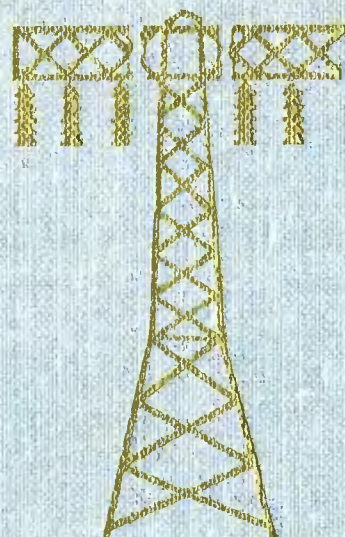


621.311.
3454



ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ



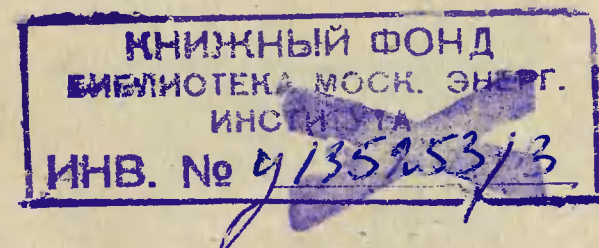
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

ПОД РЕДАКЦИЕЙ
ЛАУРЕАТА ЛЕНИНСКОЙ ПРЕМИИ
ДОКТ. ТЕХН. НАУК
ПРОФ. В. А. ВЕНИКОВА

ТОМ III

ПЕРЕДАЧА ЭНЕРГИИ ПЕРЕМЕННЫМ И ПОСТОЯННЫМ ТОКОМ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

ДОПУЩЕНО
МИНИСТЕРСТВОМ ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО
СПЕЦИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ СССР
В КАЧЕСТВЕ УЧЕБНОГО ПОСОБИЯ
ДЛЯ СТУДЕНТОВ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СПЕЦИАЛЬНОСТЕЙ
ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ



ИЗДАТЕЛЬСТВО
«ВЫСШАЯ ШКОЛА»
МОСКВА — 1972

~~6П2.11~~
~~Э45~~
~~УДК 621.311~~

В. А. Веников, В. В. Худяков, Н. Д. Анисимова

Э45 Электрические системы, т. 3. Передача энергии переменным и постоянным током высокого напряжения. Под ред. В. А. Веникова. Учеб. пособие для электроэнерг. вузов. М., «Высш. школа», 1972, 368 с. с илл.

На обор. титул. л. авт.: Н. Д. Анисимова, В. А. Веников, В. В. Худяков.

Данная книга представляет собой третий том учебного пособия. В книге излагаются вопросы передачи электроэнергии на расстояние как единой проблемы, включающей передачи переменного и постоянного тока, и их роль в энергосистеме в целом.

Книга предназначена в качестве учебного пособия для студентов электроэнергетических специальностей. Может быть использована студентами электротехнических специальностей, а также аспирантами и инженерами этих специальностей.

3—3—9
 92—72

6П2.11

Рецензенты:

кафедра электрических систем Львовского политехнического института; проф. Д. А. Арзамасцев.

Валентин Андреевич Веников
 Владимир Васильевич Худяков
 Надежда Дмитриевна Анисимова

ПЕРЕДАЧА ЭНЕРГИИ ПЕРЕМЕННЫМ И ПОСТОЯННЫМ ТОКОМ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Редактор С. М. Оводова. Художник В. З. Казакевич. Художественный редактор Н. К. Гуров. Технический редактор Э. М. Чижевский. Корректор С. К. Марченко

Т-08599, Сдано в набор 19/1-72 г. Подп. к печати 26/VI-72 г. Формат 60 × 90^{1/16}. Объем 23 печ. л. Уч.-изд. л. 23,94. Изд. № стд-157. Тираж 20 000 экз. Цена 1 р. 05 к. План выпуска литературы для вузов и техникумов издательства «Высшая школа» на 1972 г. Позиция № 92

Москва, К-51, Неглинная ул., д. 29/14, Издательство «Высшая школа»

Заказ 119. Ордена Трудового Красного Знамени Ленинградская типография № 1 «Печатный Двор» имени А. М. Горького Главполиграфпрома Комитета по печати при Совете Министров СССР, г. Ленинград, Гатчинская ул., 26.

Предисловие

Настоящее учебное пособие предназначается для студентов энергетических и электротехнических вузов и факультетов. Оно может быть использовано как основное студентами, специализирующимися по электрическим сетям и системам, кибернетике электрических систем, технике высоких напряжений и преобразовательной технике (специальности 0302, 0304, 0314), и как вспомогательное студентами других специальностей. Книга может быть полезна для инженеров и техников, научных работников и аспирантов, работающих в области проектирования, исследования и эксплуатации передач энергии переменным и постоянным током, а также мощных преобразовательных установок. В основу данного учебного пособия в части переменного тока положена монография В. А. Веникова «Дальние электропередачи» (Госэнергоиздат, 1960), а в части постоянного тока — учебное пособие В. В. Худякова (ВЗПИ, 1958). В пособие включены также материалы курсов лекций, на протяжении ряда лет читавшихся авторами для студентов МЭИ. Работа, таким образом, является коллективной. В книге отражена не только работа авторов, но и материалы ряда опубликованных работ — отечественных и зарубежных; использованы также результаты диссертаций аспирантов и дипломных проектов студентов, выполненных под руководством авторов на кафедре «Электрические системы» МЭИ. Список литературы, приведенный в конце каждой главы книги, не претендует на полноту и дает только материал учащимся для расширения и углубления предмета.

Настоящее учебное пособие соответствует трем курсам, имеющимся в существующих учебных планах: «Электрические сети и системы», «Передача электроэнергии переменным током» и «Электропередачи постоянного тока». Однако авторы надеются, что пособие в будущем будет предназначено и для нового курса, который должен быть введен во всех энергетических вузах. Этот курс объединит в одно целое все вопросы, возникающие при передаче и преобразовании электрической энергии; он должен будет заменить упомянутые выше отдельные курсы, которые в настоящее время читаются в вузах. Такое построение отдельных курсов, охватывающих, в сущности, единую проблему передачи и преобразования электрической энергии, сложившееся исторически и в свое время оправданное, становится теперь уже недопустимым. Гораздо целесообразнее во всех отношениях — и в смысле научной цельности проблемы, и в методическом отношении, и в смысле экономии времени учащегося — излагать все упомянутые вопросы как единую проблему.

Некоторый имеющийся опыт показывает, что такое изложение не только вполне возможно, но и весьма целесообразно. Количество времени, отводимое на обобщенный курс, оказывается значительно меньшим времени, отводимого на отдельные курсы, при этом усвоение материала студентами значительно облегчается. Однако сказанное, конечно, ни в коей мере не означает, что задача единого подхода к изложению вопросов передачи электроэнергии на расстояние как к единой проблеме полностью решена и что предлагаемое вниманию читателей (преподавателей, учащихся и инженерных работников) пособие можно считать законченным. Напротив, коллектив авторов этой работы вполне понимает, что этот их первый опыт единого изложения многогранных проблем, затронутых в работе, не свободен от очень многих недостатков, и только дальнейшая работа над данным курсом и учебным пособием к нему может привести к желаемым результатам.

Несомненно, что в вузах возникнут немалые затруднения в связи с тем, что до сих пор специалисты по передаче электроэнергии резко делились на две группы, одна из которых занималась только переменным током, а другая — только постоянным. Деление это все больше и больше теряет смысл, так как все интенсивнее у этих «совсем разных» передач выявляются общие или почти одинаковые элементы, а эксплуатация выдвигает все больше и больше вопросов, связанных с совместной работой передач переменного и постоянного тока; кроме того, проектирование объединенных энергосистем и управление ими требует единого подхода к любой передаче. Преподавателям вузов придется учесть эту явную тенденцию современного научно-технического прогресса и перейти к освоению единого курса передачи электроэнергии.

Книга построена так, что для некоторых специальностей она может изучаться не целиком, а по главам. Например, введение и гл. 1 дают основные сведения об электропередачах для инженеров не специалистов.

Книга является третьим томом и предполагает знакомство с предыдущими двумя томами. Однако, учитывая, что не все читатели могут это сделать, авторы допустили некоторые повторения в части общих вопросов и определений.

В настоящей книге не приведено числовых примеров, поэтому при проработке курса рекомендуется пользоваться учебным пособием «Примеры анализа и расчетов режимов электропередач, имеющих автоматическое регулирование и управление» («Высшая школа», 1967), написанным коллективом авторов кафедры электрических систем Московского энергетического института под ред. В. А. Веникова.

Работа по написанию третьего тома распределялась между авторами следующим образом: материал по электропередачам переменного тока принадлежал в основном В. А. Веникову и Н. Д. Анисимовой; по постоянному току — В. В. Худякову. Над всей книгой авторы работали совместно.

Авторы будут благодарны всем читателям настоящей книги за замечания и предложения, направленные на улучшение дальнейшего изложения рассматриваемых вопросов и совершенствование курса.

Эти замечания просьба направлять в издательство «Высшая школа».

Введение

РАЗВИТИЕ ЭНЕРГЕТИКИ, ЗАДАЧИ И СОВРЕМЕННЫЕ СПОСОБЫ ПЕРЕДАЧИ ЭНЕРГИИ НА РАССТОЯНИЕ

Роль электропередач в электроэнергетике. Развитие электроэнергетики идет по пути создания больших энергетических систем и централизации выработки электроэнергии на базе крупных тепловых (включая и атомные) и гидравлических электрических станций. Такой путь электрификации, являясь наиболее эффективным в технико-экономическом отношении, позволяет снизить требуемые по условиям надежности резервные мощности и совмещенные максимумы суточных и сезонных нагрузок районов, расположенных в различных поясах времени, а также в южных и северных районах страны.

Современные объединенные энергосистемы (ОЭС) охватывают огромные территории. Так, например, ОЭС Центра — Юга Европейской части СССР и Урала простирается почти на 2000 км и в меридиональном, и в широтном направлениях. Создаются связи между системами отдельных стран и международные энергетические объединения нескольких стран, например система стран социалистического содружества «Мир», объединения систем стран Западной Европы, систем США и Канады.

Линии электропередач, связывающие системы, называются *межсистемными связями*. Различают линии слабых и сильных межсистемных связей.

По линиям слабых связей передаются сравнительно небольшие мощности, необходимые для снятия пиков или регулирования частоты и напряжения объединенных систем.

Линии, осуществляющие сильные связи, формируют структуру объединенной системы. При этом перетоки электроэнергии между отдельными системами составляют значительную часть от их собственной выработки. Совершенствование этих линий является весьма актуальной проблемой при создании ОЭС СССР. Особое значение ОЭС для Советского Союза обусловлено прежде всего тем, что на территории страны имеются очень большие запасы органического топлива: больше 50% мировых запасов угля, свыше 60% торфа, более

30% газа и нефти. Однако расположение этих запасов неравномерно и не соответствует размещению населения и промышленности на территории страны. Так, около 85—90% наиболее экономичных топливно-энергетических ресурсов расположено в ее азиатской части, в то время как 80% потребителей энергии — в центральной части.

Объединенная Единая энергетическая система (ОЕЭС) должна охватить районы страны от ее западных границ, соединившись через систему «Мир» с энергосистемами Польши, ГДР, Чехословакии, Румынии, Болгарии и Венгрии, до Центральной Сибири, т. е. охватить в широтном направлении более шести тысяч километров. В этой системе должны появиться мощные межсистемные связи. Так, из Центральной Сибири и Северного Казахстана от станций, удаленных на 3—4 тыс. км, пойдут на запад мощные потоки электроэнергии. Таким образом, в проблемах проектирования и функционирования ОЕЭС на первом месте стоит задача транспортирования большого количества энергии на значительные расстояния и поиска новых путей создания сверхмощных электропередач.

Аналогичные вопросы возникают, хотя и оказываются менее существенными, в странах, имеющих более ограниченную территорию, например таких, как Франция, Англия и др.

Одной из сверхмощных передач должна быть передача постоянного тока при напряжении 1500 кВ (± 750 кВ), соединяющая Казахстан и Центр. По ней будет передаваться 6 млн. кВт на расстояние до 2500 км. После 1980 г. напряжение передач постоянного тока должно достигнуть порядка 2000 кВ (± 1000 кВ) при передаче по одной цепи мощности 10—12 млн. кВт на расстояние до 4000 км. Большие задачи стоят и перед электропередачами переменного тока, которые, видимо, достигнут напряжения 1000—1200 кВ, как следующей ступени за напряжением 750 кВ.

Повышение напряжения электропередач важно не только для дальних передач: при передаче очень больших количеств энергии даже сравнительно на небольшие расстояния также оказывается необходимо повышение напряжения.

В повышении пропускной способности и надежности электропередач переменного тока должны будут сыграть большую роль прорабатываемые сейчас усовершенствования. Это прежде всего — введение в передачу весьма быстрого регулирования и автоматического изменения ее параметров в функции режима (кибернетическое регулирование). Видимо, таким путем можно будет снять ограничения по устойчивости, приблизив в этом смысле свойства передачи переменного тока к свойствам передачи постоянного тока. Передача энергии по линиям, входящим в состав ОЭС, — это не единственный способ передачи энергии на расстояние. Существует ряд других способов (перевозка топлива, передача газа и т. д.) обеспечения энергией потребителя, входящего в состав Единой энергетической (а не электроэнергетической) системы. Сооружение электропередач для транспортирования электроэнергии должно производиться тогда и только тогда, когда это, безусловно, выгодно с точки зрения энергетики и всего народного хозяйства страны в целом.

Планирование развития электропередач и энергосистем является частью общего народнохозяйственного планирования. Планирование энергетического хозяйства требует увязки топливоснабжения значительно удаленных друг от друга взаимодействующих районов. Например, кузнецкие угли приходится перевозить на запад на расстояние в 3—4 тыс. км, газ из Центральной Азии поступает на Урал за 2—2,5 тыс. км. Газопровод «Азия — Центр» имеет длину более 3000 км, по нефтепроводу «Дружба» советская нефть направляется к Берлину и Праге, создается нефтедобывающая база в Сибири *. Необходимым становится рассмотрение всего топливно-энергетического баланса как единого целого при учете общего потребления всех энергоресурсов страны и их возможного экспорта. Появляется также необходимость учета взаимосвязанности различных видов энергоресурсов и всего топливно-энергетического баланса ОЭС страны.

Создание ОЭС предусматривает не только единую электроэнергетическую систему, но и единые системы снабжения страны газом и нефтью. Единой сетью снабжения природным газом практически охвачены территории от Северного Кавказа и Поволжья до Львова и Ленинграда. Урал получает природный газ из Средней Азии. Производительность этой системы непрерывно возрастает, а ее пространственные связи развиваются, включая в свой состав, например, такие газопроводы, как Средняя Азия — Центр, Западно-Сибирская низменность — Северо-Западный район и другие, не имеющие себе равных по протяженности. Система снабжения страны тепловой энергией также централизуется. По уровню развития комбинированного производства электроэнергии и тепла (теплофикации) СССР давно уже вышел на первое место в мире, обеспечив больше половины потребностей народного хозяйства в паре и горячей воде.

Развитие системы централизованного снабжения электроэнергией, газом, нефтью и тепловой энергией, дополняемое железнодорожными перевозками твердого топлива, создает условия для объединения всех звеньев топливно-энергетического хозяйства в единую отрасль материального производства. В возможности планомерного развития такой общенергетической системы ярко проявляются преимущества социализма.

При создании ОЭС транспортирование энергии в виде электроэнергии, несомненно, имеет большое значение, однако развитие электропередач проходит в условиях, когда их эффективность сопоставляется с эффективностью транспортирования газа, нефти и угля по железным дорогам.

Электрификация железнодорожных магистралей основных грузопотоков при высокой (в несколько раз выше, чем, например, в США) загрузке может уменьшить стоимость железнодорожных перевозок топлива на большие расстояния.

* Центральный Комитет КПСС и Совет Министров СССР признали важнейшей народнохозяйственной задачей создание в ближайшие годы в Западной Сибири новой крупной нефтедобывающей базы страны и обеспечение добычи нефти в этом районе в 1975 г. в количестве 100—120 млн. т и в 1980 г. — 230—260 млн. т (газета «Известия» от 20.1.1970).

Строительство мощных газопроводов с трубами все возрастающих диаметров удешевляет дальнюю транспортировку природного газа и нефти. Однако использование нефти и газа как топлива для электростанций все в большей мере ограничивается, так как нефть получает значительное применение в промышленности, а газ — в промышленности и быту. Транспортировка на большие расстояния энергии, имеющейся в низкокалорийном твердом топливе, в обозримое время будет, видимо, экономически выгодна только лишь в форме электроэнергии. Естественно, что внимание акцентируется на сверхдальних электропередачах большой мощности, с помощью которых можно использовать энергию дешевых, но нетранспортабельных углей Центральной Сибири и других отдаленных районов страны, мало обжитых, с трудными природными условиями. Освоение таких источников энергии требует значительного времени, и при разработке планов приходится учитывать перспективы нескольких десятков лет, в течение которых могут быть открыты новые месторождения природных энергоресурсов, разработаны новые методы транспортировки топлива или электроэнергии и усовершенствованы существующие. Все это сказывается на размещении планируемых электростанций и направлениях электропередач, а следовательно, и на всей структуре объединений энергетической системы.

Весьма существенное влияние здесь могут также оказать изменения технико-экономических показателей атомных электростанций (АЭС). Стоимость энергии АЭС мало зависит от местных условий и от расстояния до места добычи ядерного топлива. Однако дальнейший рост атомной энергетики в первую очередь обеспечивается увеличением мощности агрегатов и станций, так как только при этом возможно их существенное удешевление, которое к 1980 г., видимо, должно быть порядка 30%. В свою очередь увеличение мощности накладывает большие ограничения на повышение надежности оборудования, на его резервирование. Для сверхмощных АЭС появляются ограничения и в их расположении на территории страны (потребность в воде, биологическая безопасность), что вызывает необходимость в сверхмощных электропередачах.

Увеличение мощности характерно и для ГЭС, и для ТЭС. Для новых ГЭС, например, должны быть созданы турбины, уникальные по своей конструкции и мощности. Так, для Саяно-Шушенской ГЭС создаются турбины мощностью 650 тыс. *квт*.

Мощность современных тепловых электростанций все возрастает, что дает снижение удельного расхода условного топлива*. Так, у Приднепровской ГРЭС установленная мощность 2400 *Мвт*, у Старобешевской — 2300 *Мвт*. Будущие тепловые станции должны быть еще большей мощности и иметь турбогенераторы 500, 800 *Мвт* (первые установлены на Назаровской и Славянской ГРЭС). Проектируются турбогенераторы мощностью 1200 *Мвт*, которые будут установлены на Костромской ГРЭС. Таким образом, дальнейший количественный рост энергетики будет сопровождаться и качественными изменениями,

* Удельный расход условного топлива на районных электростанциях в граммах на отпущенный *квт·ч* в 1928 г. составлял 870, в 1940 — 645; в 1950 — 590; в 1960 — 471; в 1967 — 392.

для которых прежде всего характерен дальнейший рост централизации энергоснабжения: к концу 1975 г. он должен достичь 97—98%, к 1980 г. — 99%. Все это указывает на дальнейшее повышение роли электропередач в современных и тем более будущих энергосистемах.

Прогнозирование и планирование сооружения будущих электропередач связано с прогнозированием и планированием развития источников энергоресурсов. Открытие новых месторождений нефти и особенно природного газа прогнозировать весьма затруднительно. В их стоимости разведка новых месторождений составляет очень большую долю — для природного газа около 50% (против 1—2% для угля). Газовые месторождения, таким образом, стремятся осваивать возможно быстрее, но не на большой срок вперед. При долгосрочном планировании разрабатываются варианты топливно-энергетического баланса, отличающиеся не только ожидаемыми темпами прироста потребления, но и предполагаемыми источниками их покрытия. При этом особенно большое значение приобретает разработка методов планирования и оптимизации развития объединенной электроэнергетической системы, а отсюда — выбор места и времени сооружения в ней электропередач.

Развитие электропередач. Историю передачи электрической энергии на расстояние можно начать с 1873 г., когда на выставке в г. Вене Фонтен осуществил первую передачу мощности 1 *л. с.* по линии длиной 4 *км*. Почти в это же время штабс-капитан Ф. А. Пироцкий провел в Петербурге серию опытов по передаче энергии постоянным током на расстояние порядка 1 *км* по рельсам Сестрорецкой ж. д., изолированным от земли с помощью просмоленного брезента. Позднее, в 1882 г., немецкий инженер Миллер и французский инженер Депре осуществили более крупную электропередачу постоянного тока Мисбах — Мюнхен на расстояние 57 *км*. В дальнейшем после изобретения М. О. Доливо-Добровольским трансформатора и асинхронного двигателя выработку, передачу и потребление электроэнергии стали осуществлять на переменном токе, что явилось, безусловно, шагом вперед.

Первая передача энергии переменным током была осуществлена видным русским ученым и инженером М. О. Доливо-Добровольским в 1891 г. между Лауффеном и Франкфуртом-на-Майне. Длина линии передачи составляла 175 *км*, напряжение между фазами — 15 *кв*, передаваемая мощность — 221 *квт*.

Швейцарский инженер Рене Тюри в 1906 г. предложил передавать энергию постоянным током при последовательном включении в линию передачи источников и приемников энергии. Этот способ, названный системой Тюри, обеспечил развитие электропередач постоянного тока наряду с электропередачами переменного тока.

Наиболее крупной линией постоянного тока, построенной Тюри в 1907 г., была линия длиной 180 *км* от гидростанции Мутье до Лиона. Напряжение между полюсами линии было 57 *кв*, передаваемая мощность — 5 *Мвт*. Все генераторы и двигатели по системе Тюри были оборудованы специальными короткозамыкателями и включались в линию последовательно. Ток в линии поддерживался неизменным, а нагрузка менялась за счет количества включенных машин или величины напряжения. Для отключения генератора или двигателя машина

сначала шунтировалась короткозамыкателем, а потом уже отключалась от линии. Включение машин проводилось в обратном порядке. Гидрогенераторы постоянного тока на гидростанции Мутье приводились во вращение через изолированные валы и были установлены на изолированных фундаментах. Аналогично были смонтированы двигатели. Линия Мутье — Лион работала очень надежно в течение 30 лет. В последние годы эксплуатации длина ее была увеличена до 220 км, напряжение возросло до 125 кВ. Передаваемая мощность достигла 20 Мвт. Впоследствии в Европе были построены еще несколько линий постоянного тока по системе Тюри.

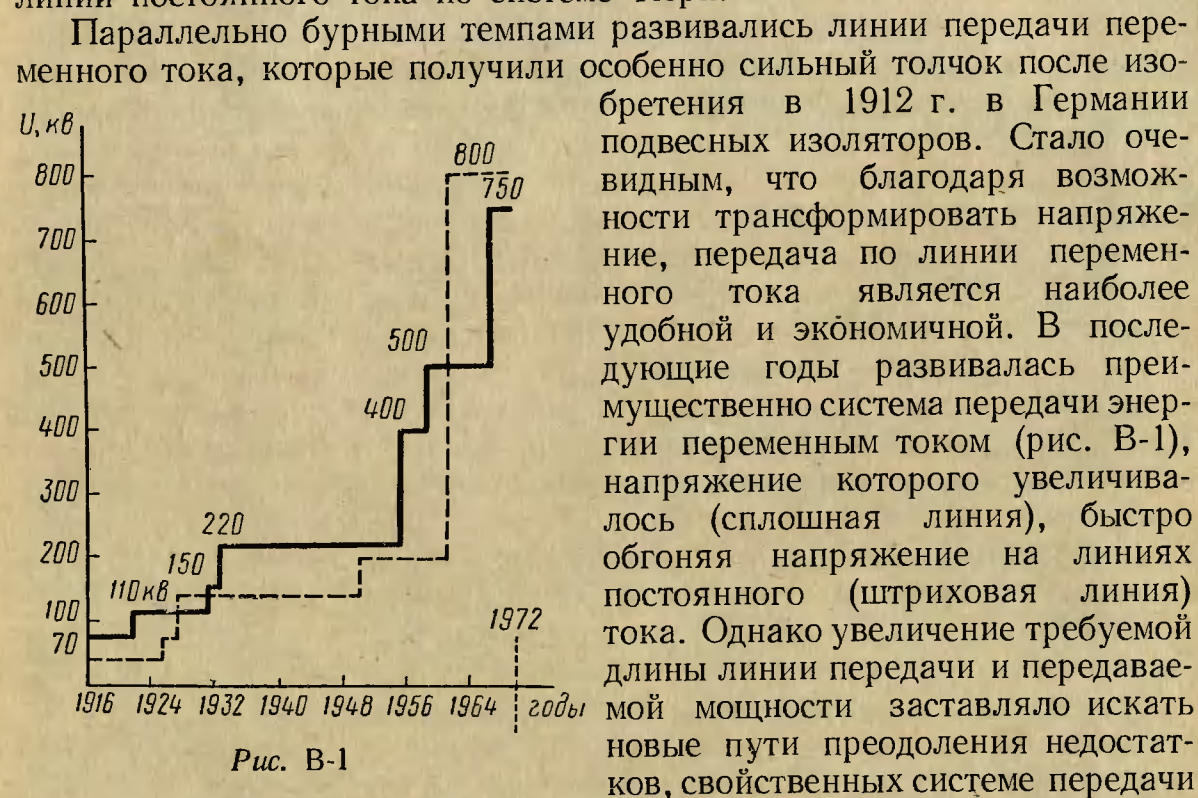


Рис. В-1

энергии переменным током. Возврата к системе Тюри быть не могло: это было бы шагом назад, так как синхронные генераторы, вырабатывающие энергию, и асинхронные двигатели, потребляющие ее, являлись значительно более экономичными и надежными аппаратами, чем динамомашин.

В 30-е годы начала быстро развиваться преобразовательная техника, применявшаяся на транспорте и в промышленности. Первые преобразователи выполнялись на низковольтных неуправляемых стеклянных ртутных вентилях. Эти вентили нельзя было применить для передачи постоянного тока. Для этой цели нужны были мощные высоковольтные управляемые вентили. Работа над созданием таких вентилей проводилась в эти годы в ряде стран: СССР, США, Швеции, Швейцарии, Германии. В СССР параллельно велась разработка ртутных и дуговых вентилей. Практические результаты были достигнуты только в отношении высоковольтных ртутных вентилей, на которых были осуществлены вначале опытные, а затем и промышленные передачи постоянного тока. Разработка дуговых вентилей была доведена только до стадии лабораторных образцов.

