включаемых под напряжение.

На третьем этапе пусконаладочных работ выполняются индивидуальные испытания электрооборудования, в частности проверка и испытания систем охлаждения и РПН трансформаторов, устройств защиты, автоматики и управления оборудованием. Началом данного этапа считается введение эксплуатационного режима на конкретной электроустановке, после этого пусконаладочные работы уже относятся к работам в действующих электроустановках и выполняются с оформлением наряда-допуска и соблюдением технических и организационных мер безопасности.

На третьем этапе производятся индивидуальные испытания оборудования, настройка параметров, уставок защит и характеристик оборудования, опробование схем управления, защиты и сигнализации, а также электрооборудования на холостом ходу.

Обслуживание электрооборудования на этом этапе осуществляется заказчиком, который обеспечивает расстановку эксплуатационного персонала, сборку и разборку электрических схем, а также осуществляет технический надзор за состоянием электрооборудования.

После окончания индивидуальных испытаний электрооборудование считается принятым в эксплуатацию. При этом подрядчик передает заказчику протоколы испытаний электрооборудования повышенным напряжением, проверки устройств заземления и зануления, а также исполнительные и принципиальные электрические схемы, необходимые для эксплуатации электрооборудования, остальные протоколы наладки электрооборудования — в срок до 4 месяцев после приемки объекта в эксплуатацию.

Окончание пусконаладочных работ на третьем этапе оформляется актом технической готовности электрооборудования для комплексного опробования.

На четвертом этапе пусконаладочных работ производится комплексное опробование электрооборудования по утвержденным программам. На этом этапе выполняются пусконаладочные работы по настройке взаимодействия систем электрооборудования в различных режимах. В состав указанных работ входят:

обеспечение взаимных связей, регулировка и настройка характеристик и параметров отдельных устройств и функциональных групп электроустановки в целях обеспечения на ней заданных режимов работы;

опробование электроустановки по полной схеме на холостом ходу и под нагрузкой во всех режимах работы для подготовки к комплексному опробованию технологического оборудования.

Пусконаладочные работы на четвертом этапе считаются законченными после получения на электрооборудовании предусмотренных проектом параметров и режимов, обеспечивающих устойчивый технологический процесс. Для силовых трансформаторов это 72 ч работы под нагрузкой, для воздушных и кабельных линий электропередачи – 24 ч работы под нагрузкой.

12.8. Приемка объекта в эксплуатацию

В период строительства объекта (линии электропередачи, подстанции) осуществляется технический надзор за производством строительных, монтажных и наладочных работ. Этот надзор обеспечивается будущим эксплуатационным персоналом (заказчиком), проектной организацией (авторский надзор), органами государственного надзора, в частности Госгортехнадзором. Последний – федеральный орган исполнительной власти, осуществляющий нормативное регулирование, разрешительные, контрольные и надзорные функции в области промышленной безопасности, использования и охраны недр.

Задача эксплуатационного персонала на этом этапе – оказание помощи монтажной организации в части своевременного выявления дефектов, упущений и отступлений от проекта. По окончании всех работ подрядчик уведомляет заказчика о необходимости приемки объекта в эксплуатацию.

Предъявляемый к приемке в эксплуатацию объект должен соответствовать требованиям законодательства Российской Федерации, проектной документации, договору подряда (контракту), строительным, санитарным, экологическим и другим нормам. Оценка соответствия объекта проекту и требованиям нормативных документов осуществляется приемочной комиссией, в состав которой входят представители заказчика, подрядчика, проектировщиков, территориальных администраций, органов государственного надзора и инспекции по охране труда. Заказчик предъявляет приемочной комиссии всю необходимую проектную и техническую документацию по объекту.

В помощь приемочной комиссии создается рабочая комиссия, члены которой производят детальный осмотр объекта и составляют акты с перечислением обнаруженных дефектов и недоделок по отдельным разделам проекта или в целом по объекту.

После устранения подрядчиком всех указанных рабочей комиссией недостатков и несоответствий с проектом составляется акт приемки законченного строительством объекта. На практике этот документ называют актом рабочей комиссии. Он является основанием для окончательной оплаты всех выполненных подрядчиком работ в соответствии с договором подряда (контрактом).

На основании акта рабочей комиссии, ознакомления с технической документацией, положительных результатов проведения индивидуальных и комплексных испытаний приемочная комиссия определяет готовность объекта к сдаче в эксплуатацию.

Окончательным документом по приемке и вводу законченного строительством объекта является акт приемки законченного строительством объекта приемочной комиссией. Этот акт подписывается всеми членами приемочной комиссии, каждый из которых несет ответственность за принятые комиссией решения в пределах своей компетенции. Приемочная комиссия слагает свои полномочия после утверждения акта приемочной комиссии заказчиком. С этого момента объект переходит в ведение эксплуатирующей организации (заказчика), которая принимает его баланс и регистрирует в установленном порядке право собственности на новый объект в местных органах исполнительной власти.

13. МЕТОДИКА ПРОВЕРКИ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОУСТАНОВКИ НА СООТВЕТСТВИЕ ТРЕБОВАНИЯМ НОРМАТИВНОЙ И ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

13.1. Общие положения

Целью проверки является оценка качества выполненных электромонтажных работ (ЭМР), соответствие смонтированной электроустановки требованиям нормативной и проектной документации, а также

подготовка к сдаче-приемке в эксплуатацию. Сдача-приемка в эксплуатацию производится после полного завершения всех строительно-монтажных работ в целом или отдельных участках, обусловленных договором.

Порядок приемки в эксплуатацию законченных строительством объектов установлен СНиП 3.01.04-87 и СНиП 3.05.06-85. Объектами проверки являются полностью смонтированные электроустановки зданий, их соответствие утвержденному проекту, требованиям нормативных документов и качество электромонтажных работ.

Нормативный уровень качества строительно-монтажных работ устанавливается нормативно-технической документацией, к которой относятся: государственные и отраслевые стандарты (ГОСТ и ОСТ), строительные нормы и правила (СНиП), ведомственные нормативные документы, стандарты предприятий (СТП). Проверке подлежат:

- заземляющие устройства;
- система молниезащиты;
- щитовые помещения;
- распределительные устройства;
- устройства автоматического включения резервного питания;
- вторичные цепи схем защиты, автоматики, управления, сигнализации и измерения;
- измерительные трансформаторы;
- приборы учета электроэнергии;
- аппараты защиты;
- электропроводка;
- кабельные линии;
- внутреннее освещение;
- маркировка, надписи;
- рекламное освещение;
- приемо-сдаточная документация.

При проведении сертификационных испытаний объем проверки определяется органом по сертификации в зависимости от схемы сертификации.