В СССР разработка промышленной передачи энергии постоянным током началась в 1938 г. при проектировании Куйбышевской ГЭС, когда возникла необходимость в передаче 1000 Мвт на расстояние порядка 1000 км. В то время еще не было средств повышения устойчивости дальних передач переменного тока, и специалистам представлялось, что на переменном токе можно передавать энергию не более чем на 400 км и только передачи постоянного тока позволят передать мощность около 500 Мвт на цепь на расстояние 1000 км. Война прервала работу над передачей постоянного тока, а в 1956 г. передача энергии из Куйбышева от Волжской ГЭС им. В. И. Ленина в Москву была осуществлена на напряжении 400 кВ переменного тока. В дальнейшем эта электропередача была переведена на напряжение 500 кВ.

Уже через 12 лет после пуска этой первой линии протяженность эксплуатируемых электропередач 500 кВ в СССР достигла рекордной в мире цифры — 9 тыс. км в одноцепном исчислении. Они образовали основные связи Единой энергетической системы (ЕЭС) Европейской части страны и послужили основой для последующего создания Объединенной энергетической системы Союза (ОЭС). Непрерывная цепочка линий 500 кВ Волгоград — Москва — Куйбышев — Челябинск — Свердловск — Нижний Тагил длиной 3000 км, из которых 2000 км составляли двухцепные линии, связала ОЭС Поволжья, Центра и Урала. В эту систему была подключена и передача постоянного тока, соединившая Волгоград и Донбасс, Южная энергосистема была связана с системами Кавказа и Закавказья и через передачу 330 кВ подключена к ОЭС Северо-Запада — Центра. Таким образом, к 1968 г. ЕЭС объединила шесть (из десяти) крупных энергосистем Союза с суммарной мощностью около 70 млн. кВт и охватила территорию около 6 млн. км² с населением 160 млн. чел.

Передачи 500 кВ стали быстро развиваться и в ОЭС Центральной Сибири, где их длина к 1968 г. составила около 3000 км.

К 1970 г. в СССР сложилось 10 ОЭС, в четырех из которых (ОЭС Юга, Северо-Запада, Северного Кавказа и Закавказья) в качестве системообразующих используются линии 330 кВ с пропускной способностью 350—450 Мвт на цепь. В остальных ОЭС для выдачи мощности крупных станций, дальней передачи энергии и создания системообразующих связей используются линии 500 кВ.

Высокая пропускная способность передач 500 кВ (до 1000 Мвт на одну цепь при длине до 1000 км), достигаемая широкой системой мероприятий, позволяет считать, что они сохраняют свое значение межсистемных связей в районах их развития на ближайшие 15—20 лет, обеспечивая пропускную способность не выше 10—15% от мощности наименьшей объединенной системы. В дальнейшем с ростом напряжения электропередач переменного тока до 750—1200 кВ и постоянного тока до 1500—2000 кВ эти линии будут системообразующими передачами, а линии переменного тока 500 кВ приобретут значение распределительных сетей.

Недавно (1958—70 гг.) освоенная новая ступень напряжения — 750 кВ, видимо, будет играть ту же роль, что и напряжение 500 кВ, поскольку для магистральных, системообразующих связей длиной от

1000 км при пропускной способности 2500—3000 Мвт более выгодно напряжение 1000—1200 кВ переменного тока. Необходимость в увеличении дальности и мощности передачи приводит к тому, что в настоящее время напряжению 1000—1200 кВ переменного тока уделяется все больше внимания. Причины ограничения пропускной способности электропередач при заданном напряжении могут быть не только экономического, но и технического характера:

рост потерь мощности, идущих на нагрев проводов и аппаратуры, и в связи с этим возможное нарушение нормальной работы изоляции и контактов;

наличие определенного предела пропускной способности электропередач переменного тока по условиям устойчивости параллельной работы электростанций, работающих в системе;

наличие условия регулирования напряжения, для поддержания которого в заданных пределах может потребоваться настолько большая величина реактивной мощности, что ее выработку будет затруднительно осуществить как по техническим, так и по экономическим соображениям.

Основным мероприятием, позволяющим устранить технические трудности и увеличить пропускную способность электропередачи, является переход на более высокое напряжение.

Пропускная способность ЛЭП достаточно точно не может быть определена независимо от сети, в которую она включена. Лишь у весьма коротких ЛЭП может быть определена максимальная передаваемая мощность по условию нагрева проводов. В случае дальних ЛЭП при известных условиях (большой мощности системы и достаточной жесткости напряжения на концах ЛЭП) пропускная способность ЛЭП может быть принята равной величине натуральной * линии

$$P_c = U_{\text{ном}}^2 / z_c,$$

где $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение; z_c — волновое сопротивление ЛЭП.

Применяемая в Союзе шкала напряжения 35-110-220-500 кВ в одних системах и 35-150-330-750 кВ — в других накладывает определенные условия на повышение напряжения передачи с ростом мощностей объединяемых систем и увеличение пропускной способности системообразующих передач. При этом оказывается, что напряжение 750 кВ может быть перспективно для районов, уже имеющих сети 330 кВ. Именно для одного из таких районов — Южная энергосистема — и планируется первая дальняя передача 750 кВ. Первая передача 750 кВ вблизи Москвы (длина около 90 км) была сооружена не только для передачи мощности 1200 Мвт, но и для получения опыта строительства и эксплуатации электропередач нового класса напряжения. Эта передача связывает через повышающий автотрансформатор шины 500 кВ электростанции в Конаково (проектная мощность 3600 Мвт)

* Понятие натуральной (естественной) мощности линии вводится в курс теоретических основ электротехники. См. Г. В. Зевеке и др. Основы теории цепей. ГЭИ, 1963, стр. 231; под ред. В. А. Веникова. Электрические системы. Т. II. Электрические сети. «Высшая школа», 1971, стр. 72.

с шинами 500 кВ (через понижающий трансформатор) подстанции в Белом Расте под Москвой.

Высоковольтные линии 1000—1200 кВ в дальнейшем должны будут широко применяться для межсистемных связей и транспортирования энергии. Сосредоточение более 85—90% возможных для использования (в том числе и экономически наиболее выгодных) энергоресурсов всех видов (водотоки рек, уголь открытой разработки, нефть, газ) в восточных районах страны (в том числе до 60% в Сибири) и концентрация до 80% электропотребления в Европейской части СССР предопределяет общую идею о движении энергии (всех видов) с Востока СССР на Запад, которая получает сейчас более конкретное выражение. Покрытие предвидимого дефицита собственных топливно-энергетических ресурсов европейских районов СССР и Урала, по-видимому, будет предусматривать, наряду с транспортированием всех видов топлива, транспортирование электроэнергии из Сибири и Северного Казахстана в ОЭС Европейской части в размере до 20% от общего баланса электроэнергии, т. е. до 300 млрд. кВт·ч. Таким образом, речь идет о передаче нескольких десятков миллионов киловатт на расстояния в 2—2,5 тыс. км, а по некоторым проектам — до 4 тыс. км.

Характеристики передач переменного и постоянного тока в настоящее время таковы, что наиболее экономичного решения указанных выше задач можно ожидать от передач постоянного тока с напряжением 1500 кВ (± 750 кВ) и выше. Эти передачи смогут конкурировать и с транспортированием низкокалорийного топлива. Первая из таких передач 1500 кВ с пропускной способностью 6000 Мвт должна пройти из Северного Казахстана в Центр (2500 км).

Количественные экономические оценки здесь затруднительны, но по предварительным данным стоимость одного километра такой линии примерно на 20% выше, чем линии 750 кВ переменного тока, тогда как пропускная способность вдвое больше. При значительной длине линии и большой передаваемой мощности экономия при постоянном токе на стоимости линии и компенсирующих устройств, необходимых на линии переменного тока, оказывается заметной и покрывает повышенные затраты на преобразовательные подстанции.

В перспективных разработках рассматривается применение и еще более высоких напряжений переменного (1000—1200 кВ) и постоянного (2200 кВ, ± 1100 кВ) тока.

Транссибирские передачи, рассматриваемые прежде всего как линии транспортирования энергии, являются вместе с тем системообразующими в Единой энергетической системе всего Советского Союза (ЕЭС СССР) и связывают ОЭС Сибири и Северного Казахстана с ЕЭС Европейской части СССР.

Таким образом, не исключено, что продвижение передач постоянного тока от Сибири в Европейскую часть страны приведет к смешанной структуре высоковольтной сети для этой части.

Передачи постоянного тока, получающие сейчас развитие, имеют определенную историю. Так, в 1950 г. в СССР была пущена крупная опытно-промышленная линия передачи постоянного тока Кашира — Москва, выполненная двумя одножильными подземными кабелями длиной 112 км, мощностью 30 Мвт, напряжением 200 кВ.

Передача имеет две преобразовательные подстанции (выпрямительную в Кашире и инверторную в Москве). С 1950 до 1955 г. передача работала по трехфазной мостовой схеме с тремя вентилями в плече моста. Затем схемы обеих подстанций были переделаны на двенадцатифазные каскадно-мостовые схемы. На подстанциях первоначально были применены одноанодные ртутные вентили типа ВР-1 на 120 кВ максимального обратного напряжения и 150 А максимального анодного тока. В 1969 г. ртутные вентили заменены тиристорными блоками.

В 1962 г. была введена в эксплуатацию воздушная линия передачи Волгоград — Донбасс длиной 473 км. Развиваясь поэтапно, она к 1965 г. достигла мощности 720 Мвт с напряжением между полюсами передачи 800 кВ.

Диспетчерским управлением систем, связанных этой передачей, в полной мере реализуются особые возможности электропередачи постоянного тока — менять направление потока мощности независимо от частоты и уровней напряжения в примыкающих системах переменного тока. Так, в период паводка на Волге энергия круглосуточно передается в Южную энергосистему, в другие периоды передача энергии в этом направлении необходима в часы вечернего максимума в Донбасс, в остальные часы суток поток мощности, как правило, направляется из Южной энергосистемы в Волгоград.

За рубежом интерес к передачам постоянного тока и мощным преобразовательным установкам возник уже давно. Так, в США еще в 30-е годы были выполнены преобразовательные установки на ртутных вентилях при напряжении до 15 кВ для связи энергосистем разной частоты, в частности, в Питтсбурге была построена установка мощностью 10 Мвт для связи энергосистем 25 и 60 Гц. Однако в США долгое время не видели перспектив для применения постоянного тока, и работы по развитию мощной высоковольтной преобразовательной техники интенсивно не велись. Только начиная с 1964 г. в США стали проявлять интерес к передаче постоянного тока, который особенно возрос после аварии в Нью-Йорке в ноябре 1965 г., когда стало ясно, что, несмотря на наличие больших резервов и сильно развитых районных и местных электрических сетей, в отдельных случаях может быть нарушена устойчивость линий электропередачи переменного тока, что приведет к развалу даже очень крупных энергосистем.

В Швеции работа над созданием высоковольтных ртутных вентилях началась в 1929 г., когда шведская фирма ASEA получила патент на высоковольтный ртутный вентиль с промежуточными электродами для деления обратного напряжения. Уже в 1954 г. на оборудовании этой фирмы была осуществлена электропередача постоянного тока с материка на остров Готланд напряжением 100 кВ, мощностью 20 Мвт, на расстояние 100 км. В дальнейшем фирма ASEA стала широко поставлять высоковольтное оборудование для передач постоянного тока [Англия — Франция (1961 г.), Дания — Швеция (1965 г.), острова Новой Зеландии (1965 г.), связь энергосистем 50 и 60 Гц в Японии (1965 г.) и др.].

В Германии в период 1930—1945 г. довольно быстрыми темпами велись работы по практическому осуществлению электропередач постоянного тока. Разработка электрооборудования для этих электропередач проводилась в двух направлениях: ртутные одноанодные высоковольтные вентили, разрабатывавшиеся параллельно фирмами AEG и SSW; высоковольтные многопромежуточные дуговые вентили, разрабатывавшиеся в Технической высшей школе в Брауншвейге (проф. Э. Марксом). Эти работы завершились проектированием и строительством первой очереди наиболее крупной в Германии передачи постоянного тока Эльба — Берлин напряжением 200 кВ и мощностью 30 Мвт. Вся передача должна была иметь параметры 400 кВ, 60 Мвт и осуществлялась на ртутных вентилях фирм AEG и SSW. Эта передача не была пущена. Кроме нее, в Германии был осуществлен ряд более мелких передач на ртутных вентилях (Мангейм — Карлсруэ, Шарлоттенбург — Моабит) и дуговых вентилях (Лерте — Мисбург). Все эти передачи носили экспериментальный характер и длительно не работали. В последние годы в ФРГ вновь начались работы по передаче постоянным током, которые проводятся фирмами AEG, SSW и BBC.

В настоящее время в странах Западной Европы основной проблемой является повышение передаваемой мощности по существующим линиям передач, а также вопросы экспорта и импорта электроэнергии при межсистемных связях, как, например, энергосистем Англии и Франции через Ла-Манш по линии постоянного тока. Увеличению напряжения электропередач в Западной Европе свыше 400 кВ особого внимания пока не уделялось. Однако с расширением сетей и появлением межсистемных связей,

особенно через водные преграды, все чаще начинают применяться кабельные линии постоянного тока, позволяющие осуществлять несинхронную связь между энергосистемами одной или даже разных частот. Для увеличения пропускной способности существующих электропередач в ряде случаев предлагается переводить электропередачи переменного тока на постоянный ток.

Существенные проблемы возникают в связи с ростом нагрузок крупных городов и необходимости осуществления глубоких кабельных вводов. Для этих целей предлагается применять кабельные линии постоянного тока высокого напряжения, по которым можно передать в несколько раз большую мощность, чем по кабельным линиям переменного тока. Так, например, глубокие кабельные вводы постоянного тока предполагается осуществить для электроснабжения таких крупнейших городов, как Лондон и Нью-Йорк.

Наличие в ряде зарубежных стран энергосистем разной частоты и необходимость их связи вызывает надобность в сооружении крупных преобразовательных установок. Такие установки «нулевой длины» мощностью 300 Мвт имеются в Японии для связи энергосистем внутри страны (1965), в США — Канаде (1972) для связи энергосистем этих стран.

Некоторые страны, такие, как Швеция, Англия, США, Италия, Япония, Новая Зеландия, проявляют большой интерес к развитию электропередач постоянного тока высокого напряжения, которые должны помочь разрешить ряд трудностей, возникающих при объединении энергосистем, электроснабжении крупных городов, пересечении больших водных пространств и пр.

ЛИТЕРАТУРА

1. В. А. Веников. Дальние электропередачи. ГЭИ, 1960.
2. Под ред. А. М. Некрасова, С. С. Рокотьяна. Сб. статей «Дальние электропередачи 500 кВ». «Энергия», 1964.
3. Под ред. В. К. Щербакowa. Передача электроэнергии на расстояния 1500—3000 км. Сибирское отд. АН СССР. Новосибирск, 1963.
4. В. А. Веников, Ю. Н. Астахов. К вопросу о методике технико-экономического анализа целесообразности передачи электрической энергии на дальние расстояния. Доклады «Высшей школы», 1958, № 2.
5. К. Баудиш. Передача энергии постоянным током высокого напряжения. ГЭИ, 1958.
6. В. П. Пименов, А. В. Поссе, А. М. Рейдер и др. Электропередача постоянного тока Сталинград — Донбасс. Ж. «Электрические станции», 1956, 11.
7. М. М. Аксельрод, Л. Н. Видгоп, С. С. Рокотьян и др. Сопоставление эффективности электропередач постоянного тока и транспорта газа для электростанций. Известия НИИПТ, Сб. 8, 1961.
8. В. В. Худяков. Действующие и проектируемые передачи энергии постоянным током за рубежом. ВЭИ, 1966.

§ 1-1. ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ИХ ВИДЫ И НАЗНАЧЕНИЕ
В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ РАЗНОГО ТИПА

Линией электропередачи (ЛЭП) переменного или постоянного тока называется элемент электрической системы, предназначенный для передачи электрической энергии на расстояние. *Электропередачей* (ЭП) называется часть электрической системы, являющаяся совокупностью элементов, участвующих в процессе выработки, передачи энергии и ее потреблении. В нее входят генераторы (Г), преобразователи (ПР) для линий постоянного тока, трансформаторы (Т), линия электропередачи (ЛЭП) и нагрузки (Н), представленные своими электроэнергетическими характеристиками. *Электроэнергетическая система* (ЭЭС) представляет собой преимущественно электрическую часть энергетической системы, в которой при рассмотрении происходящих процессов одновременно так или иначе затрагиваются процессы, связанные с преобразованием электрической энергии в энергию других видов. Под *электрической системой* (ЭС) понимается электрическая часть энергетической системы, т. е. совокупность имеющихся звеньев цепочек преобразования, распределения и использования всех видов энергии.

Таким образом, электропередачи являются частью энергетической системы, состоящей также из источников энергии: котлов, турбин, генераторов, бойлеров, устройств для транспортирования топлива и нагрузок (осветительные и нагревательные приборы, машины-орудия станки, насосы, вентиляторы, тяговые устройства и т. д.). Следовательно, электропередача должна рассматриваться не как самостоятельная, изолированная система, а как часть большой, сложной системы.

Электроэнергетические системы отдельных районов страны по мере роста объединяются линиями электропередач высокого и сверхвысокого напряжения, образуя ОЭС с единым управлением и общим электроэнергетическим резервом. Такие объединенные крупные энергосистемы имеются как за рубежом, так и в Советском Союзе: в Центре, на Юге, Урале, Средней Волге, Северо-Западе, Северном Кавказе, в Средней Азии, Закавказье и Центральной Сибири.

Из свойств энергосистем существенное значение для анализа работы электропередач имеют следующие:

1) одновременность процессов производства, распределения и потребления электрической энергии (выработка электроэнергии жестко

определяется ее потреблением, и наоборот), причем преобразование и передача энергии происходят во всех элементах системы с потерями энергии. В связи с этим при характеристике работы систем необходимо учитывать, что:

а) снижение выработки энергии на электрических станциях против требуемого значения из-за ремонта оборудования, аварий и других причин приводит к уменьшению количества энергии, отпускаемой потребителям, если нет источников, способных компенсировать это снижение (резерв мощности);

б) временное снижение расхода энергии потребителями из-за ремонта их оборудования, аварий и других причин при отсутствии в системе потребителей — регуляторов — не дает возможности полностью использовать оборудование электрических станций в этот период времени;

в) небаланс между суммарной мощностью, генерируемой на электрических станциях, и суммарной мощностью, потребляемой в системе, не может существовать. При снижении мощности, генерируемой на электрических станциях, одновременно автоматически уменьшается потребляемая мощность, и наоборот, но при этом обычно изменяется качество электрической энергии;

2) быстрота протекания процессов в ЭЭС, требующая специальных автоматических быстродействующих устройств, обеспечивающих надлежащее протекание переходных процессов в системе;

3) связь ЭЭС со всеми отраслями народного хозяйства, предопределяющая необходимость своевременного развития ЭЭС, рост которых должен опережать рост потребления энергии.

Объединение станций в систему и систем между собой в ОЭС дает следующие преимущества:

1) уменьшение величины суммарного резерва мощности;

2) наилучшее использование мощности и энергии гидростанций одной или нескольких энергетических систем и повышение их экономичности в целом;

3) снижение суммарного максимума нагрузки объединяемых энергетических систем;

4) взаимопомощь систем в случае неодинаковых сезонных изменений мощности электростанций и, в частности, гидростанций;

5) облегчение работы систем при неодинаковых сезонных изменениях нагрузки;

6) облегчение работы систем при проведении ремонтов и возникновении аварий.

По мере роста ОЭС увеличиваются экономические преимущества их соединения в Единую энергетическую систему (ЕЭС), объединяющую многие энергетические системы, которые обеспечивают энергией обширные части территории страны. Наряду с указанными выше экономическими преимуществами, возникающими при объединении энергетических систем, создание ЕЭС имеет дополнительно следующие преимущества:

а) наличие «долготного эффекта»; возникает при соединении ОЭС, расположенных с заметным сдвигом в меридиональном направлении,

в силу чего суточные максимумы нагрузки у этих систем наступают одновременно. Разница между закатами солнца на концах соединительных линий может составлять несколько часов (например, район ГЭС на Лене и центр нагрузки энергосистемы Польской Народной Республики имеет сдвиг 105° долготы, или 7 ч). Значительное снижение суммарного совмещенного максимума, обеспечение покрытия пиков нагрузки, появление межсистемного резерва — все это позволяет уменьшить затраты на сооружение электростанций;

б) наличие «широтного эффекта»; возникает при соединении ОЭС, у которых годовые максимумы нагрузки наступают одновременно, поскольку территория их сдвинута в направлении Север — Юг. При этом различна продолжительность максимума нагрузки у соединенных систем, в связи с чем помощь системы с меньшей длительностью мак-

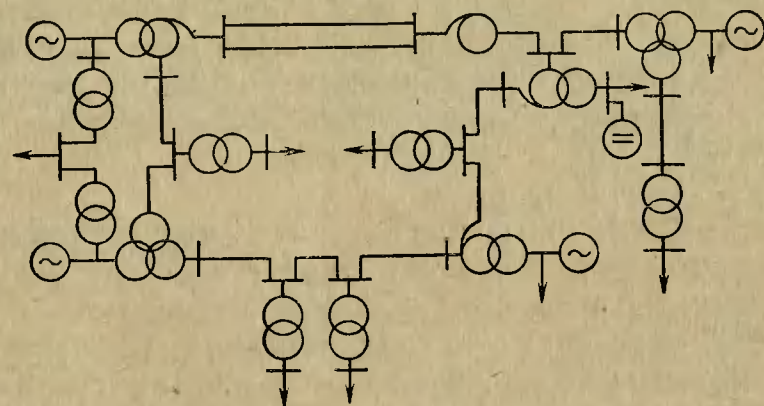


Рис. 1-1

сима нагрузки другим системам может быть весьма эффективной и позволяет им вырабатывать меньшую базовую энергию;

в) возможность присоединения промежуточных энергетических систем и удешевления электрификации промежуточных районов.

Объединенная электроэнергетическая система может работать:

1) при непосредственном объединении всех электростанций системы с помощью электропередач переменного или постоянного тока на параллельную работу; 2) при секционировании системы и параллельной работе по отдельным секциям.

В первом случае мощные электростанции или узловые подстанции, расположенные в центре системы и на ее периферии, постоянно электрически связаны между собой (рис. 1-1).

Во втором случае отдельные группы станций или агрегатов имеют коммутационную связь для параллельной работы или связывают группы потребителей разных систем, обеспечивая возможность присоединения их в случае надобности к одной или другой системе (рис. 1-2). При секционировании параллельная работа всех электростанций системы не осуществляется. Секционирование в объединенных мощных энергетических системах обычно нежелательно, и необходимость в нем появляется главным образом из-за недостатка разрывных

мощностей выключателей или же из-за ухудшения устойчивости при объединении системы.

Необходимости секционирования можно избежать, применив соединение через частотно-регулирующие установки (см. § 3-6). В этом случае мощность короткого замыкания не увеличится, поэтому не потребуются увеличения разрывных мощностей выключателей, а вопрос об обеспечении устойчивости параллельной работы объединенных систем снимется. Дополнительно появится возможность оказания взаимопомощи системам при аварии в одной из них.

Принимая во внимание, что характеристики и графики нагрузки зависят от потребителей энергии, можно оценивать режимы систем, исходя из следующих показателей:

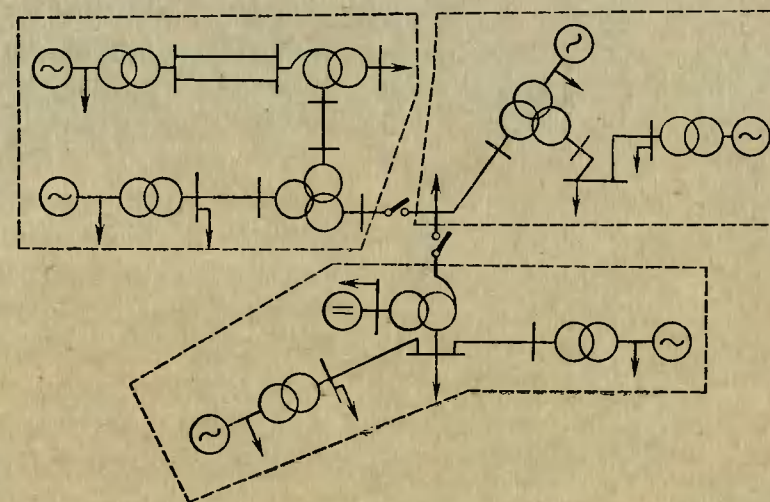


Рис. 1-2

а) коэффициента заполнения суточных графиков для зимнего и летнего периода;

б) отношения (в расчетный зимний период) минимальной суточной нагрузки к максимальной;

в) коэффициента заполнения годовых графиков;

г) отношения летних максимумов нагрузки к зимним;

д) годового числа часов использования наибольшей нагрузки.

Весьма существенные различия имеют ЭЭС в зависимости от соотношения мощностей (или структуры) различных станций, составляющих систему. При этом системы могут быть разделены на пять характерных типов:

1) гидроэнергетические системы, имеющие в своем составе более 50% ГЭС (по мощности или по энергии). К таким системам относятся, например, Грузинская и Армянская системы, Средневожская система, включающая Волжскую ГЭС имени В. И. Ленина, и др. В качестве подтипов можно выделить гидроэнергетические системы со станциями на равнинных (Куйбышевская система) и горных (Армянская система) реках;

2) теплофикационные системы, имеющие в своем составе более 50% теплофикационных станций ТЭЦ (Татарская система);

3) конденсационные системы, имеющие в своем составе конденсационные агрегаты, мощность и выработка которых составляет более 50% (Донецкая система);

4) системы, характеризующиеся примерно равным соотношением конденсационных, теплофикационных и гидравлических электростанций в балансе мощности и энергии системы;

5) системы, состоящие только из ГЭС и ТЭЦ, обладающие весьма совершенными энергоэкономическими характеристиками.

В процессе развития каждой системы возможны изменения как по структуре, так и по относительной мощности и выработке гидроэлектростанций, теплофикационных агрегатов и т. п. Энергосистемы могут также иметь переменную или подвижную структуру. Так, объединение систем, осуществляемое секционированием электростанций, крупные

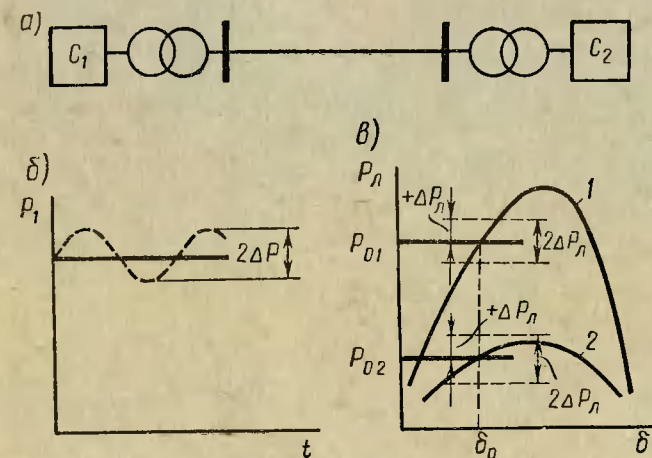


Рис. 1-3

агрегаты которой могут работать то в одной, то в другой системе, приводит к системе подвижной структуры. Распоряжением диспетчера ОЭС электростанции или агрегаты могут быть включены в одну или другую часть объединенной системы и соответственно в разные моменты времени каждая из систем может иметь разную структуру.