Испытания и измерения в электроустановках проводятся перед приемкой их в эксплуатацию, в сроки, определяемые периодичностью профилактических испытаний, а также при капитальном и текущем

ремонтах электрооборудования. Нормы и периодичность испытаний электрооборудования и аппаратов электроустановок приведены в «Правилах устройства электроустановок» (ПУЭ, раздел 1.8), ГОСТ Р 50571.16–99, «Правилах эксплуатации электроустановок потребителей» (ПЭЭП, приложение 1).

13.2. Средства измерений

Для проведения проверки используется:

рулетка измерительная с диапазоном измерения до 15 м (точность измерения 1 см);

рулетка измерительная с диапазоном измерения до 3 м (точность измерения 1 см);

штангенциркуль с диапазоном измерения до 25 см (точность измерения 0,1 мм);

секундомер с диапазоном измерения до 30 мин (точность измерения 1 с);

динамометр ДПУ-1-2-5031.

13.3. Методы проверки

Проверка производится в соответствии с согласованным и утвержденным комплектом приемо-сдаточной документации, в который согласно ВСН 193–90 входит проектная документация, а также документация заводов-изготовителей электрооборудования, сертификаты на электротехнические изделия.

Электромонтажные работы должны быть осуществлены организацией – членом СРО в соответствии с утвержденным проектом. Отступления от проекта необходимо документально согласовать с проектной организацией и территориальным органом Госэнергонадзора. Характеристики электрооборудования не должны ухудшаться в процессе электромонтажных работ. Идентификация электроустановки здания, ее комплектующих, установочных изделий проводится визуально методом сравнения установленных типов электрооборудования (комплектующих, установочных) с проектом, технической документацией завода-изготовителя, сертификатов на электрооборудование,

а технологии выполнения ЭМР – методом визуального сравнения образца с технологической картой пооперационного выполнения работы. При идентификации сечений токоведущих частей, заземляющих и защитных проводников применяются инструментальные методы измерений с последующим расчетом их сечений. При идентификации контактных соединений проверке подлежат до 3 % соединений, но не менее 10.

13.4. Требования безопасности

Испытания и измерения в электроустановках проводятся по наряду-допуску или по распоряжению. В порядке текущей эксплуатации допускается осуществлять массовые испытания материалов и изделий повышенным напряжением стационарных испытательных установок, у которых токоведущие части закрыты сплошными или сетчатыми ограждениями, а двери снабжены блокировкой.

При выполнении работ по измерениям персоналом электролабораторий в других организациях являются командированные работники. При этом организация работ осуществляется в соответствии с требованиями раздела 12 МПБЭЭ. Подготовку рабочих мест и допуск к работе персонала электролабораторий проводит оперативный (административно-технический) персонал эксплуатирующей организации, а при приемо-сдаточных испытаниях – монтажной.

Перед началом измерений производитель работ совместно с допускающим обязан:

проверить выполнение всех технических мероприятий по подготовке рабочего места;

проводить целевой инструктаж членов бригады с последующим его оформлением в таблице наряда-допуска «Регистрация целевого инструктажа при первичном допуске» или в журнале учета работ по нарядам и распоряжениям;

принять рабочее место от допускающего, оформив это росписью в наряде-допуске или оперативном журнале, а также в журнале учета работ по нарядам и распоряжениям.

По окончании работы производитель работ обязан:

разобрать испытательную (измерительную) схему, привести в порядок рабочее место;

удалить бригаду с рабочего места;
сдать рабочее место ответственному руководителю (допускающему) с записью об окончании работ в наряде, оперативном журнале, а также в журнале учета работ по нарядам и распоряжениям.

Особое внимание необходимо обратить на следующие меры безопасности:

при проведении измерений без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них использовать не менее одного основного и не менее одного дополнительного изолирующих электрозащитных средств;

запрещается применять металлические подставки и лестницы.

13.5. Требования к квалификации персонала

К проведению испытаний и измерений допускаются лица электротехнического персонала, достигшие 18-летнего возраста, прошедшие медицинское освидетельствование, специальную подготовку и проверку знаний и требований «Межотраслевых правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» (МПБЭЭ) в объеме раздела 5.

Для сдачи-приемки в эксплуатацию создаются рабочая и приемочная комиссии заказчика. Порядок и продолжительность работы первой комиссии определяются заказчиком по согласованию с генеральным подрядчиком. Рабочая комиссия создается не позднее чем в 5-дневный срок после получения письменного извещения генподрядчика о готовности объекта к сдаче.

В состав приемочной комиссии включаются представители заказчика, эксплуатационной организации, генерального подрядчика, генерального проектировщика, органов государственного надзора, финансирующего банка, а также, при необходимости, представители предприятий, изготавливающих оборудование и аппаратуру.

13.6. Условия проведения проверки

Характеристика окружающей среды:
время года – в течение года;
время суток – с 8 до 17 ч;
температура – не ниже 5 °С;
влажность – до 70 %.

13.7. Процедура проведения проверки

Заземляющие устройства и системы уравнивания потенциалов. Заземляющие устройства защитного заземления электроустановок зданий и сооружений и молниезащиты 2-й и 3-й категорий этих зданий и сооружений, как правило, должны быть общими.

Для объединения заземляющих устройств разных электроустановок в одно общее заземляющее устройство могут быть использованы естественные и искусственные заземляющие проводники. Их число должно быть не менее двух (ПУЭ, п. 1.7.55).

Электроустановки напряжением до 1 кВ жилых, общественных и промышленных зданий, а также наружных установок, как правило, получают питание от источника с глухозаземленной нейтралью (ПУЭ, п. 1.7.57).

В электроустановках с глухозаземленной нейтралью нейтраль трансформатора на стороне до 1 кВ должна быть присоединена к заземлителю при помощи заземляющего проводника (ПУЭ, п. 1.7.100).

При применении системы TN рекомендуется выполнять повторное заземление PE- и PEN-проводников на вводе в электроустановки зданий, а также в других доступных местах. Для повторного заземления следует использовать естественные заземлители.

Сопротивление заземлителя повторного заземления не нормируется (ПУЭ, п. 1.7.61). Сечение заземляющих проводников повторных заземлений должно быть не менее указанных в табл. 13.1 значений.

При выполнении автоматического отключения питания в электроустановках напряжением до 1 кВ все открытые проводящие части необходимо присоединять к глухозаземленной нейтрали источника питания, если применена система TN, и заземлять, если применена система IT или TT. При этом, чтобы обеспечивалось нормированное время отключения поврежденной цепи защитно-коммутационным аппаратом в соответствии с номинальным фазным напряжением питающей сети, характеристику защитных аппаратов и параметры защитных проводников следует согласовать.

В электроустановках, в которых в качестве защитной меры применено автоматическое отключение питания, должно быть выполнено уравнивание потенциалов.

Таблица 13.1

**Наименьшие размеры заземлителей и заземляющих проводников,
проложенных в земле**

Материал	Профиль сечения	Диаметр, мм	Площадь поперечного сечения, мм^2	Толщина стенки, мм
Сталь черная	Круглый для заземлителей: вертикальных	16	—	—
	горизонтальных	10	—	—
	Прямоугольный	—	100	4
	Угловой	—	100	4
	Трубный	32	—	3,5
Сталь оцинкованная	Круглый для заземлителей: вертикальных	12	—	—
	горизонтальных	10	—	—
	Прямоугольный	—	75	3
	Трубный	25	—	2
Медь	Круглый	12	—	—
	Прямоугольный	—	50	2
	Трубный	20	—	2
	Канат многопроволочный (диаметр каждой проволочки)	1,8	35	—

Для автоматического отключения питания могут быть применены защитно-коммутационные аппараты, реагирующие на сверхтоки или дифференциальный ток (ПУЭ, п. 1.7.78).

Нулевые защитные проводники в электроустановках до 1 кВ должны иметь следующие сечения, мм^2 , не менее:

Сечение фазных проводников	Наименьшее сечение защитных проводников
$S \leq 16$	S
$16 < S \leq 35$	16
$S > 35$	$S/2$

Во всех вариантах сечение медных защитных проводников, не входящих в состав кабеля или проложенных не в общей оболочке (труба, короб) или на одном лотке с фазными проводниками:

при наличии механической защиты – не менее 2,5 мм²;

при отсутствии механической защиты – не менее 4 мм².

Сечение отдельно проложенных защитных алюминиевых проводников должно быть не менее 16 мм². В многофазных цепях в системе TN для стационарно проложенных кабелей, жилы которых имеют площадь поперечного сечения не менее 10 мм² по меди или 16 мм² по алюминию, функции нулевого защитного (PE) и нулевого рабочего (N) проводника могут быть совмещены в одном PEN-проводнике (ПУЭ, п. 1.7.131).

Изоляция PEN-проводника должна быть равнозначна изоляции фазных проводников (ПУЭ, п. 1.7.134). Соединения PE-проводников выполняют доступными для осмотра. Соединения должны обеспечивать надежный контакт по второму классу соединений (ГОСТ 10434–82 «Соединения контактные электрические», ПУЭ, п. 1.7.139, 1.7.140).

Присоединения заземляющих и PE-проводников к открытым проводящим частям выполняют сваркой или болтовыми соединениями, так чтобы они были доступны для осмотра (ПУЭ, п. 1.7.142). Места соединения стыков после сварки должны быть окрашены (СНиП 3.05.06–85, п. 3.248).

Заземляющие и нулевые защитные проводники имеют покрытие, предохраняющее от коррозии, открыто проложенные стальные заземляющие проводники – черную окраску (ПЭЭП, п. 2.7.5).

В цепи PE- и PEN-проводников не должно быть разъединяющих приспособлений и предохранителей за исключением питания электро-приемников при помощи штепсельных соединений. Допускается одновременное отключение всех проводников на вводах индивидуальных домов и аналогичных объектов, запитанных от однофазных ответвлений от ВЛ при условии разделения PEN-проводника на PE- и N-проводник до вводного защитно-коммутационного аппарата (ПУЭ, п. 1.7.145).

При использовании строительных и технологических конструкций в качестве заземляющих и нулевых защитных проводников на перемычках между ними, а также в местах присоединений и ответвлений

проводников должно быть нанесено не менее двух полос желтого цвета на зеленом фоне (СНиП 3.05.06–85, п. 3.260).

Присоединение каждой открытой проводящей части электроустановки к нулевому защитному или заземляющему проводнику необходимо выполнять при помощи отдельного ответвления. Последовательное включение в защитный проводник открытых проводящих частей не допускается. Присоединение проводящих частей к главной (основной) системе уравнивания потенциалов должно быть выполнено также при помощи отдельных ответвлений.

Присоединение проводящих частей к дополнительной системе уравнивания потенциалов допускается путем присоединения к одному общему неразъемному проводнику.

В каждой электроустановке здания должна быть выполнена главная (основная) система уравнивания потенциалов, соединяющая между собой следующие проводящие части:

защитный проводник (РЕ- или PEN-проводник питающей линии);

заземляющий проводник, присоединенный к естественному или искусственно заземленному заземлителю (если таковой имеется);

металлические трубы коммуникаций, входящих в здание (трубы горячего и холодного водоснабжения, канализации, отопления, газоснабжения и т. п.);

металлический каркас здания;

металлические части централизованных систем вентиляции и кондиционирования. При наличии децентрализованных систем вентиляции и кондиционирования металлические воздуховоды следует присоединять к шине РЕ-шкафов питания кондиционеров и вентиляторов;

система молниезащиты;

заземляющий проводник функционального (рабочего) заземления, если таковой имеется и отсутствуют ограничения на присоединения цепей рабочего заземления к заземляющему устройству защитного заземления.

Соединения указанных проводящих частей между собой следует выполнять при помощи главной заземляющей шины (зажима).

Главная заземляющая шина (зажим) может быть выполнена внутри вводного устройства (ВУ, ВРУ) или отдельно от него. Внутри вводно-

го устройства в качестве главной заземляющей шины следует использовать шину РЕ.

В отдельной установке главная заземляющая шина должна быть расположена в доступном, удобном для обслуживания месте вблизи вводного устройства электроустановки здания.

РЕ- (PEN)-проводник питающей линии следует подключать к шине РЕ вводного устройства, которая соединяется с главной заземляющей шиной при помощи проводника, проводимость которого – не менее проводимости РЕ- или PEN-проводника питающей линии.

При выполнении главной заземляющей шины как внутри вводного устройства, так и в отдельной установке ее проводимость – не менее проводимости PEN-проводника питающей линии. Все контактные соединения в главной системе уравнивания потенциалов должны соответствовать требованиям ГОСТ 10434 к контактным соединениям класса 2.

Главная заземляющая шина, как правило, медная. Допускается выполнение главной заземляющей шины из стали. Применение главных заземляющих шин из алюминия не допускается.

В конструкции шины должна быть предусмотрена возможность индивидуального отсоединения присоединенных к ней проводников. Присоединение таких проводников допускается сваркой. Отсоединение заземляющих проводников для измерения сопротивления рас теканию заземляющего устройства возможно только при помощи инструмента.

Если здание имеет несколько обособленных выводов, главная заземляющая шина должна быть выполнена для каждого вводного устройства. При наличии одной или нескольких трансформаторных подстанций главную заземляющую шину необходимо устанавливать возле каждой подстанции. Эти шины должны быть соединены между собой при помощи проводника системы уравнивания потенциалов, проводимость которого – не менее половины проводимости наибольшего РЕ- или PEN-проводника питающих линий здания.