Системы можно различать по конфигурации, а также географическому расположению основных генерирующих источников и центров пот-

ребления нагрузки на протяженные и концентрированные. Протяженные энергетические системы характеризуются наличием электропередач, по которым энергия транспортируется на значительные расстояния из-за удаленности источников питания от нагрузок. В концентрированных системах протяженных электропередач нет вследствие относительно малых расстояний между электростанциями и основными нагрузками, потребляющими электроэнергию.

Объединение различных по структуре ЭЭС, как правило, оказывается выгодным — позволяет совмещать нагрузки с учетом изменения их основных характеристик, зависящих от напряжения и частоты. Это весьма существенное обстоятельство должно учитываться при определении эффективности объединения ЭЭС.

Межсистемные связи, т. е. линии передач, связывающие отдельные системы C_1 и C_2 (рис. 1-3, а), характеризуются назначением, протяженностью и параметрами, к которым относится род тока (переменный или постоянный) и величина напряжения.

По мере своего развития энергосистемы сближаются, при этом увеличивается рациональность их объединения, а поэтому четкую границу между понятиями ЭС и ОЭС провести трудно. В связи с этим

ОЭС практически различают по наличию в них относительно слабых связей.

Разделение межсистемных связей по назначению можно провести лишь условно. *Питательные межсистемные электропередачи* (они иногда называются магистральными) предназначены для передачи мощных потоков энергии от размещенной в одной системе опорной электростанции (или группы генераторов электростанции) либо от группы электростанций в какую-либо другую систему, называемую в этом случае приемной. Разумеется, что в тех или иных случаях может иметься не одна, а две (или более) приемные системы. Если в разное время суток и года условия баланса мощности в системах изменяются, то и потоки мощности по межсистемным связям меняют свое направление на обратное: из приемной системы в отдающую. Такие передачи обычно называются *реверсивными межсистемными связями*. Реверсивность электропередач носит подчиненный характер, зависящий от режима связанных систем. Свойство реверсивности может быть использовано при перераспределении нагрузок между системами. При этом иногда вводят понятие *маневренной электропередачи*, или маневренной межсистемной связи. Примером межсистемной питательной электропередачи может служить электропередача, связывающая Волжскую ГЭС им. В. И. Ленина с Московской системой; примером реверсивной межсистемной связи может служить передача постоянного тока от Волжской ГЭС им. XII съезда КПСС в Донбасс.

Межсистемные связи разделяются на сильные и слабые. *Сильные связи* — это соединение систем линиями передач, имеющими пропускную способность, соизмеримую с мощностью объединяемых систем. *Слабые связи* — это соединение систем линиями электропередач, имеющими пропускную способность не выше 10—15% от мощности наименьшей из объединяемых систем.

В случае соединения систем электропередачами слабых связей возникают специфические проблемы устойчивости режима объединенной системы, так как наибольшая пропускная способность линии оказывается того же порядка, что и изменения мощностей в системах при рабочих режимах. В результате изменения нагрузки на величину $\pm \Delta P = 2\Delta P$ (рис. 1-3, б) мощность, передаваемая по линии связи, работавшей до этого с некоторым запасом устойчивости, может достигать предельного значения. Следовательно, нормальные изменения мощности нагрузок в рабочих режимах могут приводить к изменениям мощности на линии электропередачи ($\pm \Delta P_n = 2\Delta P_n$), увеличение которой ($+\Delta P_n$), в свою очередь, может вызвать нарушение устойчивости межсистемной связи (рис. 1-3, в), где зависимости 1 и 2 относятся соответственно к сильной и слабой связям.

Таким образом, при наличии слабых межсистемных связей возникают специальные задачи устойчивости, связанные с регулированием потоков обменной мощности между системами и регулированием частоты в объединенной системе. Как уже было сказано выше, целью объединения систем является не только обеспечение баланса мощностей, но и повышение экономичности работы объединяемых систем. Назна-

чение электропередач высокого и сверхвысокого напряжений не ограничивается функциями, рассмотренными ранее. В ряде случаев назначением электропередач может быть снабжение электроэнергией от удаленной электростанции крупного района, не имеющего вблизи мощных источников энергии. Электропередача может быть и внутри-системной связью. При этом она сооружается для дальнейшего развития уже существующей системы и выполняется на высшем номинальном напряжении, которое имеется в этой системе.

Электропередачам сверхвысокого напряжения придается особое значение, так как только с помощью их можно осуществлять связи между мощными системами, развивать каждую из них, передавать электроэнергию от крупных станций и распределять её. Линии электропередач сверхвысокого напряжения являются также основой создания Единой энергетической системы страны.

Заметим, что линии электропередач с номинальным напряжением выше 220 кВ иногда называются *линиями сверхвысокого напряжения*. Для таких линий характерны большая протяженность, значительная передаваемая мощность, наличие устройств, позволяющих увеличивать передаваемую мощность. Изоляция линий сверхвысокого напряжения определяется в основном кратностью внутренних перенапряжений с принудительным ограничением их специальной защитой до величины, равной $2,5 U_{\phi}$ и ниже. Линии электропередач сверхвысокого напряжения выполняются с несколькими проводами в фазе, т. е. применяется расщепление проводов. Последнее вызывает не только увеличение веса проводов, но и придает линиям электропередач такого класса новые качества.

По мере развития энергосистем, сооружения новых электропередач и развития сетей в системе назначение электропередач может изменяться по сравнению с первоначальным. Так, в первый период эксплуатации электропередачи Волжская ГЭС им. Ленина — Москва назначением ее была передача энергии от ГЭС в Московскую систему, после сооружения линии связи этой станции с Уралом и промежуточных подстанций электропередача, наряду с прежним назначением, приобрела характер межсистемной связи.

В зависимости от назначения сооружаемой электропередачи выбирается ее так называемая пропускная способность, которая в каждом конкретном случае должна быть обоснована. *Пропускная способность электропередачи* — это та наибольшая мощность, которую с учетом всех ограничивающих факторов можно передать по линии. Ограничивающие факторы для электропередач заданной длины при том или ином номинальном напряжении могут быть обусловлены закономерностями, непосредственно связанными с физическими свойствами передачи энергии по линии, а также устойчивостью параллельной работы генераторов системы, нагревом отдельных элементов передачи, потерями на корону в линии, ограничениями по длительно допустимому напряжению. Принимая во внимание возможные ограничения, иногда говорят «пропускная способность электропередачи по току», «пропускная способность по условиям сохранения устойчивости» и т. д.

У любых передач пропускная способность ограничена некоторым значением мощности $P_{пр}$. Так, мощность, передаваемая при переменном токе по линии без потерь, ограничена значением *

$$P_{пр \infty} = \frac{U_1 U_2}{z_c \sin \alpha_0 l},$$

где

$$z_c = \sqrt{x_0/b_0}; \quad \alpha_0 = \sqrt{x_0 b_0};$$

l — длина линии; U_1, U_2 — напряжение в начале и конце линии соответственно; x_0, b_0 — удельные реактивное сопротивление и проводимость линий.

При длине линии передачи менее 1000 км можно грубо принять

$$\sin \alpha_0 l \approx \alpha_0 l = l \sqrt{x_0 b_0}, \quad \text{тогда} \quad P_{пр \infty} = \frac{U_1 U_2}{x_0 l}.$$

Принимая $U_1 = k U_{ном}$, а $U_2 = U_{ном}$, где $U_{ном}$ — номинальное напряжение линии электропередачи, получим

$$P_{пр \infty} = k \frac{U_{ном}^2}{x_0 l}.$$

По линии передачи постоянного тока на шины инвертора поступает мощность

$$P_{пр-} = \frac{U_1 - U_2}{r_0 l} U_2,$$

где U_1 и U_2 — напряжение на шинах выпрямительной и инверторной подстанций соответственно.

Принимая $U_2 = U_{ном}$; $U_1 = k U_{ном}$, получим

$$P_{пр-} = (k - 1) \frac{U_{ном}^2}{r_0 l}.$$

Поскольку при больших сечениях провода (расщепленные провода) сопротивление линии $r_0 = 0,02—0,01$ ом/км, $x_0 = 0,3—0,35$ ом/км, то при перепаде напряжения $k = 1,10—1,12$ предел передаваемой мощности по линии постоянного тока будет в несколько (3—5) раз больше, чем по линии переменного тока, причем это соотношение увеличивается с ростом сечения провода передачи и перепада напряжения k . Разумеется, что при $l > 1000$ км, когда проявляются волновые свойства передачи переменного тока, соотношение $P_{пр-}/P_{пр \infty}$ принимает более сложный характер.

Повысить передаваемую мощность линий передач независимо от рода тока, очевидно, можно, увеличивая $U_{ном}$, а также уменьшая r_0 линий постоянного тока и z_c (в первую очередь x_0) линий переменного тока. Последнее в определенной мере может быть достигнуто соответствующим конструктивным исполнением электропередачи переменного тока. Кроме того, предусматриваются специальные мероприятия, направленные на изменение параметров линии переменного тока

* Под ред. В. А. Веникова. Электрические системы, ч. II. Электрические сети. «Высшая школа», 1971, стр. 81, формула (2-56).

(индуктивного сопротивления и емкостной проводимости), которые называются *компенсацией параметров линии*. Компенсация параметров линии означает размещение на ней дополнительных устройств, придающих электропередаче в целом желательные свойства. Дополнительными устройствами можно частично компенсировать индуктивность и емкость линии. Такую линию электропередачи называют *компенсированной*, а устройства, которыми достигается компенсация ее параметров, — *компенсирующими* (КУ). Дополнительные устройства можно выбрать и расположить так, чтобы полностью компенсировать сопротивление и проводимость линии. При этом в схеме замещения линии остается лишь ее активное сопротивление, а в электрическом отношении линия как бы исчезает. В этих случаях говорят о компенсации параметров линии к нулевой длине или о настройке линии на нулевую длину. Под *настройкой линии* понимают такую

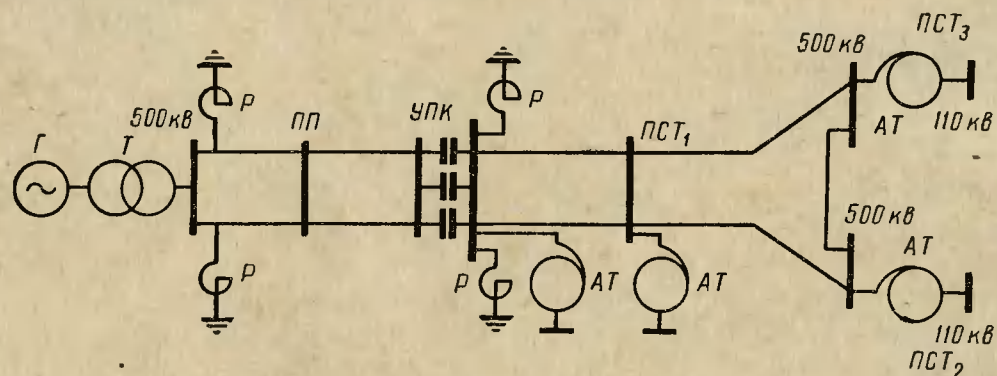


Рис. 1-4

компенсацию параметров, когда компенсированная линия становится эквивалентной в электрическом отношении некоторой реальной линии другой длины.

Рассуждая строго, нельзя говорить о настройке линии на нулевую длину, равно как и любую другую длину, в связи с тем, что такие линии имеют дополнительные устройства, не распределенные вдоль линии, а сосредоточенные в одном или нескольких местах. Условность понятия настройки связана с тем, что линия с компенсированными параметрами принимается эквивалентной реальной линии с распределенными параметрами.

Линии электропередач сверхвысокого напряжения длиной до 1200—1300 км выполняются компенсированными. При этом параметры КУ выбираются так, чтобы обеспечить необходимую передаваемую мощность.

Компенсация параметров линии может быть выполнена статическими неуправляемыми или управляемыми устройствами, а также с помощью вращающихся машин. Компенсирующие устройства могут включаться (последовательно и параллельно) на передающем конце электропередачи, на подстанции приемной системы или же на промежуточных подстанциях. Так, для увеличения пропускной способности электропередачи Волжская ГЭС им. Ленина — Москва применена установка продольной емкостной компенсации (УПК), которая распола-

гается на подстанции в Арзамасе. Конденсаторы этой установки компенсируют часть индуктивного сопротивления линии. Для поглощения реактивной мощности конденсаторов УПК и емкостной проводимости участков линии на подстанции установлены средства поперечной компенсации в виде реакторов, как это показано на рис. 1-4, где Г — генераторы передающей станции, ПП — переключательный пункт, ПСТ₁ — подстанция, к которой присоединяется промежуточная система, Р — реакторы, УПК — установка продольной емкостной компенсации, ПСТ₂, ПСТ₃ — подстанции приемной системы; Т — трансформатор, АТ — автотрансформатор.

Ведутся научно-исследовательские и проектные работы над осуществлением электропередач, настроенных на полуволну, и линий, имеющих автоматически управляемую переменную компенсацию. Под *настройкой линии на полуволну* понимается такая компенсация ее параметров, которая придает ей свойства, характерные для однородной линии длиной 3000 км. Далее (см. § 2-8) более подробно остановимся на характеристике таких электропередач, здесь же заметим, что компенсация параметров линии в этом случае осуществляется так называемыми настраивающими устройствами (НУ), расположение которых выбирается на основе технико-экономических показателей. Настройка линий на полуволну может оказаться целесообразной при длинах линии порядка 1500—3500 км и делается с целью увеличения их пропускной способности и устойчивости.

Автоматически управляемая компенсация и стабилизация напряжения осуществляется с помощью быстродействующих регулирующих источников реактивной мощности, которые изменяют выдачу и потребление реактивной мощности ($\pm Q$), а следовательно, и эквивалентные параметры.

Параметры современного электротехнического оборудования (уровень изоляции, средства защиты от перенапряжений, коммутационная аппаратура, преобразовательная техника, средства автоматического регулирования и релейная защита энергосистем) таковы, что передача мощности до 6000 Мвт, на цепь при напряжении до 1000 кВ относительно земли на расстояние до 4000 км вполне достижима как на переменном, так и на постоянном токе. Поэтому выбор рода тока, равно как напряжения и схемы электропередачи, прежде всего является технико-экономической задачей, которая в нашей стране в условиях планового хозяйства решается из общегосударственных соображений с учетом развития энергосистем районов страны, рационального размещения по территории страны электрических станций и промышленных предприятий, а также общего народнохозяйственного технико-экономического эффекта, достигаемого в результате сооружения электропередачи с заданными характеристиками в заданном районе.

Практика сооружения дальних передач показывает, что на трассе магистральной передачи, проходящей по промышленным районам, возникает необходимость в промежуточных подстанциях, расположенных вдоль трассы ЛЭП. Развитие энергосистем, прилегающих к промежуточным подстанциям, приводит к тому, что электропередача в дальнейшем делится на участки, связывающие отдельные энерго-

системы вдоль трассы, что позволяет не только осуществлять обмен мощности между энергосистемами, но и повышать экономичность их работы.

При передаче энергии по линиям постоянного тока такое развитие возможно в будущем, но в настоящее время встречается определенные трудности из-за отсутствия выключателей постоянного тока, хотя возможно и применение схем без выключателей. Напомним, что при передаче постоянным током выработка и потребление электроэнергии осуществляются на переменном токе. Основными элементами передачи

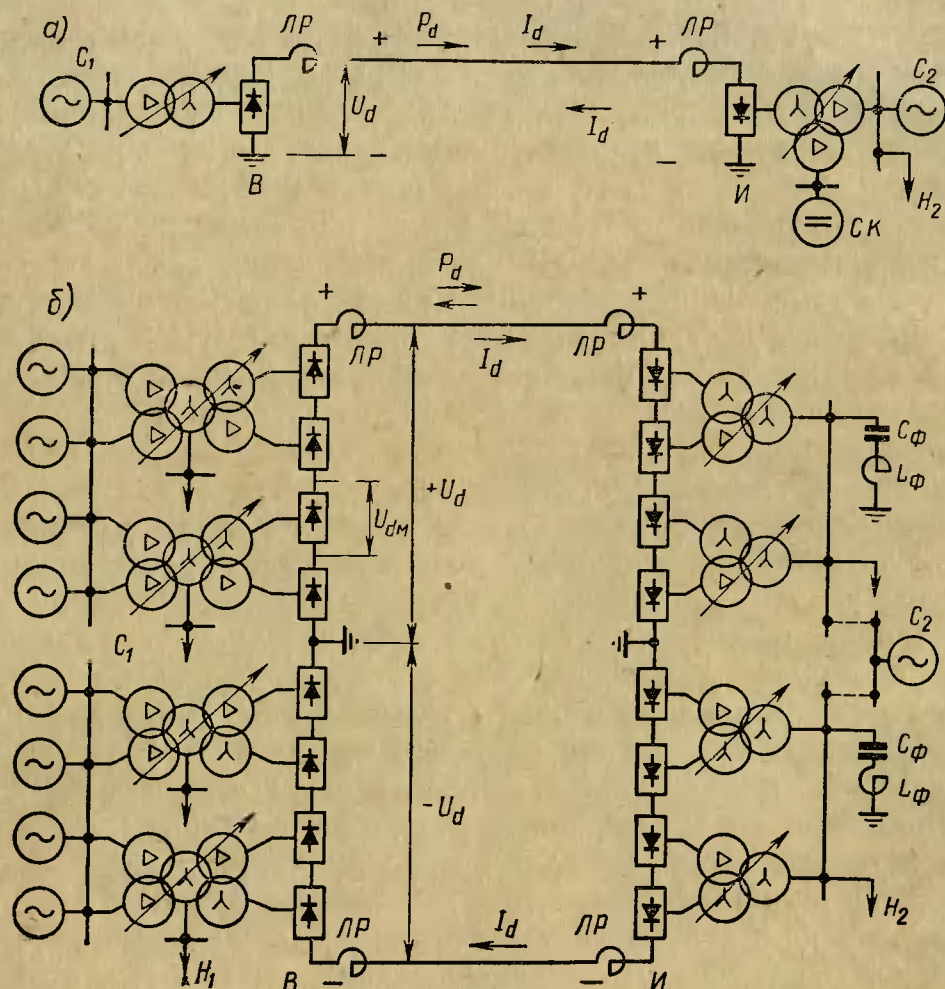


Рис. 1-5

постоянного тока являются управляемые высоковольтные вентили, из которых собираются схемы (мосты) преобразовательных подстанций. Чтобы увеличить напряжение в линии передачи, напряжение переменного тока на обеих подстанциях повышают с помощью обычных трансформаторов, вентильные обмотки которых питают последовательно включенные мосты. Это дает возможность увеличивать напряжение линии в зависимости от числа включенных мостов.

Передача постоянного тока может быть осуществлена по одной из систем: «поллюс — земля» (рис. 1-5, а), «два полюса — земля» (рис. 1-5, б). На рис. 1-5 приняты обозначения: В и И — выпрямительная и инверторная подстанции; ЛР — линейный реактор; C_ϕ , L_ϕ —

фильтры высших гармонических; СК — синхронный компенсатор реактивной мощности преобразователей; H_1 и H_2 — нагрузки подстанций систем C_1 и C_2 .

Цепью передачи постоянного тока считается система «два полюса — земля», полупестью — «один полюс — земля». По схеме «поллюс — земля» выполняются маломощные передачи постоянного тока относительно невысокого напряжения, например, передача Швеция — остров Готланд 100 кВ, 30 Мвт (см. рис. 1-5, а). По схеме «два полюса — земля» выполняются более мощные передачи постоянного тока. Эта схема принята для электропередачи Волгоград — Донбасс (см. рис. 1-5, б). На подстанциях электропередачи постоянного тока Волгоград — Донбасс применены одноанодные ртутные вентили типа ВР-9 (130 кВ — максимальное обратное напряжение, 900 а — максимальный анодный ток), включенные последовательно по два в плечо моста. Каждый два моста питаются от силовых трансформаторов мощностью 3×90 Мва, имеющих пять обмоток и напряжение 13,8/89/220 кВ.

Каждая трансформаторная группа с двумя мостами образует преобразовательный блок, имеющий самостоятельные системы сеточного управления, регулирования и защиты. Это совместно с возможностью шунтирования отдельных мостов позволяет обеспечить необходимую эксплуатационную гибкость, дает возможность локализовать аварии, возникающие в процессе эксплуатации, повышает надежность и экономичность электропередачи в целом. В преобразовательных мостах изоляция вентиля относительно земли осуществляется по двухступенчатому принципу: первая ступень — опорная изоляция платформы промежуточного потенциала моста, общая для всех вентиля; вторая ступень — индивидуальная изоляция вентиля относительно платформы. Для четкой фиксации промежуточного потенциала платформы последняя присоединена к одному из полюсов моста (ближнему к земле).

Каждый преобразовательный мост рассчитан на выпрямленное напряжение $U_{dm} = 100$ кВ и ток $I_{dm} = 900$ а. Каскадное соединение восьми мостов позволило достичь суммарного напряжения между полюсами передачи 800 кВ, а заземление средних точек преобразовательных подстанций обеспечило фиксацию величины напряжения полюсов относительно земли ± 400 кВ, т. е. $U_d = 4U_{dm} = 400$ кВ. Мощность, передаваемая по полупестью, $P_d = U_d I_d = 360$ Мвт; при схеме «два полюса — земля» полная мощность передачи составляет 720 Мвт.

Преобразовательные подстанции оснащены комплексом устройств сеточного управления, регулирования и защиты, воздействующим на режим передачи через сеточное управление вентиляей. Программирование коммутационных операций с помощью быстродействующих устройств сеточной автоматики позволило снизить уровни внутренних перенапряжений в схеме. Защита оборудования подстанций от перенапряжений осуществляется системой специальных разрядников со стабилизированными характеристиками. Кроме того, применено принудительное выравнивание напряжения между элементами каскадной схемы с помощью цепочек из последовательно включенных конденса-

торов и активных сопротивлений. Эти цепочки служат также и для демпфирования колебаний напряжения.

Линия выполнена сталеалюминиевым проводом марки АСО-600. Два провода каждого полюса расположены в горизонтальной плоскости на расстоянии 400 мм один от другого. Кроме основной воздушной линии электропередачи, от каждой подстанции отходит заземляющая линия, соединяющая распределительное устройство средней точки с контуром рабочего заземления.

Быстродействующие устройства, воздействующие на режимы работы передачи через сеточное управление вентилями, оказались весьма эффективными. Так, при кратковременных нарушениях работы преобразовательного моста происходит запертие его рабочих вентилях и отпирание шунтирующего вентиля. Через паузу 0,5 сек сеточная автоматика вновь вводит преобразовательный мост в работу, т. е. происходит автоматический ввод моста (АВМ). Если нарушение устойчиво, то после неуспешного АВМ мост выводится из работы с помощью шунтирующего аппарата, остальные мосты на подстанции остаются в работе.

В случае нарушения работы полупроводников (к. з. на землю, работа разрядников и т. д.) запираются вентили мостов только этой полупроводниковой цепи, вторая полупроводниковая цепь остается в работе. Защита полупроводников имеет двукратное сеточное АПВ с паузами 0,2 и 1 сек. Опыт эксплуатации показал живучесть осуществленной схемы: нарушения и аварии, как правило, локализуются в пределах одного моста, одного преобразовательного блока или одной полупроводниковой цепи передачи.

В передаче постоянного тока переменный ток на выпрямительной подстанции передающего конца линии преобразуется в постоянный ток, по линии передается постоянный ток I_d и только активная мощность $P_d = 2U_d I_d$. На приемном конце постоянный ток вновь преобразуется в переменный (инвертируется), а в приемную систему поступает переменный ток. Выпрямительная и инверторная подстанции потребляют при работе реактивную мощность из сети переменного тока на приемном и передающем концах. На основе опыта эксплуатации описанной выше передачи Волгоград — Донбасс оказалось возможным перейти к проектированию будущей крупнейшей в мире передачи постоянного тока Экибастуз — Центр 6000 Мвт, ± 750 кВ.

В передаче энергии постоянным током высокого напряжения снимаются многие трудности, присущие линиям переменного тока: ограничение передаваемой мощности по условиям устойчивости, необходимость синхронной работы связываемых энергосистем и др. Наряду с этим возникают трудности с сооружением и эксплуатацией преобразовательных подстанций, расположенных по концам передачи. В ряде случаев передача энергии постоянным током может дать значительный технико-экономический эффект, в особенности при сооружении мощных дальних питательных магистралей, связывающих энергосистемы.

Если электропередача постоянного тока реверсивная, то регулирующие и защитные устройства выпрямителя и инвертора на обеих подстанциях дублируются. На выпрямительной и инверторной подстанциях между каждым полюсом и землей включается равное число

мостов или двухмостовых блоков (12-фазных каскадно-мостовых схем), причем каждый мост шунтируется нормально запертым шунтирующим вентилем и нормально разомкнутым шунтирующим аппаратом, образуя систему последовательно включенных источников и приемников постоянного тока аналогично системе Тюри. Количество мостов между полюсами и землей определяется номинальным напряжением одного моста U_{dm} и номинальным напряжением передачи U_d . Номинальным напряжением электропередачи постоянного тока считается обычно напряжение между полюсом и землей.

Например, напряжение ± 400 кВ на передаче Волгоград — Донбасс означает, что напряжение каждого полюса относительно земли $U_n = U_d = 400$ кВ, а напряжение между полюсами $U_{\Sigma} = 2U_d = 800$ кВ. Пульсация напряжения и аварийные токи в линии передачи ограничиваются сглаживающими устройствами по концам передачи, выполненными в виде реакторов или фильтров. В нормальном режиме токи в полупроводниках равны между собой, и ток через землю не течет. Однако обе полупроводниковые цепи передачи могут работать автономно, и в случае аварии одного полюса половина мощности может передаваться по другому полюсу с возвратом через землю. Поэтому одна цепь передачи постоянного тока может состоять из двух проводов или даже из одного провода и земли, тогда как одна цепь линии переменного тока состоит из трех проводов. В настоящее время есть опыт длительного пропускания через землю постоянного тока до 1200 А.