Для соединения шин могут быть использованы сторонние проводящие части (например, каркас здания). Сторонние проводящие части должны обеспечивать непрерывность электрической цепи и иметь проводимость не менее указанной для специально проложенных

проводников. В местах, доступных только квалифицированному электротехническому персоналу (например, щитовая), главная заземляющая шина может устанавливаться открыто. В местах, доступных посторонним лицам (например, подъезд или подвал дома), она должна иметь защитную оболочку (шкаф или ящик с запирающейся на ключ дверцей). На дверце шкафа или ящика или на стене над шиной при открытой ее установке необходимо разместить знак .

Главная заземляющая шина на обоих концах должна быть обозначена продольными или поперечными полосами желто-зеленого цвета одинаковой ширины. Изолированные проводники системы уравнивания потенциалов имеют изоляцию, обозначенную желто-зелеными полосами. Неизолированные проводники системы уравнивания потенциалов в местах их присоединения к сторонним проводящим частям должны быть обозначены желто-зелеными полосами, выполненнымными краской или клейкой двухцветной лентой.

Указания по выполнению системы уравнивания потенциалов на вводе в установку здания и установка главной заземляющей шины отражаются в проектной документации на электроустановку здания (технический циркуляр «Росэлектромонтаж» от 11.05.2000 № 1/2000, согласованный с Департаментом ГЭН; ПУЭ, п. 1.7.82, 1.7.119, 1.7.120).

Сечение проводников основной системы уравнивания потенциалов должно быть не менее половины наибольшего сечения защитного проводника электроустановки, если сечение проводника уравнивания потенциалов не превышает 25 мм^2 по меди или равноценному по проводимости сечению из других материалов. Применение проводников большего сечения, как правило, не требуется. Сечение проводников основной системы уравнивания потенциалов в любом случае должно быть не менее: медных – 6 мм^2 ; алюминиевых – 16 мм^2 ; стальных – 50 мм^2 (ПУЭ, п. 1.7.137).

Система дополнительного уравнивания потенциалов соединяет между собой все одновременно доступные прикосновению открытие проводящие части стационарного электрооборудования и сторонние проводящие части, включая доступные прикосновению металлические части строительных конструкций здания, а также нулевые защитные проводники в системе TN и защитные заземляющие проводники в

системах ИТ и ТТ, в том числе защитные проводники штепсельных розеток (ПУЭ, п. 1.7.83).

Сечение проводников дополнительной системы уравнивания потенциалов должно быть не менее:

при соединении двух открытых проводящих частей — сечения меньшего из защитных проводников, подключенных к этим частям;

при соединении открытой проводящей части и сторонней проводящей части — половины сечения защитного проводника, подключенного к открытой проводящей части (ПУЭ, п. 1.7.138).

Система молниезащиты. Защита от прямых ударов молний зданий с неметаллической кровлей осуществляется молниеприемной сеткой, на зданиях с металлической кровлей в качестве молниеприемника должна использоваться сама кровля (РД 34.21.122–87, п. 2.11).

Шаг ячеек молниеприемной сетки — не более 12 × 12 м для зданий 3-й категории защиты и не более 6 × 6 м для зданий 2-й категории защиты (РД 34.21.122–87, п. 2.25).

Минимально допустимые сечения заземлителей и токоотводов определяются по табл. 13.2 (РД 34.21.122–87, п. 2.26).

Заземлитель молниезащиты должен быть объединен с заземлителем электроустановки (РД 34.21.122–87, п. 2.26). Для предотвращения выноса высокого потенциала по внешним металлическим коммуникациям их необходимо на вводе в здание присоединить к заземлителю электроустановки и молниезащиты (РД 34.21.122–87, п. 2.32).

Токоотводы от металлической кровли или молниеприемной сетки должны быть проложены к заземлителям не реже чем через 25 м по периметру здания (РД 34.21.122–87, п. 2.11).

Токоотводы, прокладываемые по наружным стенам зданий, следует располагать не ближе 3 м от входов или в местах, не доступных для людей (РД 34.21.122–87, п. 2.12).

Все соединения молниезащиты должны выполняться сваркой (РД 34.21.122–87, п. 3.4).

Сварные швы не имеют: трещин, прожогов, непроваров длиной более 10 % длины шва, незаправленных кратеров и подрезов. Поверхность шва должна быть равномерной — чешуйчатой без наплы whole (ВСН 164–82, п. 3.2; ГОСТ 10434–82; СНиП III-33-76, раздел 11). Места соединения стыков после сварки необходимо окрашивать (СНиП 3.05.06–85, п. 3.248).

Таблица 13.2

Размеры молниеприемников, токоотводов и элементов заземлителей

Форма молниеприемников, токоотводов	Наполнение	
	снаружи	в земле
Стержневые молниеприемники (сталь) Сечение, не менее Длина, не менее	100 мм ² 200 мм	— —
Тросовые молниеприемники (сталь- ной многопроволочный канат) Сечение, не менее Длина	35 мм ² В зависимости от зоны защиты	— —
Круглые токоотводы и перемычки (сталь), диаметр, не менее	6 мм	—
Круглые вертикальные электроды (сталь), диаметр, не менее	—	10 мм
Круглые горизонтальные электроды (сталь)* диаметр не менее	—	10 мм
Прямоугольные токоотводы и за- землители (сталь) Сечение, не менее Толщина, не менее	48 мм ² 4 мм	160 мм ² 4 мм

*Только для уравнивания потенциалов внутри зданий и для прокладки наружных контуров на дне котлована по периметру здания.

Щитовые помещения. Не допускается располагать под санузлами, ванными комнатами, душевыми, кухнями, мойками, моечными и парилками, химчистками и т. п. Трубопроводы, короба, прокладываемые через щитовые помещения, не должны иметь ответвлений, люков, задвижек, фланцев. Прокладка через эти помещения газопроводов и трубопроводов с ЛВЖ, канализации и внутренних водостоков не допускается (ПУЭ, п. 7.1.29). Двери щитовых должны открываться наружу.

Щитовые имеют естественную вентиляцию и электрическое освещение, отопление, обеспечивающее температуру не ниже +5 °С (ПУЭ, п. 7.1.30). Щитовые помещения должны быть снабжены средствами защиты и средствами оказания первой помощи в соответствии с п. 1.1.36 ПУЭ.

Распределительные устройства. РУ должны иметь четкие надписи, указывающие назначение отдельных цепей и панелей на лицевой стороне устройства (ПУЭ, п. 4.1.3). Все металлические части РУ необходимо окрашивать (ПУЭ, п. 4.1). РУ должно быть заземлено (ПУЭ, п. 4.1).

На приводах коммутационных аппаратов необходимо четко указывать положения «Вкл.» и «Откл.» (ПУЭ, п. 4.1.11). Цветовое обозначение шин должно соответствовать п. 1.1.29 ПУЭ: наиболее удаленная шина — желтый цвет (A), средняя — зеленый (B), ближайшая шина — красный цвет (C); A—B—C в вертикальной плоскости — сверху вниз, в горизонтальной — слева направо.

Обозначение шин постоянного тока: положительная (+) — красный цвет, отрицательная (−) — синий, нулевая рабочая (M) — голубой цвет; наиболее удаленная — M, средняя — (−), ближайшая — (+); в вертикальной плоскости — сверху вниз, в горизонтальной — слева направо.

Нулевая рабочая шина обозначается голубым цветом, если эта шина используется в качестве нулевой защитной — голубым по всей длине и полосами желтого и зеленого цвета на концах (ПУЭ, п. 1.1.29).

Цветовое обозначение проводов должно соответствовать п. 2.1.31 ПУЭ: голубой — нулевой рабочий или средний проводник; зелено-желтый — защитный или нулевой защитный проводник; зелено-желтый с голубыми метками на концах — совмещенный нулевой рабочий и нулевой защитный проводник.

Обозначение фазных проводников: L1 — коричневый; L2 — черный; L3 — серый (ГОСТ Р 50462–2009). Аппараты и приборы следует располагать так, чтобы возникающие в них при эксплуатации искры или электрические дуги не могли причинить вреда обслуживающему персоналу, воспламенить или повредить окружающие предметы, вызвать КЗ или замыкание на землю (ПУЭ, п. 4.1.8).

Рекомендуется применение нестораемых перегородок между вводными рубильниками, вводными автоматами, трансформаторами тока

и приборами учета электрической энергии, панелями и секциями, питающими различные группы потребителей.

Должна быть возможность снятия напряжения с каждого коммутационного аппарата на время его ремонта или демонтажа. С этой целью в необходимых местах устанавливают рубильники или другие отключающие аппараты (ПУЭ, п. 4.1.12).

Между неподвижно укрепленными неизолированными токоведущими частями, а также между ними и неизолированными нетоковедущими металлическими частями должно быть обеспечено расстояние не менее 20 мм по поверхности изоляции и 12 мм по воздуху, а от неизолированных токоведущих частей до ограждения — не менее 40 мм (ПУЭ, п. 4.1.14). В электропомещениях ширина проходов в свету для обслуживания — не менее 0,8 м, высота — не менее 1,9 м (ПУЭ, п. 4.1.21). Вводы в здания должны быть оборудованы ВУ или ВРУ. Перед вводами в здание не допускается устанавливать дополнительные кабельные ящики для разделения сферы обслуживания наружных питающих сетей, а также сетей внутри здания. Такое разделение должно быть выполнено во ВРУ или ГРЩ (ПУЭ, п. 7.1.23). ВУ, ВРУ, ГРЩ имеют аппараты защиты на всех вводах питающих линий и на всех отходящих линиях (ПУЭ, п. 7.1.24).

Электрические цепи ВУ, ВРУ, ГРЩ, ВРЩ, распределительных пунктов, групповых щитков следует выполнять проводами с медными жилами (ПУЭ, п. 7.1.31).

После счетчика на групповых линиях должны быть установлены аппараты защиты (ПУЭ, п. 7.1.65), перед ним — коммутационный аппарат для снятия напряжения со всех фаз, присоединенных к счетчику (ПУЭ, п. 7.1.64).

Устройства автоматического включения резервного питания. Устройства АВР должны предусматриваться для восстановления питания потребителей в результате автоматического присоединения резервного источника питания при отключении рабочего источника питания, приводящего к обесточиванию электроустановок потребителей (ПУЭ, п. 3.3.30).

Устройство АВР должно срабатывать при исчезновении напряжения на шинах питаемого элемента, вызванном любой причиной (ПУЭ, п. 3.3.31).

Устройство АВР при отключении выключателя рабочего источника питания должно включать без дополнительной выдержки времени выключатель резервного источника питания. При этом обеспечивается однократность действия устройства (ПУЭ, п. 3.3.32). Для обеспечения действия АВР должен быть предусмотрен пусковой орган напряжения (ПУЭ, п. 3.3.33).

Вторичные цепи. Жилы контрольных кабелей по условиям механической прочности должны иметь сечения: для меди – не менее 1,5 мм²; для алюминия – не менее 2,5 мм²; для токовых цепей – 2,5 мм² для меди, 4 мм² для алюминия (ПУЭ, п. 3.4.4).

Кабели следует присоединять к сборкам зажимов. Присоединение двух медных жил под один винт не рекомендуется, а двух алюминиевых жил не допускается (ПУЭ, п. 3.4.7). Кабели вторичных цепей, жилы кабелей и провода должны иметь маркировку (ПУЭ, п. 3.4.9).

Измерительные трансформаторы. Класс точности трансформаторов тока для присоединения расчетных счетчиков электроэнергии должен быть не более 0,5 (ПУЭ, п. 1.5.16).

Присоединение токовых цепей к вторичным обмоткам трансформаторов тока необходимо производить совместно с электроизмерительными приборами (ПУЭ, п. 1.5.18).

Для обеспечения закорачивания вторичных цепей трансформаторов тока при отсоединении токовых цепей следует выводить цепи учета на самостоятельные сборки зажимов (ПУЭ, п. 1.5.23). Неиспользуемые вторичные обмотки трансформаторов тока должны быть закорочены на их зажимах. Один из полюсов вторичных обмоток трансформаторов тока необходимо заземлить во всех случаях, кроме специально оговоренных в рабочих чертежах (СНиП 3.05.06–85, п. 3.189).

Приборы учета электроэнергии. Допустимый класс точности расчетных счетчиков 2,0 (ПУЭ, п. 1.5.15). Для счетчиков должен предусматриваться запирающийся шкаф с окошком на уровне циферблата (ПУЭ, п. 1.5.30). Конструкция крепления счетчика обеспечивает установку и съем с лицевой стороны (ПУЭ, п. 1.5.31). В электропроводке к расчетным счетчикам соединений не допускается (ПУЭ, п. 1.5.33).

При монтаже около счетчиков необходимо оставлять концы проводов длиной не менее 120 мм. Изоляция или оболочка нулевого про-

вода на длине 100 мм перед счетчиком должна иметь отличительную окраску (ПУЭ, п. 1.5.35).