Максимальная пропускная способность электропередач постоянного тока обычно ограничивается пропускной способностью преобразовательных подстанций, зависящей от мощности вентилях. Один мост, собранный из 12 ртутных вентилях типа ВР-9, способен обеспечить напряжение $U_{dm} = 100$ кВ и пропустить ток $I_{dm} = 900$ А, т. е. мощность одного моста составляет 90 Мвт. Чтобы получить напряжение полюса относительно земли 400 кВ, между землей и полюсом приходится включать четыре таких моста последовательно, при этом пропускная способность одной цепи передачи ± 400 кВ, работающей по системе «два полюса — земля», составляет 720 Мвт. Чтобы получить напряжение полюса относительно земли 700 кВ, пришлось бы включить семь таких мостов последовательно; в этом случае пропускная способность цепи увеличилась бы до 1300 Мвт. Такое большое количество мало-мощных элементов сильно усложняет преобразовательные подстанции и увеличивает их стоимость. Поэтому естественно стремление к увеличению мощности ртутных вентилях по току и напряжению. Например, мощность ртутных вентилях фирмы ASEA (Швеция) доведена до 40 Мвт за счет параллельного включения шести анодов. Это позволило довести мощность одного моста из шестианодных вентилях до 240 Мвт. В СССР разрабатывается ртутный вентиль, который позволит получить мощность одного моста 375 Мвт при напряжении 190 кВ. При этом пропускная способность цепи постоянного тока напряжением ± 750 кВ может быть доведена до 6000 Мвт.

Главные схемы электрических соединений преобразовательных подстанций магистральной передачи постоянного тока имеют ряд особенностей. Выключатели переменного тока ставятся только со стороны сети. Между вентильными обмотками трансформаторов и мостами выключатели не ставятся, так как сами вентили служат выключателями. Следовательно, выключатели постоянного тока на стороне линии

в магистральной передаче не нужны. Если генератор работает на один — два моста и не имеет нагрузки на генераторном напряжении, то можно обойтись без выключателей на генераторном напряжении, что дает значительную экономию силового оборудования и снижение капитальных затрат на сооружение преобразовательной подстанции. Синхронная работа генераторов, работающих на трансформаторы разных блоков на стороне переменного тока, необязательна.

Схема инверторной подстанции принципиально не отличается от схемы выпрямительной подстанции, так как вентили обратимы. Единственное отличие их состоит в том, что на инверторной подстанции приходится устанавливать устройства для выдачи реактивной мощности инверторам, величина которой составляет около 50—60% от передаваемой активной мощности. Для компенсации реактивной мощности инвертора применяются либо конденсаторы (рис. 1-5, б), либо синхронные компенсаторы (см. рис. 1-5, а). Синхронные компенсаторы, как и генераторы, подключаются к обмоткам низшего напряжения трансформаторов. Конденсаторы включаются обычно непосредственно на шины приемной сети, причем последовательно с конденсаторами соединяются реакторы, образующие вместе с конденсаторами сетевые фильтры C_{ϕ} , L_{ϕ} , настроенные на 5, 7, 11 или 13-ю гармоники тока сети. Сетевые фильтры обеспечивают получение практически синусоидального напряжения на шинах приемной сети. Если мощность передачи постоянного тока соизмерима с мощностью систем, фильтры необходимо ставить как на выпрямительной, так и на инверторной подстанциях.

Силовые трансформаторы преобразовательных подстанций снабжаются вольтодобавочными трансформаторами или устройствами для регулирования напряжения под нагрузкой, что позволяет поддерживать постоянной передаваемую мощность независимо от возможных отклонений напряжения в передающей и приемной сети. При регулировании напряжения трансформаторами удается сохранять неизменным коэффициент мощности преобразовательных подстанций, тогда как при сеточном регулировании преобразователей с помощью вентиля он снижается пропорционально косинусу угла управления.

Преобразовательный мост с управляемыми ртутными вентилями, зашунтированный нормально закрытыми шунтирующими вентилями (ШЗ) и нормально разомкнутыми шунтирующими аппаратами (ША), представляет собой безынерционное звено, обладающее регулируемыми и защитными функциями, поэтому передача постоянного тока служит быстродействующим регулирующим звеном в системе переменного тока. Система автоматического регулирования передачи постоянного тока включает в себя быстродействующие устройства на преобразовательных подстанциях, медленно действующие — на трансформаторах под нагрузкой, и устройства для ступенчатого изменения напряжения с помощью шунтирования мостов. Основными быстродействующими регулирующими устройствами подстанций являются регулятор тока выпрямителя, который поддерживает неизменным ток передачи, и компаундирующее устройство инвертора, которое поддерживает неизменным угол погасания вентиля инвертора, сохраняя устойчивость

инвертора независимо от колебаний напряжения и тока передачи. Комплексное регулирование передачи всеми указанными способами позволяет сохранить неизменными мощность передачи (или регулировать ее по заданному графику), а также частоту в приемной системе или, при необходимости, разгружать линии переменного тока, отходящие от той же приемной или передающей сети. При малых нагрузках электропередачи постоянного тока часть мостов может быть зашунтирована. Выпрямитель и инвертор сети переменного тока являются потребителями реактивной мощности, причем с ростом нагрузки реактивная мощность повышается.

Реактивная мощность инвертора несколько больше, чем реактивная мощность выпрямителя, так как повышение устойчивости инвертора достигается увеличением угла погасания, а реактивная мощность повышается с ростом этого угла. Одновременным воздействием на быстродействующие регулирующие устройства обоих концов передачи легко может быть произведен реверс потока энергии, в результате которого выпрямитель и инвертор поменяются местами. Направление постоянного тока I_d при реверсе не изменяется.

Передачи постоянного тока могут выполняться кабельными линиями, причем ограничений по условиям зарядной мощности для них нет. Емкость кабеля заряжается при включении линии, после чего по линии передается только активная мощность. Поэтому кабельные линии передачи постоянного тока применяются для пересечения водных пространств, глубоких вводов в крупные города, прокладки в горных районах и других труднодоступных местах.

Из сказанного следует, что линии электропередач переменного и постоянного тока имеют свои достоинства и недостатки. Поэтому специалисты стремились создать такую схему передачи электрической энергии, которая объединяла бы достоинства обоих родов тока. Во Львовском политехническом институте предложена * и разрабатывается электропередача, где по общей линии энергия одновременно передается переменным и постоянным током.

Одновременная передача энергии переменным и постоянным током предусматривает наложение на все три фазы линии переменного тока некоторого постоянного относительно земли напряжения, создаваемого включением преобразовательных установок по концам передачи между нейтралью высоковольтной обмотки трансформатора и землей. Применение такой смешанной системы передачи энергии позволит, по мнению ее авторов, лучше использовать изоляцию линии и увеличить пропускную способность передачи. Например, при наложении постоянного напряжения, которое в $\sqrt{2}$ раз выше фазного напряжения линии переменного тока, пропускная способность линии переменного тока должна возрасти в 3 раза при тех же относительных потерях в линии, если $\cos \varphi = 1$. Кроме того, при смешанной передаче облегчается отбор мощности от линии по сравнению с линиями передач постоянного тока.

Схема одной цепи смешанной линии, передающей энергию постоянным и переменным током и работающей по системе «одна цепь — земля», приведена на рис. 1-6, а. На рис. 1-6, б показан характер изменения во времени напряжения в передаче такого рода. Трехфазная линия электропередачи связывает две энергосистемы — C_1 и C_2 . Между нейтралью высоковольтной обмотки трансформатора T_1 и землей включен мост выпрямителя B и линейный реактор $ЛР$. Мост B питается от шин энергосистемы C_1 через отдельный трансформатор T_2 . Аналогично выполнена схема приемной подстанции, где между нейтралью трансформатора T_3 и землей включен мост инвертора

* Г. И. Денисенко, Н. Г. Максимович. К вопросу о возможности передачи электрической энергии постоянным и переменным токами по общим линиям передач. Доклады Львовского политехнического института, т. 1, вып. 2, 1955.

И. От системы C_1 через трансформатор T_1 в линию поступает переменный ток I'_1 , а через выпрямитель B — постоянный ток I_d , который протекает по всем трем фазам, при этом действующее значение фазного тока такой линии

$$I_\phi = \sqrt{I_1'^2 + (I_d/3)^2} = \sqrt{I_1'^2 + I_0^2}.$$

Каждый провод имеет относительно земли напряжение, содержащее пульсирующую и постоянную составляющие. Пусть постоянная составляющая напряжения между нейтралью и землей (рис. 1-6, б) выбрана так, что

$$U_d = \sqrt{2} U_\phi,$$

где U_ϕ — напряжение фазы ЛЭП переменного тока относительно нейтрали высоковольтной обмотки трансформатора T_1 .

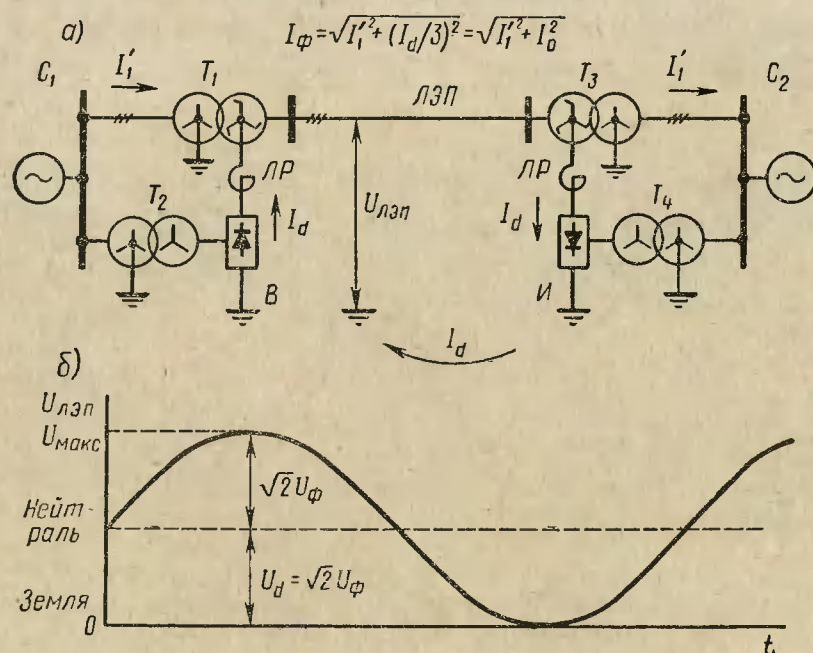


Рис. 1-6

В этом случае напряжение «провод — земля» представляет собой кривую, изображенную на рис. 1-6, б. Действующее значение напряжения «провод — земля» смешанной передачи

$$U_{лэп} = \sqrt{U_\phi^2 + U_d^2} = \sqrt{3} U_\phi.$$

Активная мощность, которую можно передавать по смешанной линии передачи,

$$P = 3 \sqrt{3} U_\phi I_\phi \cos \varphi = 3 U_{лэп} I_\phi \cos \varphi.$$

Таким образом, при таком же токе, что и в линии переменного тока, по смешанной линии передачи при наложении постоянного напряжения $U_d = \sqrt{2} U_\phi$ можно передать в $\sqrt{3}$ раз большую мощность, и в 3 раза большую при сохранении одинаковых относительных потерь мощности*.

Чтобы перевести линию передачи переменным током на смешанную систему передачи, необходимо усилить главную изоляцию силовых трансформаторов T_1 и T_3 , изменить их конструкцию, уменьшить запас изоляции линии и добавить преобразовательные установки B и $И$ с трансформаторами T_2 и T_4 .

Отбор мощности от смешанной линии облегчается вследствие того, что по линии протекает переменный и постоянный ток одновременно. Отбор может осуществляться

* Г. И. Денисенко. Передача электрической энергии пульсирующим током. Львовский университет, 1971.

на переменном или на постоянном токе. При отборе от переменного тока могут быть использованы понижающие трансформаторы или емкостные делители напряжения. Схемы таких подстанций мало чем отличаются от схем промежуточных подстанций передачи переменного тока. При отборе мощности от звена постоянного тока необходимо дополнительно устанавливать разделяющие реакторы.

При необходимости повысить надежность электроснабжения и увеличить передаваемую мощность вдвое между системами C_1 и C_2 прокладывается вторая цепь смешанной линии с заземлением средней точки преобразовательных мостов. При этом ток I_d через землю постоянно не течет, и смешанная передача работает по системе «две цепи — земля».

При смешанной системе передачи энергии усложняется схема электропередачи по сравнению со схемами передач только переменным или только постоянным током. В этом случае усложняется конструкция и утяжеляются условия работы силовых трансформаторов T_1 и T_3 , через высоковольтные обмотки которых протекает переменный ток с постоянной составляющей. Последнее нарушает их нормальную работу, если обмотка высшего напряжения трансформатора соединена в звезду, появляется нескомпенсированный поток вынужденного намагничивания, замыкающийся через бак и создающий дополнительный нагрев сердечника и бака. Чтобы исключить подмагничивание, необходимо соединить обмотки трансформатора в зигзаг. Кроме того, смешанная линия передачи требует более сложной системы защиты от перенапряжений, релейной защиты и системы регулирования. Тем не менее, в будущем эта система передачи может найти применение для районных линий передач малой и средней мощности.

§ 1-2. ОСНОВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ПЕРЕМЕННОГО И ПОСТОЯННОГО ТОКА, ИХ СХЕМЫ И ХАРАКТЕРИСТИКИ

Основные схемы электропередач переменного тока.

Передачи могут выполняться на основе блочной и связанной схем. Число цепей линии электропередачи и номинальное напряжение выбираются на основании технико-экономических расчетов с учетом характеристик приемной системы и планов ее развития.

Б л о ч н а я с х е м а дальней передачи, состоящей из нескольких цепей, не имеет поперечных связей между отдельными цепями (рис. 1-7, а). На каждую цепь блочной линии электропередачи работает группа генераторов и повышающих трансформаторов, расположенных на передающей электростанции ЭС, и отдельная группа понижающих автотрансформаторов приемной подстанции. Связь генераторов отдельных блоков ЭС с генераторами электростанций, расположенных в приемной энергосистеме, осуществляется только через сеть высокого напряжения (220—110 кВ) приемной энергосистемы.

С в я з а н н а я с х е м а (рис. 1-7, б) предусматривает объединение параллельных цепей протяженной электропередачи на подстанциях ПСТ, соединяющих ЛЭП с промежуточными энергосистемами. Если на первом этапе развития объединенной системы не предполагается такая связь, то на линии сооружают переключательные пункты ПП, которые делят длинную линию на короткие участки (200—400 км). При повреждении одной из цепей линии на каком-либо участке, последний отключается выключателями B промежуточных подстанций (переключательных пунктов) с двух сторон. Эта мера увеличивает пропускную способность электропередачи. Однако сооружение ПП на линии по затратам практически равноценно сооружению промежуточной подстанции, поэтому необходимость строительства определен-

ного числа переключательных пунктов должна быть обоснована технико-экономическими расчетами.

Достоинство блочной схемы (см. рис. 1-7, а) состоит в том, что отключение поврежденной цепи не приводит к перегрузке других цепей в послеаварийном режиме. Если при выполнении блочной схемы число ее цепей выбирается с учетом резерва мощности, имеющегося в каждой из частей приемной системы, к которым присоединяются блоки, то схема может иметь некоторые преимущества перед связанной схемой, заключающиеся в том, что:

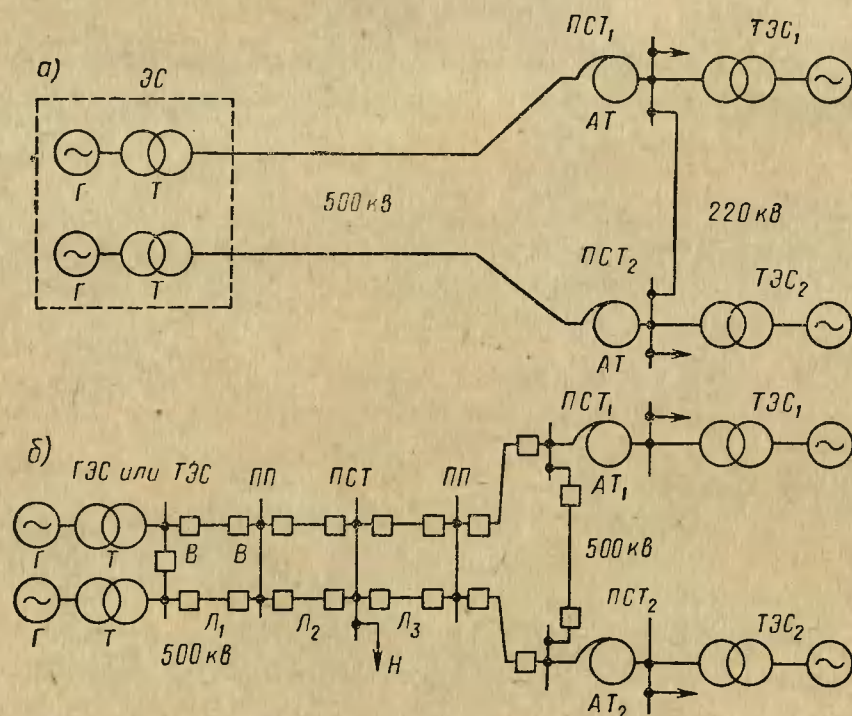


Рис. 1-7

а) отключение одной цепи не может существенно повлиять на работу системы;

б) отпадает необходимость в сооружении переключательных пунктов и в проведении ряда других мероприятий, повышающих динамическую устойчивость передачи;

в) требуется значительно меньше высоковольтной аппаратуры.

Связанная схема электропередачи имеет несомненные преимущества по сравнению с блочным исполнением. При сооружении электропередачи по связанной схеме, когда вследствие применения специальных мер удастся существенно повысить пропускную способность, возможно:

а) ограничение (не более двух) числа цепей;

б) снижение требований, предъявляемых к вращающемуся резерву мощности в приемной энергосистеме во время максимальных нагрузок. Последнее оказывает решающее влияние на выбор схемы передачи в тех случаях, когда мощность, приходящаяся на одну цепь, велика и соизмерима с мощностью приемной системы;

в) улучшение организации эксплуатации и плановых ремонтов. Так, кратковременное аварийное отключение или кратковременный внеплановый ремонт одного участка цепи при некотором уменьшении

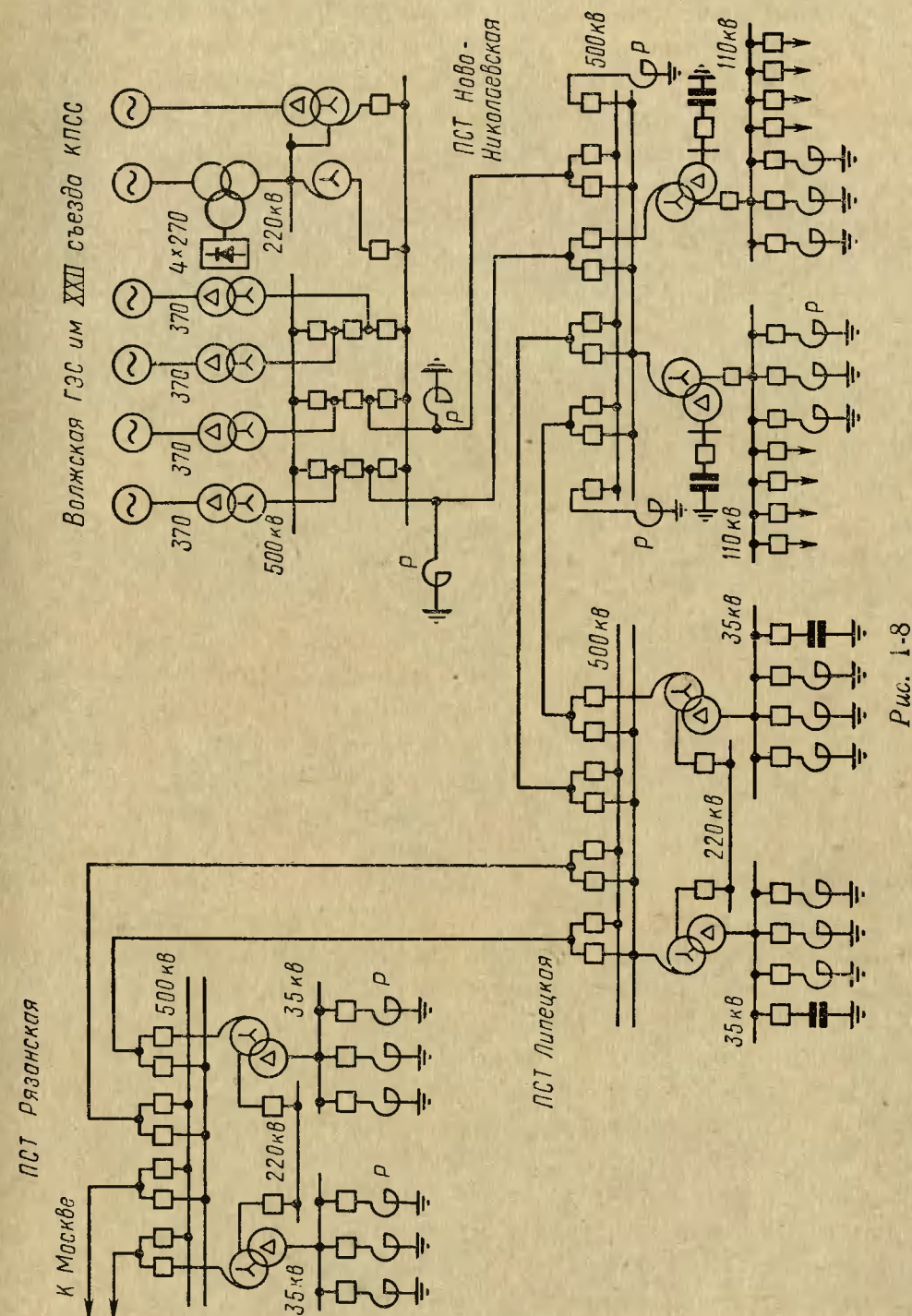


Рис. 1-8

надежности передачи может проводиться без снижения передаваемой мощности;

г) облегчение присоединения к передаче нагрузок и промежуточных энергосистем, что способствует созданию и дальнейшему развитию объединяемых энергосистем;

д) упрощение присоединения передачи к приемной энергосистеме, осуществляемое без дополнительных затрат на усиление сетей и отключающей аппаратуры 220—110 кВ в связи с необходимостью резервирования каждой из цепей блочной электропередачи;

е) снижение внутренних перенапряжений при обеспечении надежной высококачественной защиты и каналов связи.

Основная цель применения блочной схемы — удешевление передачи за счет уменьшения количества дорогого оборудования (ликвидация сборных шин на высшем напряжении и отказ от создания переключательных пунктов). Блочная схема, уменьшая влияние аварии одной цепи передачи на другую цепь, повышает пропускную способность, увеличивая затраты по приемной системе. Обычно при мощных дальних передачах связанные схемы имеют экономические преимущества (практически не увеличивают затраты по приемной системе).

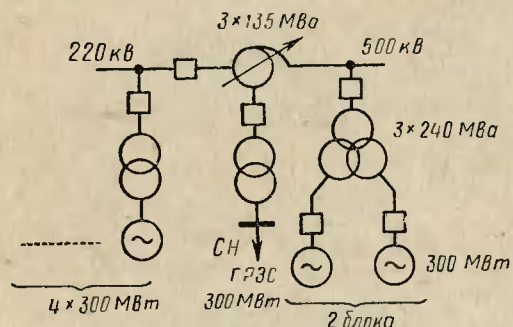


Рис. 1-9

Дальние электропередачи 500 кВ (Волжская ГЭС им. В. И. Ленина — Москва и Волжская ГЭС им. XXII съезда КПСС — Москва) выполнены двухцепными. Для них приняты связанные схемы с промежуточными подстанциями (рис. 1-8).

Все переключательные пункты электропередачи Куйбышев — Москва были также преобразованы в промежуточные подстанции.

Приемные подстанции 500 кВ московской энергосистемы связаны друг с другом внутрисистемной связью 500 кВ. Принятая схема указанных электропередач обеспечивает надежную работу самих дальних электропередач и создает наилучшие условия для развития сетей вторичного напряжения приемной энергосистемы.

Схемы электрических соединений станций и подстанций, работающих на мощные дальние электропередачи. Значительная часть мощности ГРЭС 1000—2400 МВт с крупными агрегатами распределяется по линиям напряжением 500 кВ, а в дальнейшем и 750 кВ. ГРЭС мощностью 2400 МВт, как правило, имеют развитые распределительные устройства высших напряжений (рис. 1-9). Обычно их не меньше двух: высокого напряжения (110—220 кВ) и сверхвысокого (330—750 кВ). Шины высокого и сверхвысокого напряжений связаны с помощью автотрансформаторов, имеющих регулирование напряжения под нагрузкой. На рис. 1-9 два генератора (например, мощностью по 300 МВт) подключаются к группе трансформаторов с двумя обмотками на низшем напряжении. При большой единичной мощности повышающих трансформаторов два-три генератора присоединяются к одному трансформатору (рис. 1-10). Такой способ соединения обеспечивает экономию достаточно дорогого оборудования высшего напряжения и упрощает управление станцией.

Распределительные устройства на высшем напряжении ГЭС во многом определяются свойствами и особенностями станций.

Главная схема электрических соединений станции выбирается с учетом числа агрегатов и того, что ГЭС в пиковом режиме обычно работает не очень длительно, а гидроагрегаты при их автоматизации позволяют быстро провести набор нагрузки (30—45 сек). Главные схемы электрических соединений должны позволять быстро осуществ-

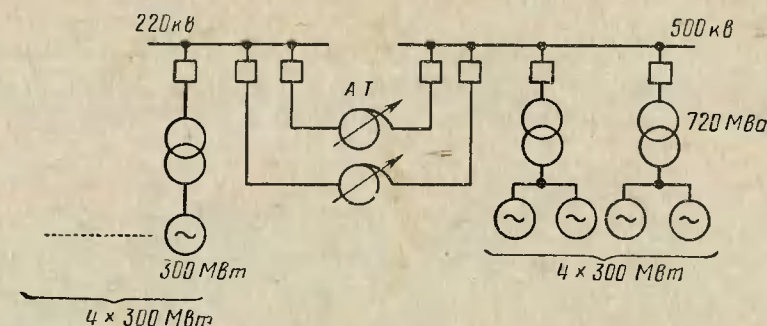


Рис. 1-10

лять автоматическое включение гидрогенераторов. При выборе главной схемы электрических соединений ГЭС необходимо обеспечить мощные связи между распределительными устройствами высокого и сверхвысокого напряжений. Это определяется большой пропускной способностью линий на обоих номинальных напряжениях. Например, на

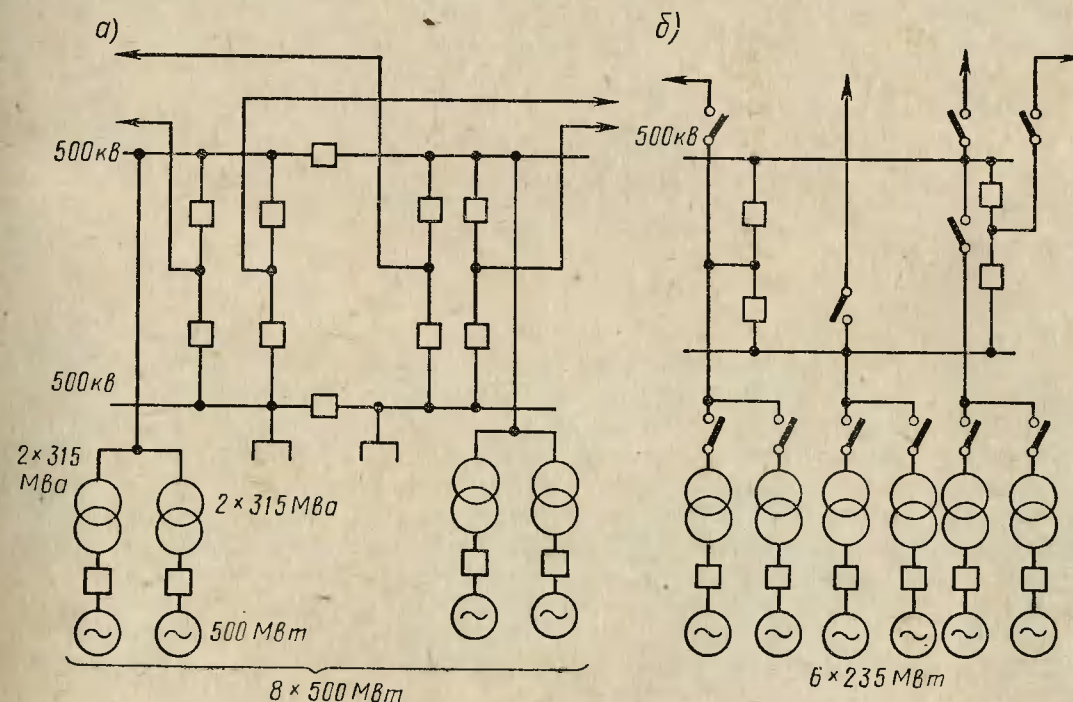


Рис. 1-11

Братской ГЭС с шин 500 кВ может передаваться 60% установленной мощности станции, а с шин 220 кВ — до 90%.

Для иллюстрации приведем схемы электрических соединений двух ГЭС. На Красноярской станции восемь агрегатов каждый мощностью 500 МВт присоединены к напряжению 500 кВ так, как это показано на рис. 1-11, а. Четыре других агрегата будут присоединены к напряжению 220 кВ. От ГЭС отходят четыре короткие (100—

150 км) линии 500 кВ. Связь между напряжениями 500 и 220 кВ осуществляется на одной из подстанций потребителя. На каждый генератор работают два трехфазных трансформатора. На напряжении 500 кВ применена двойная секционированная система шин. К секции через разъединители присоединяется блок повышающих трансформаторов. Повышающие трансформаторы не отключаются при изменении нагрузки в течение суток. Операции с генераторами осуществляются с помощью выключателей на генераторном напряжении.

На Ингури-ГЭС устанавливаются шесть агрегатов мощностью 235 Мвт каждый. Энергия отбирается по четырем линиям напряжением 500 кВ. Для этой ГЭС принята схема (рис. 1-11, б), где два блока «генератор — трансформатор» на стороне 500 кВ попарно соединены разъединителями. Главная схема электрических соединений основана на принципе блока «генератор — трансформатор — линия» 500 кВ. Таких блоков на ГЭС три.

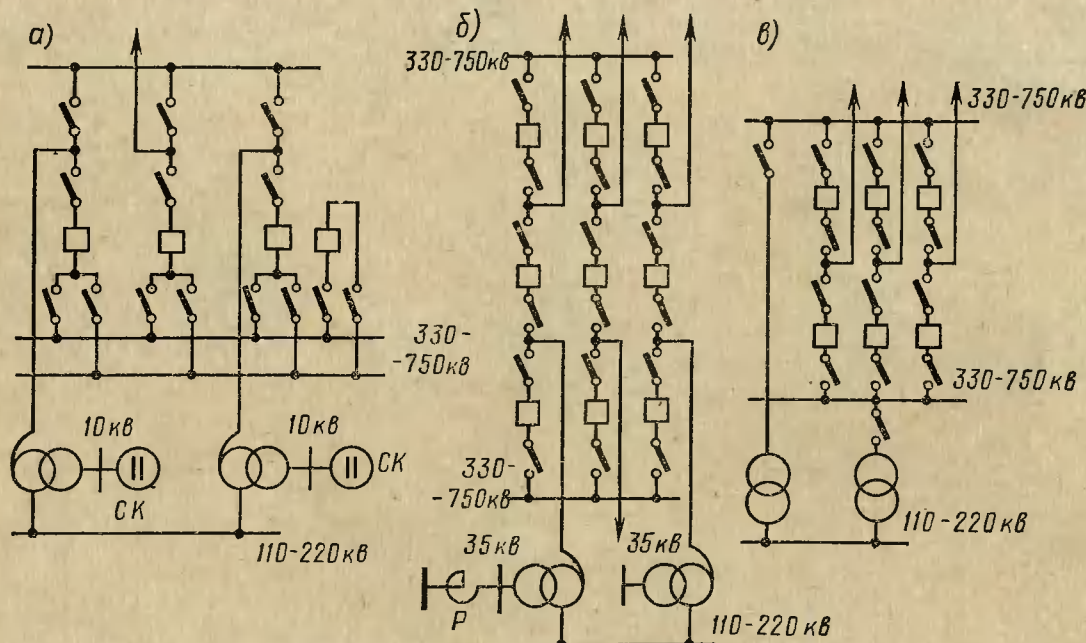


Рис. 1-12

От понизительных подстанций, расположенных вдоль линии или на конце электропередачи, энергия выдается на напряжении 220 кВ или 110 кВ. На подстанциях устанавливаются автотрансформаторы со вторичным напряжением 220—110 кВ. Напряжение низшей стороны автотрансформаторов принимается равным 11 кВ, если на подстанции имеются синхронные компенсаторы, и 35 кВ при наличии шунтирующих реакторов или местной районной нагрузки. Силовые автотрансформаторы промежуточных подстанций и подстанции приемной системы должны иметь регулирование напряжения под нагрузкой. В настоящее время устанавливаются автотрансформаторы с РПН, не требующие применения отдельных регулирующих трансформаторов. На существующих линиях автотрансформаторы имеют регулирующие устройства, размещенные в отдельных баках, где располагаются вольтодобавочные трансформаторы с их регулируемыми устройствами. При этом возможно изменение коэффициента трансформации автотрансформатора в пределах $500 \pm 20 \times 1,5\% / 242/11$ кВ.

На подстанции приемной системы, как правило, устанавливают источники реактивной мощности, обеспечивающие баланс реактивной мощности, целесообразное напряжение в нормальных режимах и улучшающие устойчивость системы.

Возможные схемы понизительных подстанций, получающих энергию от ЛЭП на высшем напряжении. На рис. 1-12 показаны схемы: а — с двумя рабочими системами шин и одной обходной с установкой выключателя на цепь; б — с двумя системами шин при двух выключателях в цепи

линии; в — присоединения понижающих автотрансформаторов к шинам через разъединители.

Схемы треугольника и квадрата часто применяются на подстанциях одноцепных электропередач 500 кВ. Например, ЛЭП Куйбышев — Урал (рис. 1-13) и ряд других электропередач имеют такие или аналогичные схемы подстанции.

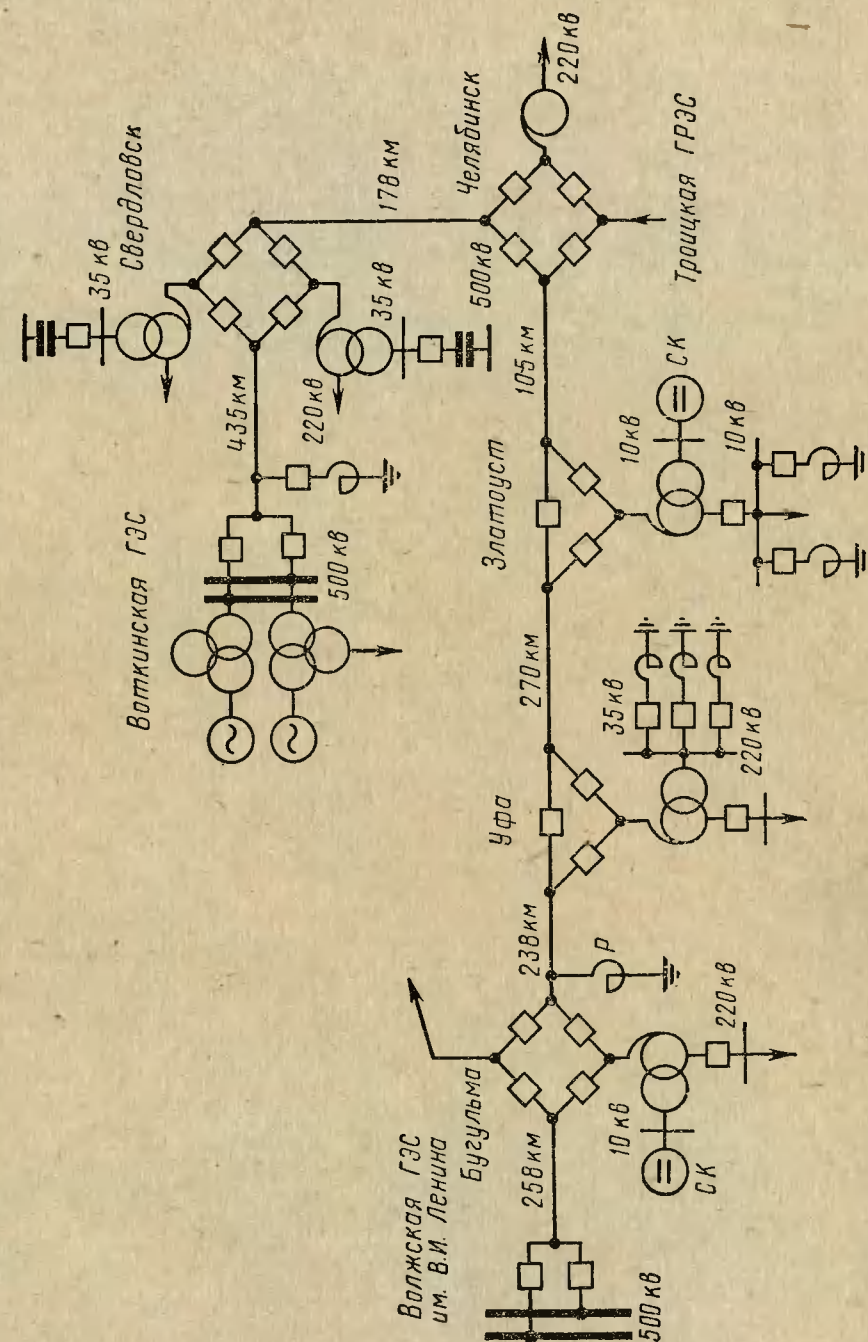


Рис. 1-13

Схема «трансформаторы — шины» оказывается более экономичной при числе присоединяемых к шинам элементов не более шести, а линий — не более четырех. Эта схема не только экономична, но и весьма надежна, поскольку исключает разрыв электропередачи при повреждении на шинах подстанций и не требует оперативных переключений с разъединителями на высшем напряжении, которые здесь исполь-

зуются только для отсоединения трансформаторов, линий и выключателей при выводе их в ремонт.

В качестве примера приведем также электропередачу 735 кВ в Канаде, где применяется секционированная схема «трансформатор —

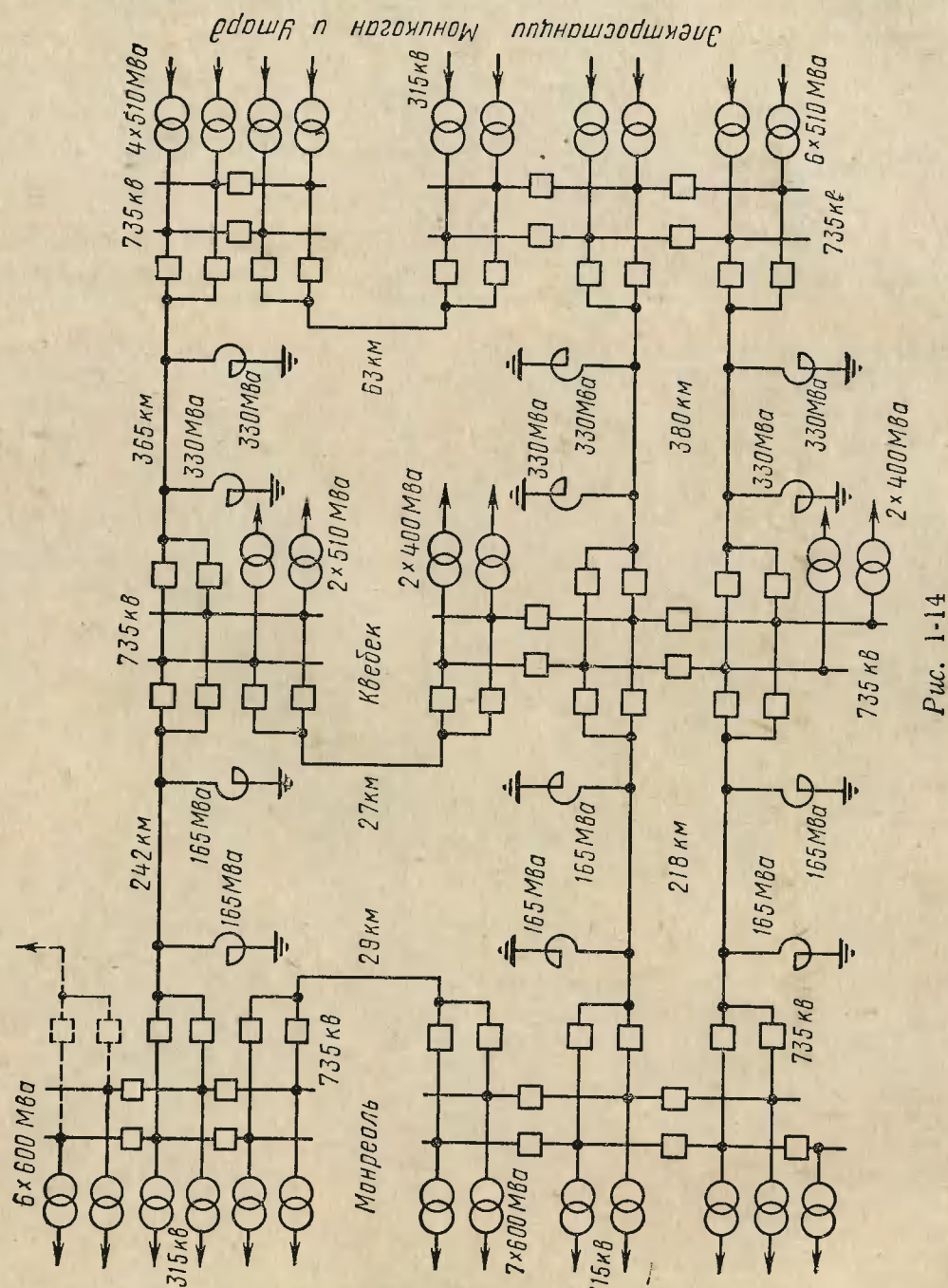


Рис. 1-14

шины» (рис. 1-14), позволяющая иметь весьма большое число присоединений.

Компенсирующие установки (источники реактивной мощности) и их характеристики. Линии электропередач сверхвысокого напряжения длиной 500 км и более, как правило, имеют компенсирующие устройства (КУ). С помощью КУ на электропередачах переменного тока выравнивается напряжение вдоль линии и ограничиваются пере-

токи реактивных мощностей, обусловленных емкостной проводимостью линии. В результате уменьшаются потери энергии в линии и обеспечивается необходимый коэффициент запаса по устойчивости. В ряде случаев устраняется самовозбуждение генераторов, ограничиваются внутренние перенапряжения, улучшаются условия совместной работы удаленной станции с приемной и промежуточными системами. Улучшение распределения напряжения вдоль линии при установке реакторов дает возможность увеличить напряжение по концам линии, что является косвенным условием повышения пропускной способности ее. Кроме этого, КУ выполняют важные функции, обеспечивая баланс реактивной мощности в приемных системах. Особенно велика роль этих устройств в электропередачах постоянного тока, по которым не передается реактивная мощность. Чтобы обеспечить заданный режим передачи на стороне переменного тока, необходимо иметь средства компенсации, позволяющие как выдавать, так и поглощать реактивную мощность. Специальные компенсирующие установки электропередач постоянного тока выполняют также важные функции по компенсации высших гармоник тока, вызванных преобразовательными установками.

Средства компенсации можно разделить на три группы. К первой группе относятся нерегулируемые статические устройства — реакторы и конденсаторы; ко второй группе — синхронные и асинхронные машины — компенсаторы; к третьей группе — статические, выполняемые в виде различных управляемых (насыщенных подмагничиваемых постоянным током и т. д.) реакторов и специальных устройств, содержащих конденсаторы или вентильные установки с искусственной коммутацией (ИРМ и др.).

На рис. 1-15 схематически показаны различные способы поперечной компенсации линий электропередач: а — включение синхронных компенсаторов с автоматическим регулированием возбуждения (АРВ); б — то же, но с уменьшением реактивного сопротивления компенсатора включением батарей конденсаторов С; схема б не получила распространения, так как ее применение может быть оправдано только при отсутствии АРВ и в некоторых особых случаях; в и г — включение нерегулируемых конденсаторов или реакторов, осуществляемое с помощью выключателей B_1 , B_2 ступенями, позволяет изменять поток реактивной мощности; д — включение реактора P через разрядник,

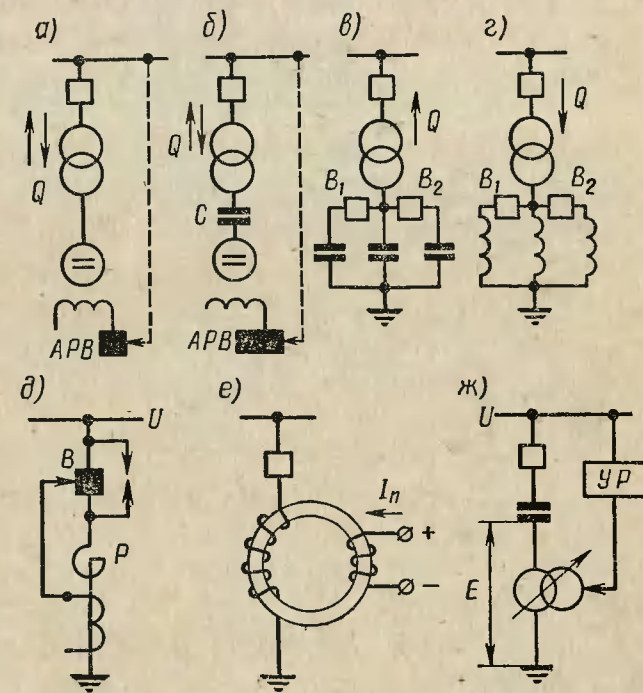


Рис. 1-15

быстро срабатывающий при повышении напряжения U сверх допустимого, с последующим автоматическим включением выключателя B ; e — включение реактора, управляемого (подмагничиваемого) постоянным током I_n . Многочисленные модификации этого рода в разных конструктивных исполнениях предлагались рядом исследователей *. Рис. 1-15, $ж$ схематически показывает идею управления мощностью, выдаваемой конденсатором с устройством регулирования $УР$. Эта

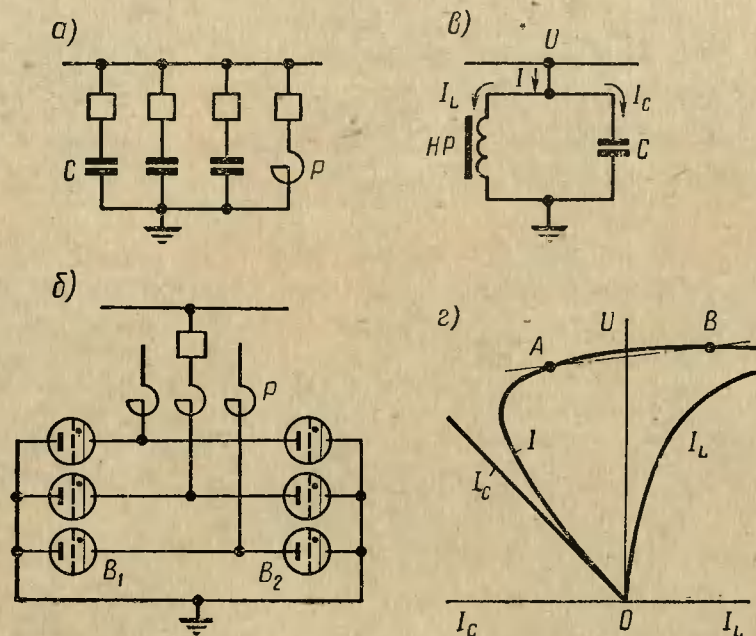


Рис. 1-16

идея реализована далее в ИРМ—МЭИ, вентильном компенсаторе ВЭИ. Другая схема, предусматривающая сочетание конденсаторов и реакторов для выдачи или поглощения реактивной мощности, приведена на рис. 1-16, a . Развитие этой схемы заключается в придании реактору нелинейных характеристик, что может быть сделано или с помощью

* В. А. Веников, В. В. Худяков, А. Н. Цовьянов. Новые источники реактивной мощности, позволяющие улучшить использование генераторов и синхронных компенсаторов. «Вестник электропромышленности», 1957, № 12.

М. С. Либкинд. Управляемый реактор для линий передач переменного тока. АН СССР, 1961.

Ю. П. Рыжов. Некоторые характеристики регулируемого статического источника реактивной мощности, работающего с искусственной коммутацией. Изв. АН СССР. «Энергетика и транспорт», 1968, № 1.

В. В. Худяков, В. А. Чванов. Управляемый статический источник реактивной мощности. «Электричество», 1969, № 1.

М. С. Либкинд, Г. В. Михневич. Улучшение режима и повышение пропускной способности передач переменного тока с помощью управляемых ферромагнитных устройств. «Электричество», 1969, № 3.

E. Fr id l a n d e r, K. I o n e s. Saturated Reactors for Long Distance Bulk Power Lines. Electrical Review 27, June, 1969.

Д. И. Азарьев. Дальняя электропередача с подмагничиваемыми реакторами и форсируемыми конденсаторными батареями. «Электричество», 1961, № 7.

Л. А. Жуков, И. И. Карташев, Е. А. Панкратова и др. Статический регулируемый источник реактивной мощности с вентильным управлением. «Электричество», 1969, № 12.

регулируемых вентилях B_1 и B_2 (рис. 1-16, $б$), или с помощью насыщающегося реактора $НР$ (рис. 1-16, $в$). Для последнего случая характеристики емкостного I_c и индуктивного I_L тока в функции напряжения U показаны на рис. 1-16, $г$. Результирующий ток $I = f(U)$ может быть индуктивным или емкостным, имея на некоторых участках характеристики (например, $A-B$) резкую зависимость от напряжения. Разумеется, что насыщающийся реактор может иметь зависимость $I = f(U)$, не только обусловленную его магнитными характеристиками, но и искусственно корректируемую за счет управления (см. рис. 1-15, e или рис. 1-16, $б$).

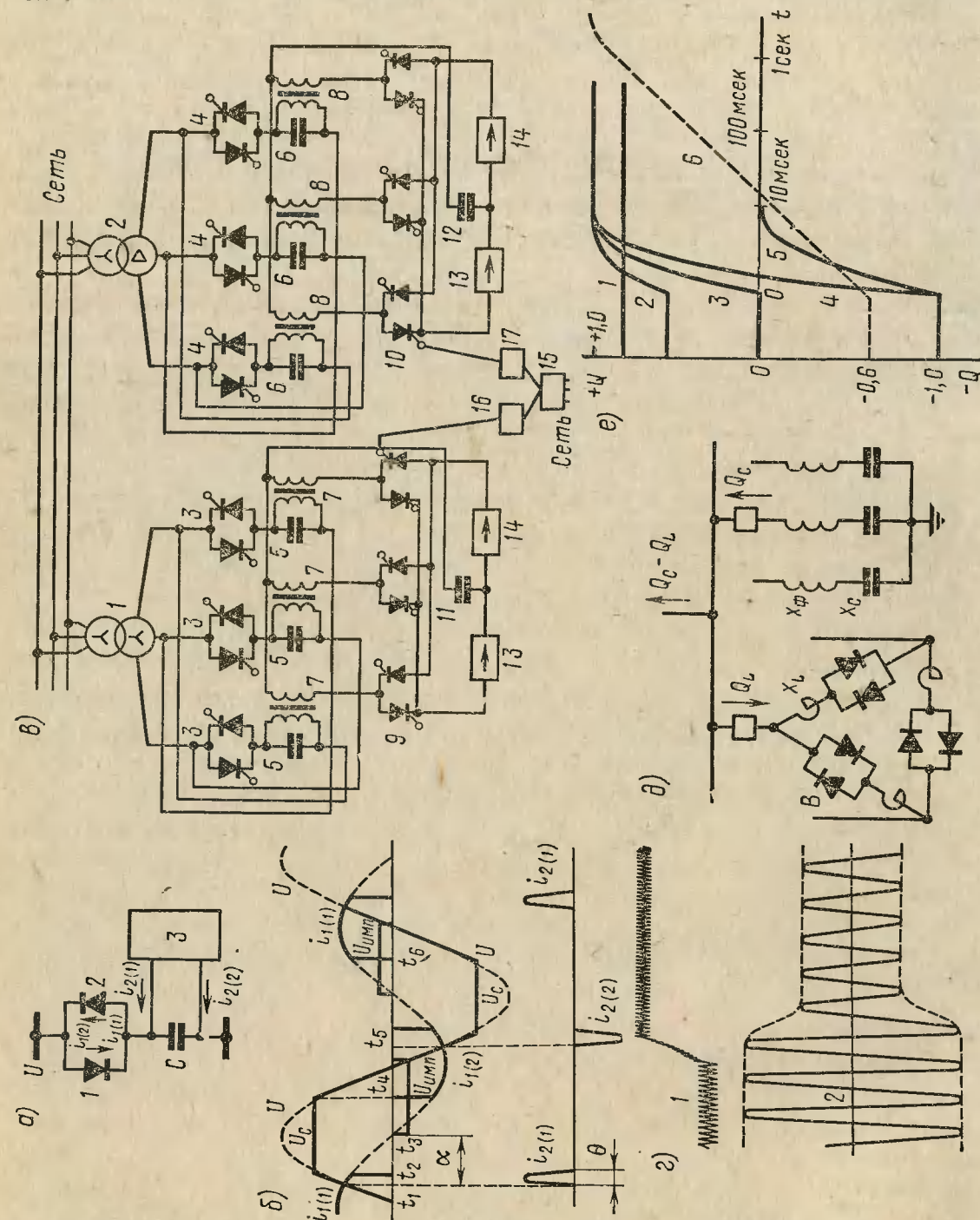
Весьма совершенными характеристиками, а также большой скоростью действия обладают статические регулируемые источники реактивной мощности (ИРМ) с вентильным управлением. Эти устройства в настоящее время могут быть разделены на три группы.