Заземление (зануление) счетчиков и трансформаторов тока выполняется в соответствии с требованиями главы 1.7 ПУЭ. При этом заземляющие и нулевые защитные проводники от счетчиков и трансформаторов тока до ближайшей сборки зажимов должны быть медными (ПУЭ, п. 1.5.37).

Аппараты защиты. В качестве аппаратов защиты должны применяться автоматические выключатели или предохранители (ПУЭ, п. 3.1.5). Для защиты групповых линий рекомендуется устанавливать устройство защитного отключения (УЗО). При присоединении к одному УЗО одной или нескольких групповых линий в каждой из этих линий необходимо устанавливать устройство защиты от сверхтока (ПУЭ, п. 7.1.71, 7.1.76, 7.1.79).

Присоединение питающего проводника к аппарату защиты должно выполняться к неподвижным контактам (ПУЭ, п. 3.1.6). Каждый аппарат защиты имеет надпись, указывающую номинальный ток, а также ток плавкой вставки (ПУЭ, п. 3.1.7).

Электропроводки. Сечения токопроводящих медных жил проводов и кабелей должны быть, мм^2 , не менее:

Линия	Наименьшее сечение
Групповые сети	1,5
Этажные сети до квартирных щитков и к расчетному счетчику	2,5
Распределительная сеть (стаки) для питания квартир	4

Сечение алюминиевых проводников для распределительных сетей – 16 мм^2 и более, для отдельных электроприемников инженерного оборудования – 2,5 мм^2 и более.

В местах соединения, ответвления и присоединения жил проводов и кабелей необходимо предусматривать запас, обеспечивающий возможность повторного соединения, ответвления или присоединения (ПУЭ, п. 2.1.22).

Места соединения и ответвления должны быть доступны для осмотра и ремонта (ПУЭ, п. 2.1.23; ГОСТ Р 50571.15–97, п. 526.3).

В местах соединения провода не испытывают механических усилий тяжения (ПУЭ, п. 2.1.24). Места соединения должны иметь изоляцию, равнозначную изоляции жил (ПУЭ, п. 2.1.25).

Соединения и ответвления проводов и кабелей необходимо выполнять в соединительных и ответственных коробах (ПУЭ, п. 2.1.26), линии групповой сети, прокладываемые от групповых щитков до штепсельных розеток, – трехпроводными (фазный, нулевой рабочий и нулевой защитный проводники), а питание стационарных однофазных электроприемников – трехпроводными линиями. При этом нулевой рабочий и нулевой защитный проводники не следует подключать на щитке под один контактный зажим (ПУЭ, п. 7.1.36).

Электропроводка должна быть выбрана и смонтирована таким образом, чтобы предотвращалось повреждение оболочки и изоляции кабелей или изолированных проводников, а также их присоединений в процессе монтажа и эксплуатации (ГОСТ Р 50571.15–97, п. 522.8.1.7).

Электропроводки, жестко закрепляемые и заделываемые в стены, необходимо располагать горизонтально, вертикально или параллельно кромкам стен помещения. Электропроводки, продолженные в строительных конструкциях без крепления, можно размещать по кратчайшему пути (ГОСТ Р 50571.15–97, п. 522.8.1.7). Монтаж электропроводки не должен снижать эксплуатационные качества строительных конструкций и пожарную безопасность (ГОСТ Р 50571.15–97, п. 527.1.2).

Электропроводки, выполненные в трубах, специальных каналах, коробах, которые проходят через элементы конструкций зданий, имеющие установленную огнестойкость, имеют внутреннее уплотнение, обеспечивающее ту же огнестойкость, что и соответствующие элементы конструкции здания. Также они загерметизированы снаружи (ГОСТ Р 50571.15–97, п. 527.2.2).

Электрические цепи с напряжением диапазонов I и II по ГОСТ Р МЭК 449–96 (380 и 42 В) не должны находиться в одной и той же электропроводке. Кабели, имеющие изоляцию на разные напряжения, монтируются в отдельных секциях специальных кабельных каналов или коробов, или применяется прокладка в разных трубах (ГОСТ Р 50571.15–97, п. 528.1.1).

Провода и кабели, прокладываемые в коробах и на лотках, должны иметь маркировку в начале и конце лотков и коробов, а также в местах подключения их к электрооборудованию, а кабели, кроме того, также на поворотах трассы и ответвлениях (СНиП 3.05.06–85, п. 3.22).

Кабельные линии внутри зданий. Каждая кабельная линия должна быть промаркирована. На открыто проложенных кабелях необходимо прикрепить бирки. Обозначение наносится несмываемой краской. Бирка должна быть закреплена капроновой нитью, пластмассолентой (СНиП 3.05.06–85, п. 3.104–3.106).

Кабели укладывают с запасом по длине, крепления должны предотвращать деформацию оболочек (ПУЭ, п. 2.3.15). Кратность радиуса внутренней кривой изгиба по отношению к наружному диаметру не менее 6 (ПУЭ, п. 2.3.20).

В четырехпроводных сетях должны применяться четырехжильные кабели. Прокладка нулевых жил отдельно от фазных не допускается (ПУЭ, п. 2.3.52).

Прокладка кабелей в полу и междуэтажных перекрытиях должна производиться в каналах или в трубах. Заделка в них кабелей наглухо не допускается. Прокладка кабелей в вентиляционных каналах запрещается. Открытая прокладка кабеля по лестничным клеткам не допускается (ПУЭ, п. 2.3.135).

Бронированные и небронированные кабели внутри помещений и снаружи в местах, где возможны механические повреждения, доступные для неквалифицированного персонала, должны быть защищены до безопасной высоты, но не менее 2 м от уровня пола или земли и на глубине 0,3 м в земле (ПУЭ, п. 2.3.15).

Внутреннее освещение. Присоединение светильников к групповой сети должно быть выполнено с помощью клеммных колодок, обеспечивающих присоединение как медных, так и алюминиевых проводов сечением до 4 мм² (СНиП 3.05.06–85, п. 3.2.32).

Крюки и шпильки для подвеса светильников имеют устройства, изолирующие их от светильников (СНиП 3.05.06–85, п. 3.2.38).

Размеры крюков для подвеса бытовых светильников:

внешний диаметр полукольца – 35 мм;

расстояние от перекрытия до начала изгиба – 12 мм;

диаметр стального прутка для изготовления крюков – 6 мм (ВСН 59–88, п. 2.40).

Выключатели, переключатели и штепсельные розетки, устанавливаемые скрыто, должны быть заключены в короба, специальные кожухи или размещаться в отверстиях железобетонных панелей, образованных при изготовлении панелей на заводах стройиндустрии.