К первой группе относятся ИРМ, в которых вентили применяются непосредственно для регулирования мощности, выдаваемой конденсаторной батареей. Вторая группа характеризуется тем, что с помощью вентиля регулируется мощность реактора, включенного параллельно или последовательно с конденсаторной батареей. Суммарная мощность установки в этом случае равна разности мощностей батареи конденсаторов и реактора. Третья группа ориентируется на выпрямительные схемы с искусственной коммутацией вентилях. В этом случае обеспечивается высокое быстродействие при переходе от режима генерации к режиму потребления реактивной мощности.

Один из вариантов статического управляемого ИРМ, относящегося к первой группе, включает в качестве основного рабочего элемента батарею статических конденсаторов. На рис. 1-17, a показана принципиальная схема одной фазы такого устройства. В каждую фазу последовательно с батареей конденсаторов включены два встречно-параллельно-соединенных управляемых вентиля 1 и 2 (в дальнейшем они называются главными). Для того чтобы избежать бросков тока в цепи конденсаторов при коммутации главных вентилях, в схему ИРМ введено специальное управляющее устройство 3. Это устройство предназначено для формирования и сдвига по времени токовых управляющих импульсов, которые, проходя через батарею конденсаторов, изменяют напряжение на ее зажимах. На рис. 1-17, $б$ представлены кривые мгновенных значений напряжения сети U и напряжения конденсатора U_c , тока, проходящего через конденсатор i_1 , и управляющих токовых импульсов i_2 . На этом рисунке показаны также сеточные импульсы $U_{имп}$, с помощью которых открываются главные вентили.

Предположим, что ток i_1 протекает через главный вентиль 1, в момент времени t_1 от управляющего устройства подается импульс тока $i_{2(1)}$ для подзаряда конденсатора. Напряжение на конденсаторе при этом возрастает, вентиль начинает гаснуть, и ток $i_{1(1)}$ принимает нулевое значение к моменту времени t_2 . Начиная с этого момента, напряжение на конденсаторе остается постоянным. Через некоторое время изменяющееся напряжение сети превзойдет напряжение на конденсаторах, причем напряжение на аноде вентиля 1 станет больше, чем напряжение на его катоде. Однако при отсутствии управляющего импульса открытия этого вентиля не произойдет, ток в цепи конденсаторов останется равным нулю, а напряжение на конденсаторах не изменится до тех пор, пока в работу не вступит вентиль 2. Подготовка вентиля 2

к работе осуществляется подачей отпирающего импульса в момент t_3 , однако клапан при этом не открывается, так как напряжение на его аноде ниже, чем на катоде. В момент t_4 анод этого клапана приобретает более высокий потенциал, чем катод, и клапан начинает пропускать ток, причем открытие клапана происходит при равенстве напряжения на конденсаторе сумме мгновенного напряжения сети и падения напряжения на клапане. Поэтому коммутация осуществляется без броска свободного тока.



Гашение клапана 2 происходит после подачи от управляющего устройства импульса тока $i_{2(2)}$, имеющего обратную полярность по отношению к току $i_{2(1)}$. Дальнейшее течение процесса полностью подобно рассмотренному для первого полупериода переменного напряжения сети.

В цепи конденсаторов схемы (см. рис. 1-17, а) протекает переменный, но не синусоидальный ток. Длительность протекания тока в те-

чение каждого полупериода может регулироваться моментом подачи импульса тока от управляющего устройства. При перемещении тока i_2 по оси времени влево длительность открытия главных клапанов становится меньше, при этом первая гармоника рабочего тока уменьшается, что приводит к снижению реактивной мощности, выдаваемой ИРМ в сеть. Сдвиг управляющего импульса вправо обуславливает рост выдаваемой реактивной мощности.

Из рис. 1-17, в, где показана принципиальная развернутая схема одного из вариантов ИРМ, можно видеть, что данное устройство выполняется двумя симметричными блоками. В каждом блоке трехфазные группы батарей конденсаторов 5 и 6 соединяются в треугольник. Последовательно с конденсаторами включаются два встречно-параллельно-соединенных клапана 3 и 4. Батарея конденсаторов включается в сеть через трехфазный трансформатор. Схемы соединения обмоток трансформаторов 1 и 2 выполняются таким образом, чтобы суммарный ток от обоих блоков не содержал 3, 5 и 7-й гармоник, которые, как показывают теоретические и экспериментальные исследования, являются самыми значительными в токе ИРМ. Такой эффект удастся получить, если для одного трансформатора предусмотреть схему соединения обмоток Y/Y , а другого — Y/Δ . Соединение конденсаторов в треугольник способствует компенсации 3-й и кратных ей гармоник тока. Управляющее устройство, включающее в себя элементы 7—14, корректирует открытие вспомогательных клапанов и величину реактивной мощности.

Реактивная мощность, выдаваемая в сеть, регулируется путем изменения момента открытия вспомогательных клапанов источника управляющих импульсов. Регулирование мощности ИРМ может осуществляться как при ручном управлении углом открытия вспомогательных клапанов, так и с помощью автоматического регулятора 15, воздействующего на блоки управления 16 и 17.

На рис. 1-17, г показана осциллограмма тока на выходе ИРМ (зависимость 2) и управляющего сигнала (зависимость 1), записанная при исследовании рабочих характеристик ИРМ на физической модели. Нетрудно видеть, что компенсация 3, 5 и 7-й гармоник, осуществленная благодаря указанному на рис. 1-17, в соединению обмоток трансформаторов двух блоков устройства, позволила получить ток, близкий к синусоидальному. Для ИРМ рассматриваемого типа характерно высокое быстродействие при регулировании реактивной мощности. На рис. 1-17, г можно видеть изменения тока ИРМ с момента подачи управляющего сигнала на систему регулирования. Новый режим при этом устанавливается через полтора-два периода.

Диапазон регулирования реактивной мощности, выдаваемой устройством в сеть, ограничен максимальным значением, определяемым установленной мощностью батареи статических конденсаторов в главной цепи устройства, и минимальным значением, которое зависит от величины внешнего индуктивного сопротивления. При малых значениях этого сопротивления минимальное значение реактивной мощности составляет 20—30% от максимальной мощности. С увеличением внешнего индуктивного сопротивления диапазон регулирования реактивной мощности сокращается.

На основании проведенных технико-экономических расчетов можно полагать, что удельные капитальные затраты в зависимости от мощности ИРМ составляют 7—10 руб./квар, а приведенные затраты — 2—3 руб./квар·год.

Рис. 1-17

На рис. 1-17, д показана принципиальная схема ИРМ, относящаяся ко второй группе. Этот ИРМ состоит из двух независимых установок нерегулируемой конденсаторной батареи и регулируемого с помощью вентильной схемы реактора. Каждая из этих установок через свой выключатель подсоединена непосредственно к сети. Суммарная мощность ИРМ

$$Q_{\text{ИРМ}} = Q_C - Q_L,$$

где Q_L — функция угла зажигания вентиля.

Меняя вручную или с помощью соответствующего регулятора угол управления вентиля, можно изменять от нуля до номинального значения мощность реактора и регулировать тем самым суммарную мощность ИРМ.

При регулировании реактор потребляет из сети несинусоидальный ток и, следовательно, генерирует в сеть 5, 7, 11, 13-ю и более высокие гармоники. Можно компенсировать эти гармоники, используя фильтры или включая ИРМ через два трансформатора с различными группами соединения (например, Y/Y-12 и Y/Δ-11). Пределы изменения мощности ИРМ определяются соотношением установленных мощностей реактора и конденсаторной батареи. При равенстве мощностей конденсаторной батареи и реактора, т. е. при $Q_L = Q_C$, мощность ИРМ может изменяться от 0 до $Q_{C \text{ ном}}$. При отключении батареи с помощью выключателя мощность ИРМ изменяется от 0 до $Q_{L \text{ ном}}$. Следовательно, данная схема обеспечивает широкий диапазон изменения мощности в обе стороны. Быстродействие этих схем (см. рис. 1-17, г) весьма высоко и не превышает 10 мсек. Различные случаи набора мощности (рис. 1-17, е) представлены кривыми 1—5 (1 — $x_L = \infty$; 2 — $x_C < x_L$; 3 — $x_C = x_L$; 4 — $x_C > x_L$; 5 — $x_C = \infty$); кривая 6 относится к работе синхронного компенсатора. Некоторым недостатком рассмотренного исполнения ИРМ является наличие двух независимых установок соизмеримой мощности.

Средства компенсации реактивной мощности. Реактивную мощность, потребляемую подстанциями передач как постоянного, так и переменного тока, компенсируют одними и теми же средствами, однако схемы их включения различны. Выпрямительная подстанция потребляет реактивную мощность первой гармоники $Q_1 = (0,4—0,5) P_d$, инверторная подстанция — реактивную мощность $Q_1 = (0,5—0,6) P_d$, где P_d — активная мощность, передаваемая по линии постоянного тока. Преобразовательная подстанция со стороны переменного тока потребляет реактивную мощность и генерирует высшие гармоники тока (особенно 5, 7, 11, 13-ю). Из-за разброса импульсов управления вентилями появляются также 2, 3, 4-я и ряд четных гармоник более высокого порядка, вплоть до 48-й. Несимметрия и несинусоидальность напряжения сети увеличивает разброс импульсов управления.

Для защиты сети от высших гармоник тока, генерируемых преобразовательными подстанциями, на них устанавливаются фильтры 5, 7, 11, 13-й гармоник и широкополосный демпфируемый фильтр, настроенный на гармоники от 17-й и выше. Иногда устанавливаются

также и фильтры 3-й гармоники, если эта гармоника оказалась большой, например, в связи с большими токами намагничивания трансформаторов.

Мощность реакторов на линиях передач переменного тока. Она обычно определяется исходя из условий их работы в режимах холостого хода. При этом для линий напряжением 500 кВ длиной порядка 1000 км суммарная мощность реакторов составляет 0,7—0,9 квар на 1 квт передаваемой активной мощности. С точки зрения обеспечения желаемого распределения напряжения вдоль линии их целесообразно размещать равномерно. Однако такое решение неприемлемо ни экономически, ни практически, и реакторы обычно устанавливаются на подстанциях или переключательных пунктах. Реакторы, располагаемые на электропередаче, размещают непосредственно на линии, а также на вторичной стороне (110—35 кВ) понизительных подстанций. Реакторы могут присоединяться без выключателей (наглухо) или, в зависимости от условий работы электропередачи, с помощью выключателей либо схемы, изображенной на рис. 1-15, д.

Установка реакторов на шинах высшего напряжения передающей станции (см. рис. 1-8 и 1-14) обычно целесообразна при длине электропередачи более 500 км, когда по условиям необходимого уровня напряжения в конце линии нельзя использовать реактивную мощность генераторов. Установка выключателей у реакторов на удаленной станции предусматривается лишь в случаях возникновения дефицита реактивной мощности. Обычно реакторы на линии размещают через 250—300 км (см. рис. 1-13). Если длина участка 500 кВ между промежуточными подстанциями оказывается выше 300 км, то реакторы устанавливают по обоим концам участка линии, как это, например, сделано на ЛЭП Волгоград — Москва (см. рис. 1-8). Поскольку номинальное напряжение Канадской ЛЭП составляет 735 кВ, то участок линии, на котором необходимо иметь реакторы с двух сторон, имеет длину меньше 300 км (рис. 1-14). Участки ЛЭП 500 кВ длиной 300—400 км могут не иметь реакторов лишь в случае, когда узлы систем, объединяемых такими участками, имеют мощность короткого замыкания порядка 3—4 млн. кВА. Подключение реакторов на промежуточных подстанциях на напряжение линии возможно как непосредственно к линии (ПСТ Бугульма, см. рис. 1-13), так и к шинам промежуточной подстанции (Ново-Николаевская ПСТ, см. рис. 1-8). Установка реакторов на высшем напряжении имеет большое значение с точки зрения снижения внутренних перенапряжений. В этих случаях может применяться схема включения (см. рис. 1-15, д), в которой реактор при пробое искрового промежутка разрядника, происходящего при достижении некоторого, принятого за опасное, напряжения, автоматически подключается к передаче.

В большинстве случаев реакторы необходимо включать и в местах присоединения установок продольной емкостной компенсации. При сооружении ЛЭП 500 кВ реакторы на подстанциях приемной системы можно не устанавливать, если реактивная мощность линии используется в сети приемной системы. Источники реактивной мощности, устанавливаемые на подстанции, могут при этом иметь соответственно меньшую мощность.

Установка продольной компенсации УПК является одним из целесообразных и распространенных средств повышения пропускной способности и устойчивости протяженных электропередач. Емкостное сопротивление конденсаторов УПК, включенных последовательно в линию, уменьшает суммарное реактивное (индуктивное) сопротивление линии. Если учесть волновые процессы, происходящие при передаче электрической энергии, то можно заметить, что УПК с некоторой условностью эквивалентна уменьшению волновой

длины линии электропередачи и что эффективность компенсации параметров передачи зависит от того, в каком месте линии (начале, конце, середине) они расположены.

Число УПК на линии, обеспечивающих пропускную способность, не должно быть слишком большим, так как это ведет к увеличению стоимости передачи и усложнению эксплуатации. Число, мощность и место размещения УПК на линии должно быть обосновано технико-экономическими расчетами.

При умеренной величине продольной компенсации ограничиваются одной УПК на линии. Но если сопротивление конденсаторов УПК таково, что компенсируется 50% или более сопротивления линии, то необходимо выполнить УПК не менее, чем на двух подстанциях. Сосредоточение слишком большого компенсирующего сопротивления в одном месте приводит к увеличению кратности внутренних перенапряжений на линии и вызывает трудности в обеспечении правильного действия применяющихся в настоящее время устройств релейной защиты.

В СССР УПК успешно работают на ряде ЛЭП 500 кВ (Волжская ГЭС им. В. И. Ленина — Москва, Братск — Иркутск) и на ряде линий более низкого напряжения. Предусмотрена УПК на линии Куйбышев — Урал и Волжская ГЭС им. XII съезда КПСС — Москва, если потребуется увеличить их пропускную способность. Проектируются УПК на линиях 750 кВ. На двухцепных электропередачах связанного типа УПК можно размещать в середине участков линии (рис. 1-18, а). Преимущество такого расположения заключается в том, что при отключении участка степень емкостной компенсации практически не меняется, кроме того, здесь относительно просто осуществляется релейная защита. Недостаток такого включения УПК состоит в том, что при отключении одной цепи участка ток второй цепи и ее УПК удваиваются. В связи с этим оказывается необходимым или снижать передаваемую по линии мощность, или увеличивать мощность батарей конденсаторов примерно вдвое. При этом в нормальных режимах конденсаторные батареи не будут использоваться в должной мере. Эксплуатация линии, профилактика и ремонт УПК усложняются (ремонт, например, требует отключения участка линии). При размещении УПК в середине участка компенсация не может составлять более 50% реактивного сопротивления участка.

При расположении УПК на промежуточных подстанциях (рис. 1-18, б) мощность батарей конденсаторов выбирается по наибольшему рабочему току передачи. Влияние реактивного сопротивления УПК и его эффективность может быть выше, а установки в эксплуатации проще, чем в предыдущем случае. Некоторым недостатком рассматриваемого размещения УПК служит уменьшение ее эффективности в послеаварийных режимах, когда отключается участок линии. Схема оказывается целесообразной, когда УПК размещена относительно недалеко (до 350 км) от подстанции приемной системы. В этих случаях удастся уменьшить мощность источников реактивной мощности на подстанции приемной системы.

Применение УПК по схемам, приведенным на рис. 1-18, в, в определенной мере устраняет недостатки ранее рассмотренных схем.

На передаче 500 кВ Волжская ГЭС им. В. И. Ленина — Москва была принята схема (рис. 1-18, г), снимающая ряд недостатков рассмотренных схем (см. рис. 1-18, а, б, в).

В этой схеме УПК располагается на средней промежуточной подстанции. Ее установленная мощность составляет около 500 Мвар. Установка состоит из отдельных однофазных конденсаторов типа КПМ-0,6-50-1 напряжением 0,6 кВ и мощностью 50 квар. Конденсаторы располагаются на подвесных платформах, изолированных

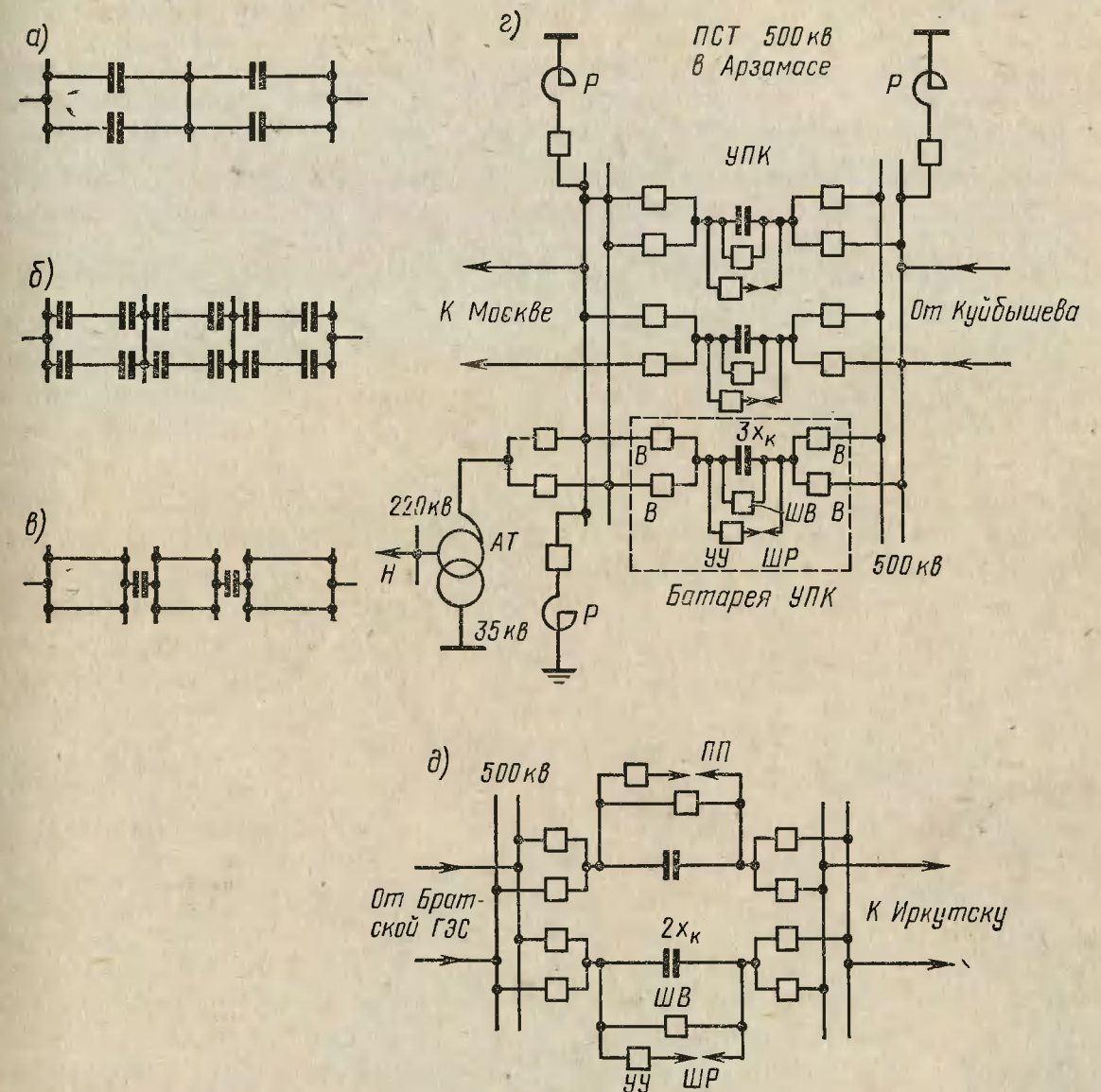


Рис. 1-18

относительно земли. УПК имеет три батареи на фазу, т. е. вся УПК разделяется на три секции, каждая из которых имеет выключатели В и поэтому может отключаться, когда другие секции остаются в работе. Каждая батарея имеет девять параллельных ветвей. Число последовательно включенных конденсаторов, выбранное исходя из требуемого сопротивления УПК, равно 120. Вся УПК состоит из 9720 конденсаторов. Компенсация реактивного сопротивления ЛЭП составляет 25%, что при длине линии 850 км позволяет увеличить пропускную способность ее на 34% (450 Мвт) и довести мощность до 1800 Мвт.

На линии 500 кВ Братск — Иркутск длиной около 600 км УПК размещена на переключательном пункте ПП (рис. 1-18, д). Здесь УПК, имеющая мощность конденсаторов 260 Мвар, компенсирует 35% реактивного сопротивления линии. Передаваемая мощность увеличена при этом на 38% и доведена до 1600 Мвт на цепь.

Опыт эксплуатации УПК передачи Куйбышев — Москва показал высокую надежность. Так, за четыре года эксплуатации было заменено 1,7% конденсаторов от общего числа.

Нормальную работу установки в целом и конденсаторов УПК обеспечивают различные виды защитных устройств. Релейная защита дифференциального типа защищает каждую батарею от внутренних повреждений. Защита от токов короткого замыкания внутри установки выполнена искровыми промежутками, установленными на группах конденсаторов батарей. Защита от сквозных токов короткого замыкания в линии обеспечивается шунтирующим разрядником ШР с воздушным дутьем, параллельно с которым устанавливается шунтирующий выключатель ШВ. Защита от разрядных токов в момент срабатывания шунтирующего разрядника или включения выключателя, шунтирующего установку, осуществляется успокаивающим устройством УУ, которое выполнено двумя параллельными активными сопротивлениями. Защита от устойчивой дуги рабочего тока при пробое между обкладками конденсатора или баковой изоляции выполнена с помощью секционных токоограничивающих предохранителей и предохранителей устройства контроля изоляции. Защита, ограничивающая выделение энергии при пробое изоляции между обкладками или баковой изоляции, обеспечивается установкой конденсаторов группами на отдельных изолированных платформах и другими методами.

УПК применяется и на более низких (чем 500, 750 кВ) напряжениях.

Если в линии имеется одна УПК, то с точки зрения увеличения пропускной способности одноцепной линии ее целесообразно располагать в середине линии. Если имеется несколько УПК, то они распределяются так, чтобы по возможности делить линию на равные участки. УПК в этом случае целесообразно устанавливать ближе к концам линии передачи. На одноцепных линиях можно отказаться от установки выключателей на УПК и нет необходимости иметь резерв по мощности конденсаторов, поскольку их мощность выбирается по нормальному режиму, а при отключении линии одновременно отключается и УПК.

Схемы дальних электропередач, содержащих промежуточные синхронные компенсаторы (ПСК) или быстродействующие источники реактивной мощности (ИРМ). Практически все протяженные электропередачи имеют на линии подстанции, связанные с промежуточными системами, или питающие потребители, не имеющие других источников питания и расположенные вдоль трассы линии. Еще в 1921 г. было предложено устанавливать на промежуточных подстанциях синхронные компенсаторы и этим увеличивать пропускную способность линии*. Синхронные компенсаторы большой мощности поддерживают постоянное напряжение в местах их присоединения. В этом случае электропередача разделяется на участки, причем пропускная способность линии определяется наиболее протяженным участком. Однако необходимая по условиям устойчивости суммарная мощность синхронных компенсаторов промежуточных подстанций даже при использовании регуляторов возбуждения пропорционального типа оказывается очень большой (0,85—0,95 квар на 1 кВт передаваемой активной мощности). Это делает схему нерентабельной.

Применение на синхронных компенсаторах АРВ сильного действия при непродолжительной перегрузке позволяет стабилизировать напряжение и обеспечить устойчивость передачи при меньших мощностях

промежуточных синхронных компенсаторов ПСК (0,65—0,75 квар на 1 кВт). Однако обеспечение устойчивости только ПСК пока не получило распространения. ПСК обычно выбираются исходя из необходимости устранить дефицит реактивной мощности в нормальном и послеаварийном режимах. Окончательный выбор мощности и места расположения ПСК делается на основе технико-экономического сопоставления возможных вариантов исполнения электропередачи. Примером целесообразного использования синхронных компенсаторов на промежуточной подстанции служит передача Куйбышев — Урал напряжением 500 кВ (см. рис. 1-13).

Автоматически управляемые в зависимости от режима системы (кибернетически регулируемые) электропередачи*, осуществляемые с помощью быстродействующих источников реактивной мощности (ИРМ—МЭИ), позволяют получить очень высокую пропускную способность, хотя их экономические показатели пока вызывают некоторые сомнения.

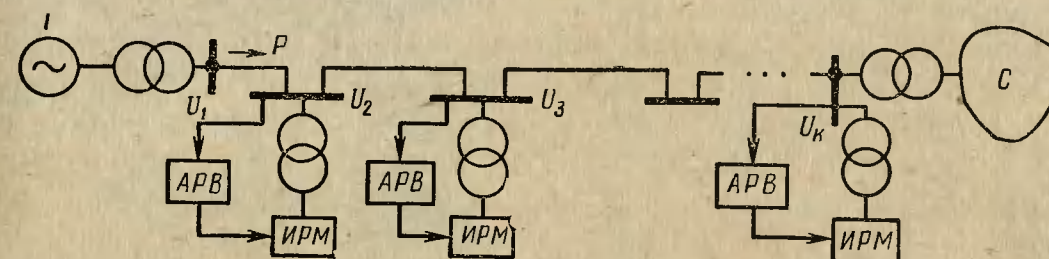


Рис. 1-19

ИРМ, установленные вдоль электропередачи, разбивая ее на участки (рис. 1-19), дают возможность так же, как и схема Баума, поддерживать напряжение постоянным ($U_2, U_3, \dots, U_k$) или даже несколько увеличивать его при росте передаваемой мощности P . Разница со схемой Баума получается здесь за счет того, что ИРМ, установленные на подстанциях, и их регулирующие устройства действуют при изменении режима передачи практически мгновенно. Такое действие приводит к автоматическому изменению параметров, что, в частности, дает возможность (при ограниченных установленных мощностях значительно меньших, чем в схеме Баума) обеспечивать высокий уровень статической и динамической устойчивости системы и работу в области искусственной устойчивости.