Применение горючих материалов при изготовлении крышек, закрывающих отверстия в панелях, не допускается (ПУЭ, п. 6.6.22). Штепсельные розетки, устанавливаемые в запираемых складских помещениях, содержащих горючие материалы или материалы в горючей упаковке, должны иметь степени защиты в соответствии с требованиями раздела 7.4 ПУЭ. Штепсельные розетки для переносных электроприемников с частями, подлежащими защитному заземлению, необходимо защищать защитным контактом для присоединения РЕ-проводника. При этом конструкция розетки должна исключать возможность использования токоведущих контактов в качестве контактов, предназначенных для защитного заземления.

Соединение между заземляющими контактами вилки и розетки устанавливается до того, как войдут в соприкосновение токоведущие контакты; порядок отключения должен быть обратным.

Заземляющие контакты штепсельных розеток и вилок электрически соединены с их корпусами, если они выполнены из токопроводящих материалов (ПУЭ, п. 6.6.24). Вилки штепсельных соединителей должны быть выполнены таким образом, чтобы их нельзя было включать в розетки с более высоким номинальным напряжением, чем номинальное напряжение вилки. Конструкция розеток и вилок не должна допускать включения в розетку только одного полюса двухполюсной вилки, а также одного или двух полюсов трехполюсной вилки (ПУЭ, п. 6.6.25).

Конструкция вилок штепсельных соединителей должна исключать натяжение или излом присоединяемых к ним проводов в местах присоединения (ПУЭ, п. 6.6.26). Выключатели и переключатели переносных электроприемников, как правило, устанавливаются в самих электроприемниках или в электропроводке, проложенной неподвижно.

На подвижных проводах допускается размещать выключатели только специальной конструкции (ПУЭ, п. 6.6.27).

В трех- или двухпроводных однофазных линиях сетей с заземленной нейтралью могут использоваться однополюсные выключатели, которые должны устанавливаться в цепи фазного провода, или двухполюсные, при этом исключается возможность отключения одного нулевого рабочего проводника без отключения фазного (ПУЭ, п. 6.6.28).

В трех- или двухпроводных групповых линиях сетей с изолированной нейтралью или без нее при напряжении более 50 В, а также в трех- или двухпроводных двухфазных групповых линиях в сети 220/127 В с заземленной нейтралью в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных необходимо устанавливать двухполюсные выключатели (ПУЭ, п. 6.6.29).

Штепсельные розетки должны размещаться:

в производственных помещениях, как правило, на высоте 0,8–1,0 м (при подводе проводов сверху допускается установка на высоте до 1,5 м);

административно-конторских, лабораторных, жилых и других помещениях (на высоте, удобной для присоединения к ним электрических приборов, в зависимости от назначения помещения и оформления интерьера, но не выше 1 м; допускается установка штепсельных розеток в (на) специально приспособленных для этого плинтусах, выполненных из негорючих материалов);

школах и детских учреждениях (в помещениях для пребывания детей) на высоте 1,8 м (ПУЭ, п. 6.6.30).

Выключатели для светильников общего освещения должны устанавливаться на высоте от 0,8 до 1,7 м от пола, а в школах, детских яслях, садах и в других помещениях для пребывания детей – на высоте 1,8 м от пола. Допускается установка выключателей под потолком с управлением при помощи шнура (ПУЭ, п. 6.6.31).

Требования, приведенные в пунктах 3.12.4–3.12.12, распространяются на устройства (выключатели, переключатели и штепсельные розетки) для номинального тока до 16 А и напряжения до 250 В, а также на штепсельные соединения с защитным контактом для номинального тока до 63 А и напряжения до 380 В (ПУЭ, п. 6.2.21).

Проводники должны вводиться в осветительную арматуру так, чтобы в месте ввода они не подвергались механическим повреждениям, а контакты патронов были разгружены от механических усилий (ПУЭ, п. 6.6.12).

Рекламное освещение. Для питания газосветных трубок должны применяться сухие трансформаторы в металлическом кожухе, имеющие вторичное напряжение не более 15 кВ. Открытые токоведущие части открыто установленных трансформаторов необходимо удалять от сгораемых материалов и конструкций не менее чем на 50 мм (ПУЭ, п. 6.4.1).

Трансформаторы для питания газосветных трубок устанавливаются в металлических ящиках, сконструированных таким образом, чтобы при открывании ящика трансформатор отключался со стороны первичного напряжения (ПУЭ, п. 6.4.2). Все части газосветной установки должны находиться на высоте не менее 3 м над уровнем земли и не менее 0,5 м над поверхностями площадок обслуживания крыш и других строительных конструкций (ПУЭ, п. 6.4.5).

Доступные для посторонних лиц и находящиеся под напряжением части газосветной установки необходимо ограждать в соответствии с разделом 4.2 и снабжать предупредительными плакатами (ПУЭ, п. 6.4.6). Открытые токоведущие части газосветных трубок должны отстоять от металлических конструкций или частей здания на расстоянии не менее 20 мм, а изолированные части – не менее 10 мм (ПУЭ, п. 6.4.7). Расстояние между открытymi токоведущими частями газосветных трубок, не находящимися под одинаковым потенциалом, – не менее 50 мм (ПУЭ, п. 6.4.8).

Открытые проводящие части газосветной установки на стороне высшего напряжения, а также один из выводов или средняя точка вторичной обмотки трансформаторов, питающих газосветные трубы, должны быть заземлены (ПУЭ, п. 6.4.9).

Трансформаторы или группа трансформаторов, питающие газосветные трубы, необходимо отключать со стороны первичного напряжения во всех полюсах аппаратом с видимым разрывом, а также защищать аппаратом, рассчитанным на номинальный ток трансформатора. Для отключения трансформаторов допускается применять пакетные выключатели с фиксированным положением рукоятки (головки) (ПУЭ, п. 6.4.10). Электроды газосветных трубок в местах присоединения проводов не должны испытывать натяжения (ПУЭ, п. 6.4.11).

Приемно-сдаточная документация. Электромонтажной организацией предоставляется техническая документация по сдаче-приему электромонтажных работ, скомплектованная по форме 1 совместно с актом технической готовности электромонтажных работ по форме 2 (ВСН 123–90, п. 2.3). Изменения и отступления от проекта должны быть согласованы между сторонами договора и отражены в ведомости и электротехнической части исполнительной документации по форме 3 (ВСН 123–90, п. 2.1). К комплекту документации заводов-изготовителей электрооборудования кроме документов, перечисленных в форме 1, прикладываются сертификаты на электрооборудование, кабельную продукцию, установочные изделия.

По электрооборудованию щитовых, ВРУ, этажных и квартирных щитков предоставляется протокол по форме 8 (ВСН 123–90, п. 3).

По электропроводкам составляется акт осмотра по форме 11 (ВСН 123–90, п. 5), по кабельным линиям — акт приемки, акт осмотра и журнал прокладки по форме 14, 15 и 18 (п. 3 ВСН 123–90) соответственно, по заземляющим устройствам — акт освидетельствования скрытых работ по форме 24 (ВСН 123–90, п. 8).

Оформление результатов проверки. Фиксация данных, полученных при контроле и оценке уровня качества ЭМР, производится в рабочих журналах испытателей. Сечения токоведущих частей элементов заземлителей рассчитывают, используя данные инструментальных измеров геометрии проводников. Полученные значения сравниваются с соответствующими нормируемыми значениями, приведенными в НД. Все результаты испытаний, проверок, осмотров заносятся в протоколы установленной формы.

В процессе монтажа составляются:

наряды-допуски на производство работ в процессе монтажа;

журнал производства работ по монтажу;

журнал авторского надзора за строительством.

По окончании монтажных работ оформляются:

протоколы измерений;

укладочные ведомости;

акт скрытых работ;

уведомление о готовности объекта (участка между пунктами регенерации) к сдаче;

протокол обследования законченного объекта;

акт рабочей комиссии о готовности законченного строительством объекта для предъявления приемочной комиссии;

справка об устранении недоделок, выявленных рабочей комиссией по приемке;

акт приемочной комиссии о приемке в эксплуатацию законченного строительством объекта.

Исполнительная документация предоставляется приемочной комиссией в одном экземпляре в составе, предусмотренном «Единым руководством по составлению исполнительной документации на за- конченных строительством сооружениях».

Исполнительная документация на законченный строительством объект включает в себя:

паспорт объекта;

рабочие чертежи на строительство, полученные от заказчика и откорректированные в соответствии с выполненными работами;

протоколы измерений;

укладочные ведомости строительных длин кабеля.

Приемочная комиссия обязана проверить:

устранение недоделок, выявленных рабочей комиссией, готовность объекта к приемке в эксплуатацию;

соответствие параметров вводимого объекта утвержденному проекту;

соответствие фактической стоимости (для заказчика) сметной стоимости строительства.

После окончания работы приемочная комиссия предоставляет в орган, назначивший ее, следующие материалы:

акт приемочной комиссии о приемке в эксплуатацию;

краткая докладная записка к акту о приемке, содержащая выводы комиссии о подготовленности объекта к нормальной эксплуатации.

Перечень производственной документации. До монтажа составляются:

договор на строительство;

согласованный список замечаний и изменений к проектно-сметной документации;

график поставки оборудования заказчиком;
график выполнения строительно-монтажных работ;
протокол утверждения плана работ, включая сроки приемочных испытаний;
протокол согласования с организацией, эксплуатирующей объект, на котором будет осуществляться монтаж;
протоколы взаимных согласований с владельцами пересекаемых объектов (переходы через ВЛ, линии связи, железные и автомобильные дороги, внутренние водные пути);
акт готовности участка для монтажа;
акт передачи оборудования;
акт приемочного контроля;
акты-допуски для производства строительно-монтажных работ в охранной зоне действующих ВЛ.

Перечень нормативно-технической документации

1. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей.
2. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок с изменениями и дополнениями.
3. Правила устройства электроустановок (глава 6, 7).
4. Правила устройства электроустановок (раздел 1.8).
5. Правила технического обслуживания устройств релейной защиты и электроавтоматики электрических сетей 0,4 кВ.
6. Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте.
7. ГОСТ 12.03.019–80 ССБТ. Испытания и измерения электрические. Общие требования безопасности.
8. Сакара А. В. Методические рекомендации по проведению испытаний электрооборудования и аппаратов электроустановок потребителей.
9. Гологорский Е. Г. Справочник по строительству и реконструкции линий электропередачи напряжением 0,4–500 кВ.
10. СП 31-11-0–2003. Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

Волобринский С. Д. Электрические нагрузки промышленных предприятий / С. Д. Волобринский, Г. М. Каянов, П. Н. Клейн. — Л. : Энергия, 1971. — 264 с.

Князевский Б. А. Электроснабжение промышленных предприятий : учебник / Б. А. Князевский, Б. Ю. Липкин. — М. : Высш. шк., 1979. — 481 с.

Кудрин Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий : учебник для вузов / Б. И. Кудрин. — М. : Интермет, 2005. — 670 с.

Повышение эффективности использования электроэнергии в системах электротехнологии / Б. П. Борисов [и др.] ; отв. ред. Г. Г. Счастливый. — Киев : Наук. думка, 1990. — 240 с.

Правила устройства электроустановок / Главэнергонацзор России. — М., 1998. — 608 с.

*Иванов Сергей Анатольевич
Маркелов Виктор Викторович
Скорняков Владимир Анатольевич
Соснин Владимир Алексеевич
Тонконогов Евгений Николаевич
Фролов Владимир Яковлевич*

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ
И ГРАЖДАНСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ**

Учебное пособие

*Редактор О. В. Махрова
Технический редактор А. И. Колодяжная
Корректор А. И. Рогозин
Компьютерная верстка Г. Н. Кинзябулатовой*

**Санитарно-эпидемиологическое заключение
№ 78.01.07.953.П001342.01.07 от 24.01.2007 г.**

**Налоговая льгота — Общероссийский классификатор продукции
ОК 005-93, т. 2; 95 3005 — учебная литература**

**Подписано в печать 02.11.2015. Формат 60×84/16.
Усл. печ. л. 25,5. Тираж 100. Заказ 197.**

**Отпечатано с готового оригинал-макета, предоставленного
Издательством Политехнического университета,
в Типографии Политехнического университета.
195251, Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29.
Тел.: (812) 552-77-17; 550-40-14.**



Фролов Владимир Яковлевич

Доктор технических наук, профессор. Выпускник Ленинградского политехнического института. Заведующий кафедрой «Электротехника и электроэнергетика» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого. Действительный член Академии электротехнических наук РФ.

В 2006 году организовал новый профиль подготовки студентов «Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений» и разработал магистерскую программу для подготовки высококвалифицированных специалистов в области изучения, проектирования, монтажа, наладки и эксплуатации электрооборудования, автоматизации управления системами электроснабжения промышленных предприятий и гражданских объектов.

Основные научные достижения находятся в области исследований и моделирования процессов в элементах электрооборудования, в электрических и электронных аппаратах, совершенствования мероприятий по повышению энергоэффективности эксплуатации электрооборудования для городских распределительных сетей, внутризаводского электроснабжения и их режимов, информационных систем управления ресурсами потребителей электроэнергии.

Председатель диссертационного совета Д 212.229.20 (специализация 05.09.03. Электротехнические комплексы и системы).

Автор более 150 научных работ, в том числе 24 изобретений, 3 научных монографий и 20 учебных пособий. «Почетный работник высшего образования РФ», «Изобретатель СССР».