Настроенные электропередачи. При электрической длине линии, равной полуволне (~ 3000 км), реактивное сопротивление линии практически равно нулю, а предельная передаваемая мощность велика (во много раз больше натуральной). При длине линии, отличной от полуволновой, ей можно путем компенсации параметров придать свойства, характерные для полуволновой линии. В этом случае говорят, что линию настраивают на полуволновую длину. Идея на-

* В. А. Веников и Л. А. Жуков. Регулирование режима электрических систем и дальних электропередач и повышение их устойчивости при помощи управляемых статических ИРМ. «Электричество», 1967, № 7.

В. А. Веников, Ю. Н. Астахов, В. М. Постолатий. Управляемые электропередачи переменного тока повышенной пропускной способности. «Электричество», 1969, № 12.

* Так называемая схема Баума (по имени предложившего ее инженера).

стройки линий электропередач на полуволну известна давно, однако применения она пока не получила. Подробные исследования настроенных электропередач были проведены только в последние годы в Советском Союзе *. Исследования показали, что применение настроенных электропередач может быть целесообразно при длинах линии 1500—3500 км. В этих случаях при длинах линии, меньших полуволны, нужно увеличивать ее волновую длину, а при длинах линии, больших полуволны, — уменьшать. При настройке линии на полуволну значения обобщенных постоянных параметров линии A , B , C , D приводятся к постоянным, соответствующим идеализированной полуволновой линии:

$$\operatorname{Im} B = \operatorname{Im} C = 0; A = D = -1.$$

Практически постоянные B и C имеют активную составляющую, которую невозможно скомпенсировать, что учитывается при выборе настраивающих устройств НУ.

Настройка линии на полуволну не может производиться точно в связи с необходимостью иметь определенный запас, который должен быть умеренным, так как увеличение его ведет к снижению пропускной способности линии. Характеристики НУ должны не только изменять волновую длину линии, но и способствовать выравниванию напряжения вдоль линии, снижать, когда это необходимо, потоки реактивной мощности, обеспечивая тем самым уменьшение потерь при заданной передаваемой по линии мощности P . Теоретически наиболее выгодно равномерное размещение НУ по линии. Однако их большое число снижает экономические показатели передачи, и схему настройки приходится выбирать так, чтобы обеспечить минимальный расход НУ при заданной пропускной способности.

Схемы настройки на полуволновую длину (рис. 1-20) могут быть охарактеризованы следующим образом. Схема с концевыми настраивающими устройствами в виде последовательных и параллельных индуктивностей и емкостей (рис. 1-20, а) наиболее эффективна при обеспечении пропускной способности соответствующей однородной линии. В этой схеме отсутствуют промежуточные НУ; для ограничения напряжений в средней точке линии нет необходимости увеличивать мощность НУ. Поскольку НУ не устанавливаются непосредственно на линии, то однородность ее не нарушается, что позволяет иметь высокий к. п. д. Роль продольного НУ, или по крайней мере части его, может выполнять сопротивление концевых трансформаторов, реактивная мощность конденсаторов НУ может быть заменена реактивной мощностью генераторов передающей станции. Использование трансформаторов и генераторов в качестве НУ обеспечивает повышение экономичности такой схемы настройки.

Когда передаваемая по линии мощность значительно выше натуральной, эффективными могут быть схемы с поперечными емкостями

* В. А. Вершков, К. Т. Нахапетян, О. В. Ольшевский и др. Комплексные испытания полуволновой электропередачи. «Электричество», 1968, № 8.
В. К. Щербakov и др. Настроенные электропередачи. Сибирское отд. АН СССР, Новосибирск, 1963.

(рис. 1-20, б). Пропускная способность такой схемы зависит от величины и места расположения НУ, максимально допустимого напряжения на линии в рабочих режимах и желаемого угла между векторами напряжений по концам передачи.

Схема с компенсирующими устройствами в виде продольных индуктивностей (рис. 1-20, в) может оказаться целесообразной только при длине линии, весьма близкой к полуволне, когда нужна небольшая «достройка» линии. Наличие дополнительных индуктивностей НУ затрудняет увеличение пропускной способности передачи.

Емкостные НУ, состоящие из батарей статических конденсаторов, собираются в блоки при последовательно-параллельном их соединении. Блок можно разделить на секции по напряжению. Так, батареи, предназначенные для линий 750 кВ, могут иметь секции с напряжением 220, 500 и 750 кВ. Секции изолируются по отношению к земле в соот-

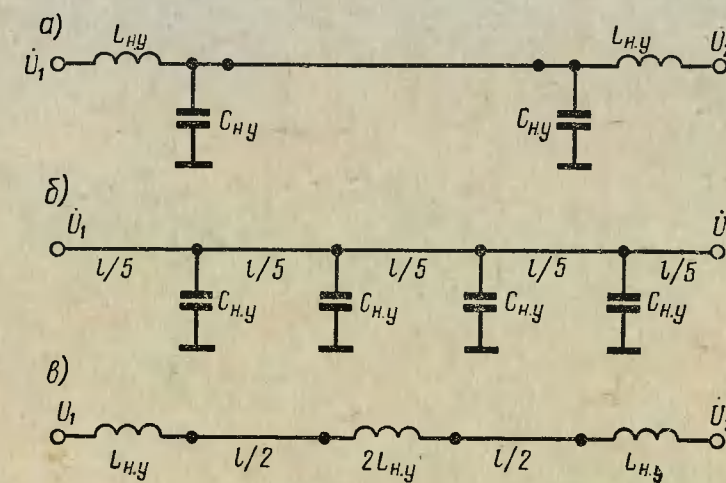


Рис. 1-20

ветствии с их номинальным напряжением. Для ограничения токов при включении и отключении секций предусматриваются токоограничивающие устройства в виде сопротивлений с параллельным присоединением к ним короткозамыкателя.

Индуктивные НУ могут быть выполнены реакторами с повышенной индуктивностью без стальных сердечников и с большими номинальными токами (типа реакторов, применяемых в качестве высокочастотных заградителей высоковольтных электропередач). Индуктивное НУ, содержащее последовательно и параллельно соединенные реакторы, включают на напряжение линии, поэтому оно должно иметь соответствующую изоляцию по отношению к земле. Для возможности шунтирования НУ необходимо предусматривать шунтирующие выключатели и другую аппаратуру.

Промежуточные присоединения к настроенной на полуволну линии меняют условия настройки, поэтому возникают затруднения с объединением систем, расположенных вдоль трассы линии. В полуволновой линии, образно говоря, располагается половина результирующей волны тока и напряжения, что ведет к изменению фазы их колебаний на угол π . Поэтому если в начале линии приложено напряжение $U_1 =$

$= U$, то в конце ее при $r_0 = 0$ напряжение $U_2 = Ue^{j\pi} = -U$. Следовательно, где-то в середине линии напряжение будет проходить через нуль. Анализ с помощью уравнений длинной линии показывает, что напряжение в средней точке линии, настроенной на полуволну, зависит от тока нагрузки и может изменяться от значения, близкого к нулевому (при холостом ходе), до номинального значения в случае передачи мощности, равной натуральной (см. ниже § 2-8). Возможность глубокого спада напряжения в средней части линии требует в большинстве случаев применения специальных схем для связи с промежуточными присоединениями. Использование обычных трансформаторов возможно здесь лишь тогда, когда нагрузка или промежуточная система расположены близко к концу или началу линии, где отклонение напряжения при изменении передаваемой активной мощности не превышает величин, допустимых для трансформаторов обычной конструкции.

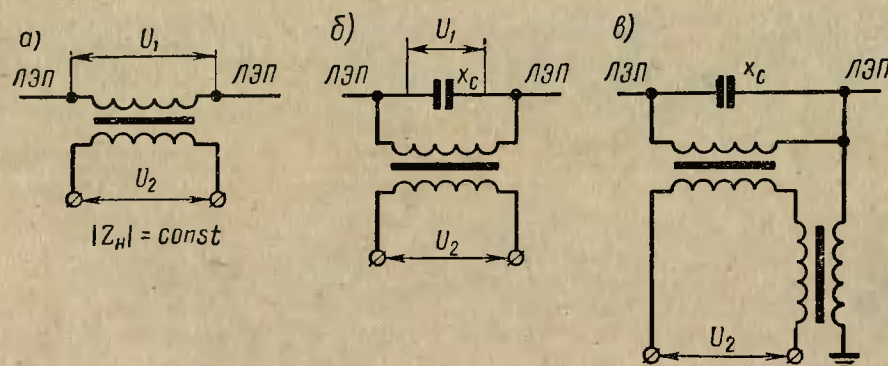


Рис. 1-21

При использовании трансформаторов связи с регулированием напряжения под нагрузкой в пределах до 10% на линии, настроенной на полуволну, можно предусматривать промежуточные присоединения, если узлы примыкания лежат на расстоянии 300—400 км от концов линии. Технические и экономические показатели этой схемы присоединения таковы, что ее можно считать основной схемой, обеспечивающей отбор мощности.

Для промежуточных присоединений в средней части линии ориентируются на последовательные схемы связи (рис. 1-21, а, б), которые в ряде случаев могут выполняться на базе стандартных трансформаторов. В схеме, приведенной на рис. 1-21, а, трансформатор связи своей первичной обмоткой включается в рассечку линии и работает в режиме, близком к короткому замыканию. Для того чтобы избежать этого нежелательного режима работы трансформатора, в рассечку линии можно включить небольшое емкостное сопротивление x_c (рис. 1-21, б) с напряжением на его зажимах U_1 , а параллельно сопротивлению присоединить первичную обмотку трансформатора связи. В этой схеме, называемой шунтированной, трансформатор связи работает в обычных для него условиях. Несомненно, что схема без шунтирования первичной обмотки трансформатора связи более проста и экономически выгодна. Но при использовании ее обмен мощности между

настроенной линией и промежуточным присоединением не должен превышать 5—10% от передаваемой активной мощности. Шунтированная схема сложнее, однако вносит меньшие искажения в настройку линии и обеспечивает большие возможности обмена мощности между настроенной линией и промежуточными присоединениями.

Более совершенная схема, изображенная на рис. 1-21, в. Однако она дороже, сложнее и требует точного согласования параметров всех элементов.

Схемы электрических соединений преобразовательных подстанций, работающих на электропередачи постоянного тока. При выборе этих схем обычно проводится сравнение ряда вариантов, исходя из некоторых требований. При сравнении схем принимаются следующие допущения:

- а) в схеме имеются только одноанодные* вентили;
- б) схема питается от сети бесконечно большой мощности;
- в) э. д. с. питающей сети симметричны и синусоидальны;
- г) выпрямленный ток идеально сглажен, что обеспечивается включением сглаживающего реактора, индуктивность которого бесконечно велика;
- д) предполагается, что потерями холостого хода, потерями короткого замыкания, током холостого хода и реактансом рассеяния питающего трансформатора можно пренебречь;
- е) вентили считаются идеальными (пренебрегают потенциалом зажигания и падением напряжения в дуге вентилей).

Почти все эти допущения используются обычно и для расчета режимов работы схем преобразовательных установок передачи постоянного тока.

Передача энергии постоянным током предназначена для снабжения крупных потребителей, поэтому схема преобразовательной установки должна давать достаточно высокую надежность работы, быть сравнительно простой и удобной в эксплуатации, обеспечивать наименьшую вероятность аварий с вентилями, давать наивысший к. п. д. работы всей установки в целом при заданных удельных потерях в вентилях и трансформаторах, иметь наименьшее количество вентиляей, иметь наиболее легкий режим работы вентиляей. Весьма желательно обеспечить достаточно малую величину амплитуды обратного напряжения и возможно меньший скачок обратного напряжения, а также сравнительно малую амплитуду анодного тока каждого вентилей при заданных средних значениях выпрямленного тока и напряжения. Скорость спада анодного тока перед зажиганием вентилей должна быть возможно меньше.

Работа силового трансформатора на выпрямительную установку отличается от работы на трехфазную линейную нагрузку в основном тем, что потребляемый выпрямителем ток несинусоиден даже в том случае, когда напряжение питающей сети переменного тока синусоидально, а также тем, что через его обмотки, питающие выпрямитель, ток проходит только в течение некоторой доли периода, зависящей

* Многоанодные вентили с анодами, присоединенными к разным фазам, в настоящее время на передачах постоянного тока не применяются.

от длительности горения каждого вентиля. Для лучшего использования трансформатора нужно, чтобы коэффициент использования его обмоток был возможно ближе к единице*.

Схема преобразовательной установки должна обеспечивать отсутствие потока вынужденного намагничивания трансформатора, имея по возможности меньшую амплитуду тока обратного зажигания. Схема должна, кроме того, обеспечивать наименьшую волнистость выпрямленного напряжения; имея при этом форму кривой тока, потребляемого выпрямителем или отдаваемого инвертором, близкую к синусоиде. Перечисленные требования являются основными.

Схемы преобразования различны по своей сложности. В элементарных схемах (в двух-, трехфазных) вентили действуют поочередно (по одному). Из элементарных схем составляются и сложные, которые разделяются на нулевые и мостовые.

Из нескольких элементарных схем с трехфазными или двухфазными трансформаторами можно получить сложную многофазную схему путем включения элементарных схем последовательно или параллельно с одновременным сдвигом по фазе напряжений трансформаторов. При каскадном включении N элементарных схем одновременно достигается увеличение выпрямленного напряжения в N раз при том же выпрямленном токе. При параллельном включении n элементарных схем достигается увеличение выпрямленного тока в n раз при том же выпрямленном напряжении.

Если между одноименными фазными напряжениями трансформаторов, питающих смежные p -фазные схемы, обеспечен сдвиг фаз на угол $\Psi = 2\pi/m$, то число фаз m каскадной схемы, содержащей N элементарных p -фазных схем, включенных последовательно, или n элементарных p -фазных схем, включенных параллельно, выражается так: $m = Nr$, или $m = nr$. Такие сложные каскадные схемы называются также Nr -фазными схемами (или nr -фазными схемами). Схемы, содержащие каскад мостовых схем, называются каскадно-мостовыми.

Высоковольтные выпрямительные схемы имеют обычно число фаз m не меньше трех, так как выпрямляется трехфазный ток. Увеличение числа фаз выпрямительной установки весьма целесообразно с точки зрения требований, предъявляемых к схеме.

Число фаз преобразовательной установки обычно равно шести или двенадцати. Увеличение числа фаз преобразования сверх двенадцати нецелесообразно.

В настоящее время для передачи постоянного тока применяется трехфазная мостовая схема, показанная на рис. 1-22, а. Она имеет простую конструкцию трансформатора, который отличается от трансформатора в схеме, служащей для передачи переменного тока, в основном только тем, что требует изоляции нейтрали вентильной обмотки на половину выпрямленного напряжения между полюсами схемы.

Для маломощных передач энергии постоянным током можно применять 6-фазные схемы преобразования. Для мощных передач постоян-

* Коэффициентом использования трансформатора для преобразовательной установки называется отношение мощности преобразовательной установки на стороне постоянного тока к полной мощности трансформатора.

ного тока используются 12-фазные схемы преобразования, составленные из комбинаций 6-фазных схем. Могут быть применены 2 группы схем.

Первая группа схем. Число фаз трансформатора равно трем, а увеличение числа фаз выпрямления до 12-ти достигается комбинацией трехфазных мостовых схем, включенных каскадно со сдвигом напряжений вентильных обмоток трансформаторов на 30° . Эти схемы, называемые 12-фазными каскадно-мостовыми, приведены на рис. 1-22, б—г (где M_1 и M_2 — трехфазные мостовые схемы): б —

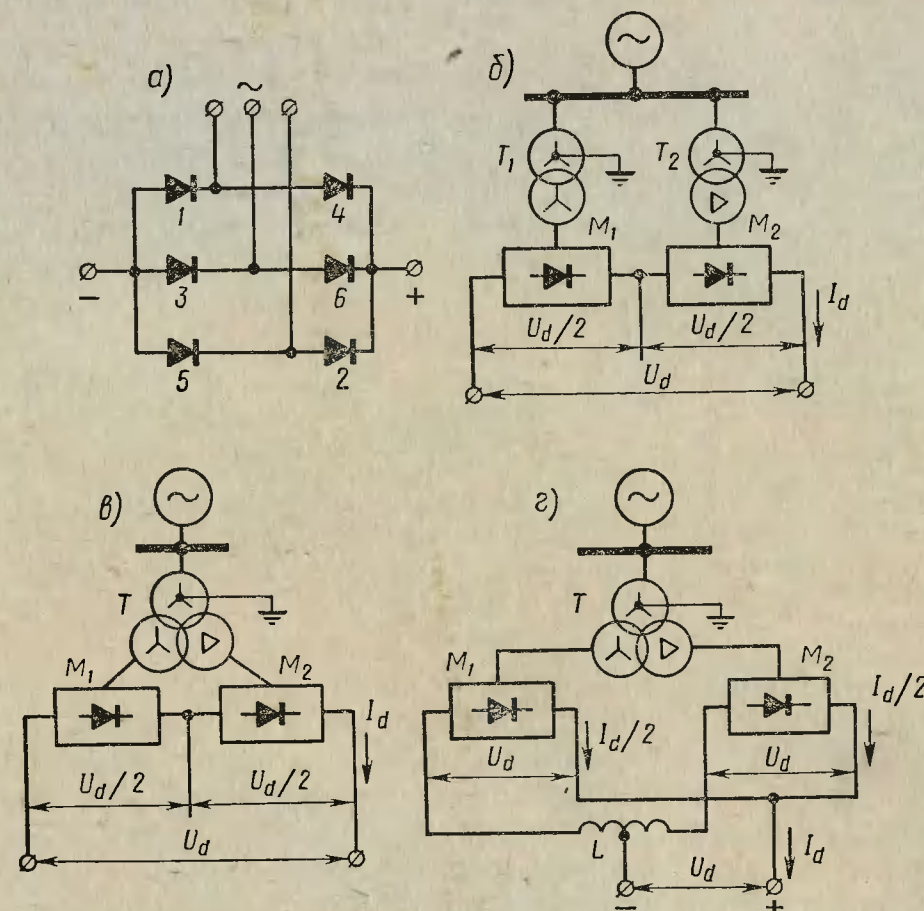


Рис. 1-22

каскадное включение мостов M_1 и M_2 , питаемых от двух двухобмоточных трансформаторов T_1 и T_2 ; в — каскадное включение мостов, питаемых от одного трехобмоточного трансформатора T ; г — параллельное включение мостов через уравнивающий реактор L .

Вторая группа схем. К ней относятся схемы каскадно-соединенных 6-угольников, схема 12-угольника с двумя группами трансформаторов. В этих схемах увеличение числа фаз достигается специальным соединением обмоток трансформаторов.

Сравнение обеих групп 12-фазных схем, исходя из выдвинутых требований, показывает, что схема двух 6-угольников и схема 12-угольника требуют конструктивного усложнения трансформатора и дают ухудшение энергетических характеристик по сравнению с 12-фазной каскадно-мостовой схемой.

Для передачи постоянного тока может быть рекомендована лишь 12-фазная каскадно-мостовая схема при последовательном или параллельном соединении вентилях внутри одного моста. Эта схема состоит из двух трехфазных мостовых схем M_1 и M_2 (см. рис. 1-22, б), соединенных последовательно, каждая из которых содержит 6 вентилях. Напряжение на выводах схемы U_d равно сумме напряжений каждого моста. Для питания каждого моста требуется либо один трехфазный трансформатор, либо группа однофазных трансформаторов. Для работы схемы в 12-фазном режиме необходимо, чтобы трансформаторы T_1 и T_2 питались от общих шин системы и имели соединение схемных обмоток Y и Δ (см. рис. 1-22). Схема соединения сетевой обмотки зависит от напряжения сети. Возможно также питание обоих мостов от разных обмоток трехобмоточного трансформатора (см. рис. 1-22, в). Выводы вентилях обмоток трансформатора должны быть изолиро-

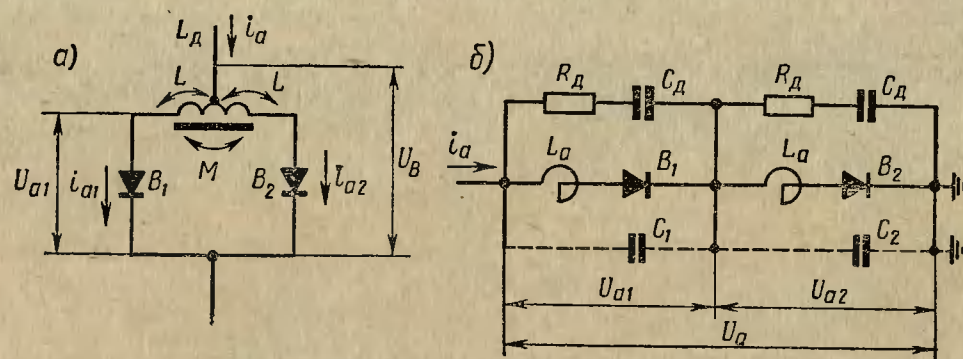


Рис. 1-23

ваны относительно друг друга на полное напряжение вентилях обмотки, относительно земли и сетевой обмотки на полное напряжение соответствующего моста, которое он имеет относительно земли.

При необходимости уменьшить ток, проходящий через каждый мост, вдвое при таком же выпрямленном токе I_d оба моста включаются параллельно через уравнивательный реактор L (рис. 1-22, г). Чаще, однако, применяется параллельное включение вентилях внутри каждого моста.

Включение вентилях в плечо моста может быть параллельным (рис. 1-23, а) или последовательным (рис. 1-23, б). На рисунке приняты следующие обозначения: B_1, B_2 — вентилях; L_d — анодный делитель тока; L_a — анодный реактор, C_1, C_2 — собственные емкости вентилях B_1 и B_2 ; R_d, C_d — делительная цепочка.

П а р а л л е л ь н о е в к л ю ч е н и е. Если величина рабочего тока вентилях недостаточна, то можно удвоить выпрямленный ток при том же анодном токе вентилях, включая два вентилях параллельно в каждое плечо трехфазной схемы. Параллельное включение ртутных вентилях без делителя тока недопустимо, так как напряжение зажигания вентилях значительно больше напряжения горения дуги ΔU_o . При таком включении отпирается тот вентиль, напряжение зажигания которого меньше, и тотчас же он шунтирует второй параллельно включенный вентиль, который отпереться не сможет. Деление и вырав-

нивание тока по параллельно включенным вентилям обеспечивается включением их через анодный делитель тока L_d (см. рис. 1-23, а). Анодный делитель тока представляет собой однофазный двухобмоточный стержневой сухой трансформатор со встречными обмотками, обеспечивающими минимальный реактанс рассеяния при протекании анодных токов i_{a1} и i_{a2} по обеим обмоткам, и имеет коэффициент связи

$$K = M/L \approx 1,$$

где M — коэффициент взаимной индукции между обмотками реактора; L — собственная индуктивность рассеяния каждой обмотки реактора.

Принцип работы разделительного реактора можно объяснить следующим образом. Пусть $U_{a1} < U_{a2}$. Тогда при переходе анодного напряжения через нуль от отрицательных к положительным значениям первым отперется вентиль B_1 , после чего на нем установится напряжение $U_{a1} = \Delta U_{o1}$. Однако это не дает значительного снижения напряжения U_b , так как при отсутствии размагничивающего тока i_{a2} ток i_{a1} будет являться лишь током намагничивания анодного делителя, и падение напряжения на нем будет велико. Для интервала времени после отпирания вентиля B_1 и перед отпиранием вентиля B_2 можно записать уравнение

$$u_b = u_{a1} + L di_{a1}/dt.$$

Если $U_{a1} < U_{a2}$, но $L di_{a1}/dt > (U_{a2} - \Delta U_{o1})$, то вентиль B_2 также отпирается вслед за вентилям B_1 , как только U_b сравняется с U_{a2} . Для интервала времени после отпирания вентиля B_2 последнее уравнение запишется как

$$u_b = u_{a1} + L \frac{di_{a1}}{dt} - M \frac{di_{a2}}{dt},$$

где второй и третий члены имеют противоположные знаки из-за встречной намотки обмоток реактора. Учитывая условие $M/L \approx 1$ и полагая $di_{a1}/dt \approx di_{a2}/dt$, из последнего уравнения получаем

$$u_b \approx u_{a1},$$

т. е. при нормальном режиме реактор как бы выключается из главной цепи и не создает индуктивного падения напряжения при коммутации вентилях. Уравнивательный реактор (анодный делитель тока) выравнивает токи по вентилям, так что при их работе существует равенство

$$i_{a1} = i_{a2} = i_a/2.$$

Такую же роль играют уравнивательные реакторы при параллельном включении мостов.

Тиристоры в отличие от ртутных вентилях можно включать параллельно без делителей тока. При запортом тиристоре потенциалы управляющего электрода и анода никак не связаны между собой, если анодное напряжение не превышает пробивное. При отпирании тиристора прямое падение напряжения на нем не превышает 1 в, и тиристор проводит ток, если анодный ток превышает удерживающий ток. При па-

раллельном включении ток через каждый тиристор обратно пропорционален его прямому падению напряжения. Поэтому, если прямые вольт-амперные характеристики тиристоров различны, тиристор с меньшим падением напряжения возьмет на себя больший ток и будет перегреваться. При этом ток всей группы придется уменьшить.

Чтобы обеспечить равномерное деление тока по тиристорам, включенным параллельно, их специально подбирают по прямым характеристикам. Если же такой подбор почему-либо осуществить не удастся, то применяют индуктивные анодные делители тока аналогично ртутным вентилям. Такие же делители тока используют и при включении тиристорных блоков параллельно, так как подобрать одинаковые падения напряжения у двух тиристорных блоков затруднительно.

В анодные цепи вентилях включаются так называемые анодные реакторы L_a , которые имеют большую индуктивность, чем анодный делитель тока. Назначение анодных реакторов — запереть колебания звуковой частоты, возникающие при коммутации вентилях и вызывающие радиопомехи, а также улучшать условия зажигания вентилях.

Последовательное включение. При последовательном включении ртутных вентилях B_1 и B_2 через них проходит один и тот же ток, но после заперения вентилях обратное напряжение распределяется по ним неравномерно. Емкость катода C_2 вентиля B_1 относительно земли значительно больше, чем собственная емкость C_1 вентиля B_1 , так как к катоду каждого вентиля подключен трансформатор собственных нужд. Следовательно, при отсутствии делительных цепочек большая часть обратного напряжения U_a ляжет на вентиль B_1 : $U_{a1} \gg U_{a2}$.

Чтобы выравнять распределение напряжения по вентилям при последовательном включении, каждый вентиль вместе с анодным реактором шунтируется цепочкой $R_d C_d$ (см. рис. 1-23, б), которая выравнивает распределение обратного напряжения по вентилям, если емкость этой цепочки выбрана из условия:

$$C_d > C_2 > C_1.$$

Активные сопротивления цепочки R_d выбираются по условию ограничения тока разряда емкостей C на индуктивность L_a и на вентиль при его отпирании. Делительные цепочки выравнивают распределение обратного напряжения по вентилям:

$$u_{a1} = u_{a2} = U_a/2.$$

При последовательном включении тиристоров во избежание перенапряжений в тиристорном блоке также применяют шунтирование их R - C -цепочками, что особенно важно при включении.

Последовательное включение ряда мостов в общую схему подстанции действительно позволяет повысить напряжение полюса относительно земли во столько раз, сколько мостов включено между полюсом и землей. Последовательно включенные мосты также шунтируются R - C -цепочками для равномерного деления напряжения по мостам при погасании всех вентилях. Кроме того, каждый мост замыкается шунтирующим вентилем и аппаратом, позволяющим закоротить крат-

ковременно или длительно тот мост, в котором произошел аварийный выход из строя вентилях. При увеличении числа последовательно включенных мостов между полюсом и землей до двух — четырех аварийные процессы в каждом мосте локализуются и мало влияют на работу всей передачи.

При необходимости увеличить ток плеча и одновременно повысить надежность работы моста в каждое плечо включают два или более вентилях последовательно и две или более таких цепочек параллельно*. Такое включение называется *групповым вентилем*.

Отбор мощности от ЛЭП постоянного тока и выключение постоянного тока. Отбирая мощность от ЛЭП постоянного тока на промежуточных подстанциях (так же, как при переменном токе), желательно иметь выключатели постоянного тока высокого напряжения. Создание

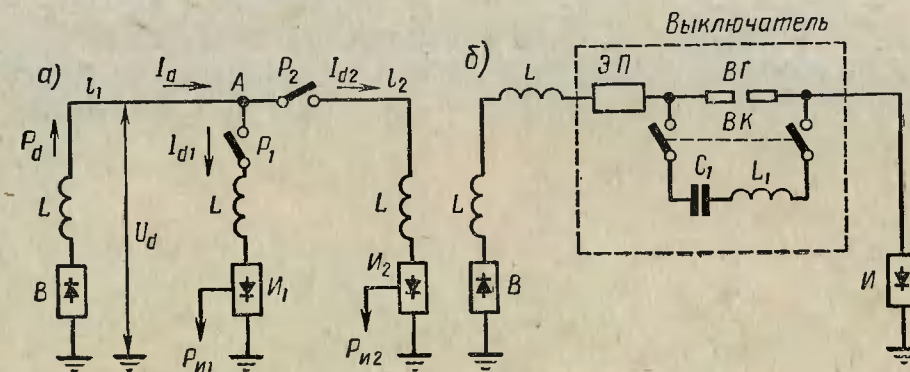


Рис. 1-24

таких выключателей затруднено тем, что постоянный ток не проходит через нуль. Приходится создавать специальные устройства, переводящие постоянный ток в колебательный и прерывающие его в момент перехода через нуль.

Для отключения постоянного тока высокого напряжения предложены две схемы, показанные на рис. 1-24, где B — выпрямитель, L — линейный реактор, I_1 , I_2 — инверторы, P_1 , P_2 — автоматические разъединители, A — точка разветвления, U_d — напряжение в начале линии, $P_d = U_d I_d$ — мощность на выходе выпрямителя, $P_{и1}$, $P_{и2}$, I_{d1} , I_{d2} — мощности и токи инверторов 1 и 2, l_1 , l_2 — длины участков линии, L_1 , C_1 — индуктивность и емкость колебательного контура, $BГ$ — контакты главного выключателя переменного тока, $BК$ — контакты вспомогательного выключателя, $ЭП$ — энергопоглотитель.

В первой схеме (см. рис. 1-24, а)** в каждой линии l постоянного тока обычно включены разъединители P_1 и P_2 с автоматическим управлением, заблокированные с сеточным управлением выпрямителя B . При повреждении на одной линии постоянного тока защита запирает сетки выпрямителя B , все потребители обесточиваются, при

* Л. Р. Нейман, С. Р. Глинтенки и др. Электропередача постоянного тока как элемент электрических систем. АН СССР, 1962.

** U. A. Chavallay. Leistungsschalter für hohe Gleichspannung. BBC — Mitt. т. 32, стр. 298.

этом отключается соответствующий разъединитель. Включается линия также при запертых сетках выпрямителя В.

Такая система недостаточно удобна в эксплуатации, так как при коротком замыкании в любой линии требуется на время размыкания разъединителя обесточить обе линии. Кроме того, при нормальной работе сеточного управления выпрямителя разъединители должны разрывать емкостный ток разряда линии через место короткого замы-

кания, а при отказе сеточного управления выпрямителя разъединители могут выйти из строя, так как они будут отключать силовую цепь.

В схеме, использующей воздушный выключатель переменного тока * (см. рис. 1-24, б), главные контакты которого ВГ включены в линию постоянного тока, дуга, возникающая в момент размыкания этих контактов, шунтируется параллельно подключенным к ним колебательным контуром L_1C_1 . Наложение колебательного разряда переводит ток дуги через нуль и обеспечивает ее погасание. Схема позволяет отключать постоянный ток стандартным выключателем переменного тока. Частота колебаний выбирается 500—1000 гц.

Выключатель проверен экспериментально на передаче Кашира — Москва. Недостатком его является необходимость введения колебательного контура и связанные с этим перенапряжения при отключении цепи.

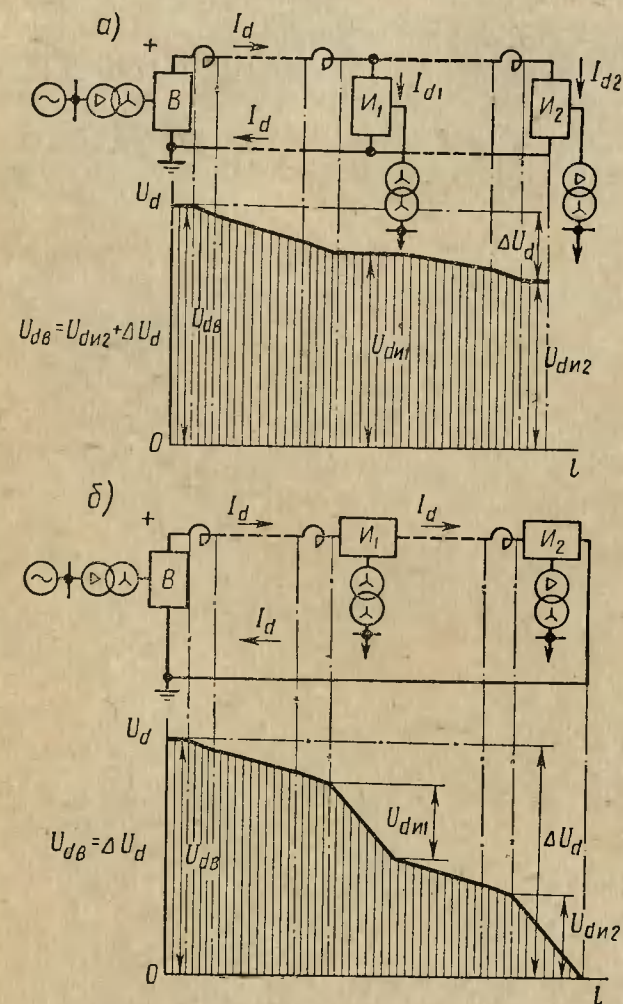


Рис. 1-25

Рассредоточенное инвертирование. Отбор мощности от линии постоянного тока можно осуществить и без выключателей. Для этой цели можно применить рассредоточенное инвертирование **, схемы которого и распределение потенциала по линии при параллельном и последовательном включении инверторных подстанций приведены на рис. 1-25, а и б соответственно.

* Г. А. Кукеков, П. Г. Сорокин. О гашении дуги в устройствах для отключения мощных цепей постоянного тока сверхвысоких напряжений. «Электричество», 1953, № 10.

** В. В. Худяков. Передача энергии постоянным током высокого напряжения. ВЗПИ, 1958.

Допустим, что выпрямители и инверторы включены по трехфазной мостовой схеме (на рисунках обозначена прямоугольником), причем каждый мост шунтирован нормально открытым шунтирующим аппаратом с автоматическим управлением и шунтирующим вентилям (на рисунках не показаны). При необходимости оба полюса линии постоянного тока могут проходить по разным трассам. Тогда число инверторных подстанций может быть увеличено. При равномерной нагрузке обоих полюсов ток через землю или нейтральный провод не проходит, и каждую двухполюсную линию постоянного тока с отбором мощности можно разрезать по нейтральному проводу и рассматривать каждый полюс отдельно.

Сопоставление обеих схем рассредоточенного инвертирования позволяет отметить следующее.

1. Обе системы инвертирования нормально работают при заданном напряжении, которое можно регулировать на стороне выпрямителя.

2. При параллельном соединении в каждый инвертор ответвляется ток, величина которого определяется разностью между приложенным к этому инвертору напряжением и противо-э. д. с. этого инвертора. Мощность, отбираемая каждым инвертором, пропорциональна току этого инвертора. Токи и напряжения в линии связаны очевидными соотношениями (см. рис. 1-25, а):

$$U_{dB} = U_{d12} + \Delta U_d;$$

$$I_d = I_{d1} + I_{d2},$$

где U_{dB} — напряжение на зажимах выпрямителя; U_{d11} , U_{d12} , I_{d1} , I_{d2} — напряжения и токи инверторов I_1 и I_2 ; $\Delta U_d = \Delta U_{d1} + \Delta U_{d2}$ — падение напряжения во всей линии постоянного тока.

3. При последовательном соединении рассредоточенных инверторов все они обтекаются одним током. При прохождении тока через каждый инвертор напряжение линии постоянного тока скачкообразно снижается на величину, пропорциональную мощности данного инвертора. В конце линии постоянного тока напряжение равно нулю (если пренебречь падением напряжения в рабочих заземлениях или в нулевом проводе).

Для последовательного включения инверторов справедливы следующие соотношения:

$$U_{dB} = U_{d11} + U_{d12} + \Delta U_d;$$

$$I_{d1} = I_{d2} = I_d.$$

4. При параллельном включении инверторных подстанций оборудование всех подстанций должно быть рассчитано на полное напряжение линии передачи.

При последовательном включении инверторных подстанций все оборудование каждой последующей подстанции рассчитывается на более низкий уровень напряжения по сравнению с предыдущей. В то же время оборудование каждой подстанции как при параллельном, так и при последовательном включении рассредоточенных инверторов должно быть рассчитано на кратковременные перенапряжения, которые могут иметь место в некоторых переходных режимах.

В случае, если мощности, напряжения и длины передач равны, потери мощности при последовательном отборе всегда будут больше, чем при параллельном, так как в первом случае по линии протекает полный ток. Однако капитальные затраты на сооружение линии с последовательными инверторными подстанциями должны быть меньше, чем с параллельными, так как при параллельном соединении все подстанции должны быть выполнены на полное напряжение линии независимо от их мощности, а изоляция, как известно, определяет главную часть стоимости подстанции. Кроме того, изоляция всей линии при параллельном отборе должна быть рассчитана на полное напряжение передачи, а число мостов всех преобразовательных подстанций должно быть одинаково независимо от их мощности.

Способ отбора мощности выбирается исходя из технико-экономических соображений: при наличии двух, трех и более маломощных промежуточных подстанций

и при приеме мощности в систему в нескольких точках выгоднее применить последовательный отбор, при небольшом количестве мощных подстанций — параллельный отбор.

При последовательном отборе мощности от линии передачи постоянного тока возможно использование ступенчатой изоляции линии передачи и инверторных подстанций. Главная изоляция каждой инверторной подстанции должна быть рассчитана на напряжение предшествующего участка линии. Число мостов каждого промежуточного инвертора и их напряжение пропорциональны мощности отбора и не зависят от напряжения линии передачи.

Промежуточные инверторные подстанции последовательного отбора отключаются от линии разъединителями после шунтирования всех мостов подстанции с помощью шунтирующих аппаратов. Последовательный отбор мощности осуществляется посредством одной инверторной подстанции, мосты которой включены последовательно через линию постоянного тока. С помощью последовательного отбора мощности можно осуществить глубокий ввод линии постоянного тока в город или присоединение к энергосистеме в ряде точек.

Параллельные промежуточные инверторные подстанции должны присоединяться к линии постоянного тока только через выключатели. При последовательном отборе выключатели постоянного тока не требуются.

Выполнение электропередач постоянного и переменного тока.
Провода воздушных линий. Современные мощные линии передач как переменного, так и постоянного тока обычно имеют большие токовые нагрузки. Сечения проводов, соответствующие этим нагрузкам, оказываются очень большими. Так, для линий напряжением 330 кВ — 500—1000 мм², 500 кВ — 1200—1500 мм², 750 кВ — 2500 мм² и более.

По конструктивным соображениям и условиям монтажа затруднительно применять одиночные провода сечением выше 500—700 мм². Кроме того, внешний диаметр проводов, применяемых на ЛЭП сверхвысокого напряжения, должен обеспечить снижение как активных потерь на корону (из-за увеличения их до недопустимых пределов одиночные провода АСО-600 и АСО-1440 на линиях напряжением соответственно 330 и 500 кВ неприменимы), так радио- и высокочастотных помех. Приемлемых значений потерь на корону и уровней радио- и высокочастотных помех в ЛЭП сверхвысокого напряжения можно было бы достигнуть применением полых проводов или расширенных проводов с заполнителем. Однако полые провода дороже обычных, менее удобны в монтаже и эксплуатации. Расширенные провода в настоящее время широко не применяются, поэтому достаточных эксплуатационных данных по ним нет. В США опыт использования расширенных проводов оказался неудачным. Конструкция этих проводов была такова, что для увеличения диаметра провода применялись пропитанные маслом жгуты. Во время эксплуатации масло вытекало наружу, что способствовало прилипанию к проводу пыли и создавало условия, облегчающие образование местной короны. Эти обстоятельства одновременно с возможными повреждениями поверхности проводов привели к появлению значительных помех при подаче на ЛЭП напряжения 330 кВ. В результате этого напряжение линий с такими проводами было снижено до 132 кВ. При этом напряжении ЛЭП проработали три года.

В целях снижения индуктивного сопротивления, а также в силу причин, указанных выше, линии электропередач напряжением 330 кВ и выше сооружаются с расщепленными проводами, т. е. в фазе имеются

два — четыре параллельных провода. Расстояние между параллельными проводами в фазе фиксируется в местах крепления проводов линейной натяжной или поддерживающей арматурой, а также дистанционными распорками в пролетах. Таким образом, в общем случае выбор суммарного сечения проводов необходимо совмещать с определением целесообразного числа проводов в фазе и их расположения.

Практически расщепление проводов эквивалентно увеличению диаметра провода, что ведет к росту емкости ЛЭП и снижению ее индуктивности. При этом линия остается однородной. Скорость распространения электромагнитных волн в такой линии не отличается от скорости волн в линии с одиночными проводами. Индуктивность и емкость линии с расщепленными проводами (в общем случае пучок из n проводов) могут быть найдены по тем же формулам, что и линии с одиночными проводами, если ввести в них вместо действительного радиуса провода радиус эквивалентный, или действующий. Эквивалентный радиус фазы, расщепленной на n проводов,

$$r_s = r^{1/n} a^{(n-1)/n},$$

где r — радиус провода; a — среднегеометрическое расстояние между осями параллельных проводов фазы.

При $n=1$ эквивалентный радиус $r_s = r$; при $n=2$ радиус $r_s = \sqrt{ra}$; при $n=3$ радиус $r_s = \sqrt[3]{ra^2}$; при $n=4$ радиус $r_s = \sqrt[4]{2ra^3}$.

Для получения наибольшего эквивалентного радиуса расщепленной фазы целесообразно располагать провода пучка по вершинам правильного n -угольника. Однако слишком сильно повышать эквивалентный радиус расщепленных проводов путем увеличения их числа в пучке нельзя. Имеется определенный предел

$$\lim_{n \rightarrow \infty} [r_s] = \lim_{n \rightarrow \infty} [r^{1/n} a^{(n-1)/n}] = a,$$

т. е. максимум эквивалентного радиуса проводов расщепленной фазы равен среднегеометрическому расстоянию между ними. Эквивалентный радиус в основном определяется не радиусом одиночных проводов, а расстоянием между ними, причем увеличение a снижает индуктивность и повышает емкость линии.

Погонные рабочие емкость ($\phi/\text{км}$) и индуктивность ($\text{гн}/\text{км}$) расщепленной на n проводов фазы вычисляются соответственно как

$$C = 0,0241 \cdot 10^{-6} / \lg \frac{D}{r_s};$$

$$L = \left(2 \ln \frac{D}{r_s} + \frac{0,5}{n} \right) 10^{-4}.$$

Им соответствуют удельные проводимости ($1/\text{ом} \cdot \text{км}$) и индуктивные сопротивления линии ($\text{ом}/\text{км}$):

$$b_0 = \omega C = 7,58 \cdot 10^{-6} / \lg \frac{D}{r_s},$$

$$x_0 = \omega L = 0,1445 \lg \frac{D}{r_s} + \frac{0,5}{n},$$

где $\omega = 2\pi f$; D — среднегеометрическое расстояние между фазами.

Уменьшение индуктивности и увеличение емкости линии вследствие применения расщепленных проводов приводит к снижению волнового сопротивления и увеличению натуральной мощности электропередачи, так как

$$Z_c = \sqrt{Z_0/Y_0}; P_c = U_H^2/z_c.$$

Удельные емкость и индуктивность линии являются функциями логарифма отношения D/r_a , поэтому существенно изменить их путем расщепления проводов фазы нельзя. Тем не менее здесь более заметна роль числа проводов в фазе, а не сечения каждого провода. Чтобы выявить закономерность изменения основных характеристик линии электропередачи (x_0, b_0, z_c, P_c), связанных с эффектом расщепления проводов, обратимся к табл. 1-1. При составлении ее для общности рассуждений условно было принято, что для электропередачи напряжением 500 кВ может быть использован один провод сечением 1500 мм²; марки проводов выбирались так, чтобы их суммарное сечение было того же порядка, что и сечение одиночного провода.

Таблица 1-1

Параметры расщепленных линий

Величина в именованных единицах	Число проводов в фазе и их марки:				
	1 × АСО-1500	2 × АСО-700	3 × АСО-500	4 × АСО-400	5 × АСО-300
$x_0, \text{ом/км}$	0,408	0,33	0,301	0,279	0,262
$b_0 \cdot 10^{-6}, 1/\text{ом} \cdot \text{км}$	2,79	3,38	3,70	3,98	4,21
$z_c, \text{ом}$	391	312	285	265	250
$P_c, \text{Мвт}$	640	803	880	944	1000

Из табл. 1-1 можно установить, что переход от одного к двум и трем проводам в фазе увеличивает натуральную мощность более чем на 25 и 37% соответственно; влияние перехода от трех к четырем и пяти проводам в фазе уже менее заметно.

Исходя из этих соображений, в СССР на ЛЭП 500 кВ применяют расщепление проводов фазы на три, на ЛЭП 330 кВ в основном на два, а на линиях напряжением 750 кВ фазу выполняют четырьмя проводами. Разумеется, что с учетом конкретных условий возможны и другие решения.

Характеристики линии электропередачи, выполненной расщепленными проводами, изменяются в зависимости от расстояния между параллельными проводами. На рис. 1-26 для линии 500 кВ приведены зависимости удельной проводимости b_0 , сопротивления x_0 , волнового сопротивления z_c и натуральной мощности P_c в функции a . Предельная передаваемая по линии мощность обратно пропорциональна ее реактивному сопротивлению. С этой точки зрения целесообразно повышать число проводов в фазе и расстояние между ними. Тем не менее расстоя-

ние между проводами в фазе нельзя увеличивать слишком сильно, так как это вызывает рост напряженности поля на поверхности провода, как это показано на рис. 1-27, где построена зависимость $E = f(a)$.

Для разрешения противоречия, связанного с выбором расстояния между проводами фазы, проводят сопоставление конкурентно-способ-

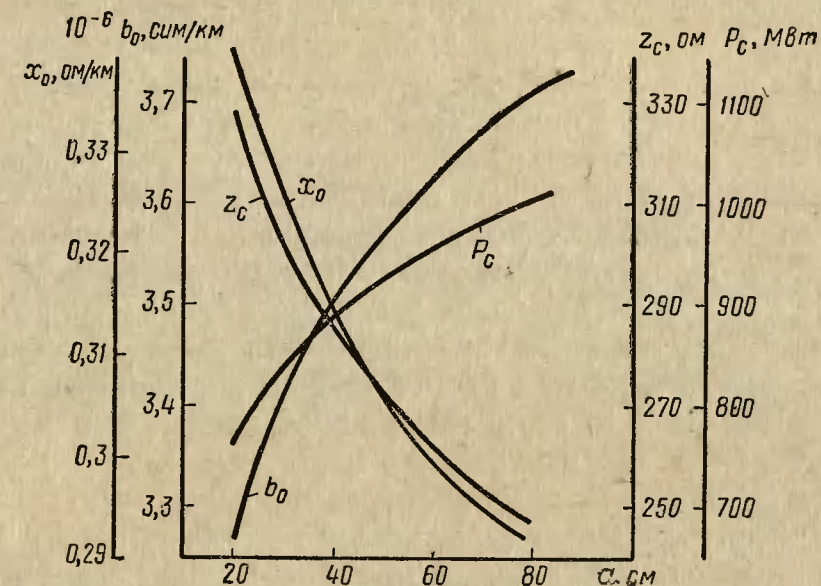


Рис. 1-26

ных вариантов, определяя их технико-экономические показатели, и только тогда принимают целесообразное расстояние между проводами. В большинстве случаев $a = 40 \text{ см}$, в некоторых ЛЭП эту величину доводят до 60 см.

Удельные параметры линии x_0, b_0 зависят и от расстояния между проводами фаз, которое определяется конструкцией опор, скоростью ветра, высотой отметки трассы над уровнем моря, и от расположения проводов на опоре.

Применение расщепленных проводов благоприятно и в смысле распределения напряжения вдоль гирлянды.

Расщепление провода изменяет механические характеристики линии, так как увеличиваются расчетные гололедные и ветровые нагрузки, что ведет к повышению веса опор; уменьшается величина пролета между промежуточными опорами, а это приводит к увеличе-

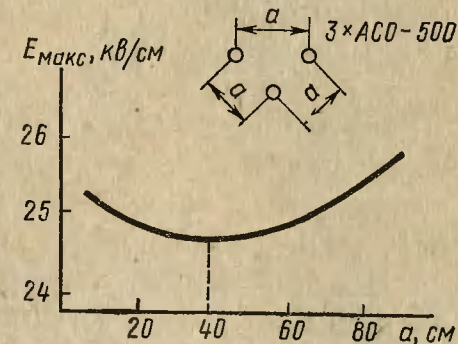


Рис. 1-27

нию числа опор, расхода стали и бетона; усложняется линейная арматура; появляется новый ее вид — дистанционные распорки; возникает необходимость защиты параллельных проводов от схлестывания под действием ветра и электромагнитных динамических сил; усложняется борьба с пляской проводов и плавление гололеда; в некоторых случаях упрощается борьба с вибрацией проводов. Последнее объясняется тем, что дистанционные распорки, устанавливаемые через 40—60 м,

объединяют параллельные провода фазы. Иногда это позволяет отказаться при расщеплении проводов фазы на три от виброгасителей. Выбор конструкции проводов фазы электропередач является комплексной задачей.

Изоляторы. Для линии постоянного и переменного тока применяются фарфоровые и стеклянные подвесные изоляторы типа П-4,5; П-8,5; П-11 и др. Стеклянные изоляторы предпочтительнее, так как они выдерживают значительно большие нагрузки, имеют большой срок службы, при повреждении рассыпаются без разрыва гирлянды, и их значительно легче обнаружить (чем фарфоровые, которые при повреждении только трескаются).

На линиях постоянного тока распределение напряжения по гирлянде изоляторов оказывается более равномерным, чем на линиях переменного тока, так как оно определяется только сопротивлениями утечки по поверхности изоляторов и не зависит от собственных емкостей. При изменении погоды распределение постоянного напряжения по гирлянде изоляторов становится неравномерным и на линии постоянного тока, так как поверхность некоторых изоляторов высыхает раньше, чем других. При перекрытии этих изоляторов возникают перемежающиеся частичные дуги, которые могут привести к перекрытию всей гирлянды. Зависимость пробивного напряжения линейных изоляторов передачи постоянного тока от погоды и повышенные токи утечки на постоянном напряжении являются главными недостатками воздушных линий постоянного тока, где минимальная длина пути утечки составляет 2,5 см/кв, а в районах с повышенным загрязнением или вблизи морских берегов 4—7 см/кв, что значительно больше, чем для линий переменного тока.

Принудительное выравнивание постоянного напряжения по гирлянде изоляторов осуществляют либо покрытием изоляторов полупроводящей силиконовой мастикой, либо применением специальных типов изоляторов с развитыми нижними поверхностями. Возможно покрытие изоляторов полупроводящей глазурью, хотя этот способ пока не применяется.

Экспериментальные исследования пробивного напряжения изоляторов и воздушных промежутков на постоянном и переменном токе, проводимые в последние годы в СССР, Швеции, Японии и других странах, позволили сделать следующие выводы:

1) отношение мокроразрядных пробивных напряжений изоляторов на постоянном и переменном токе в среднем для гирлянд подвесных изоляторов и незагрязненных районов

$$a = E_{\text{мр} -} / E_{\text{мр} \sim} = 1,0, \quad (1-1)$$

где $E_{\text{мр} -}$ и $E_{\text{мр} \sim}$ — мокроразрядные напряжения на постоянном и переменном токе (действующие значения) соответственно;

2) отношение сухоразрядных пробивных напряжений для чистых сухих изоляторов и воздушных промежутков на постоянном и переменном токе

$$b = E_{\text{ср} -} / E_{\text{ср} \sim} = \sqrt{2}, \quad (1-2)$$

где $E_{\text{ср} -}$ и $E_{\text{ср} \sim}$ — действующие значения сухоразрядных напряжений линий постоянного и переменного тока;

3) электрическая прочность воздушных промежутков ЛЭП постоянного тока при отрицательной полярности в 1,5-2 раза выше, чем при положительной.

Опоры. Для линий постоянного тока, работающих по системе «два провода — земля», применяются либо одностоечные стальные узкобазовые свободстоящие опоры на свайных железобетонных фунда-

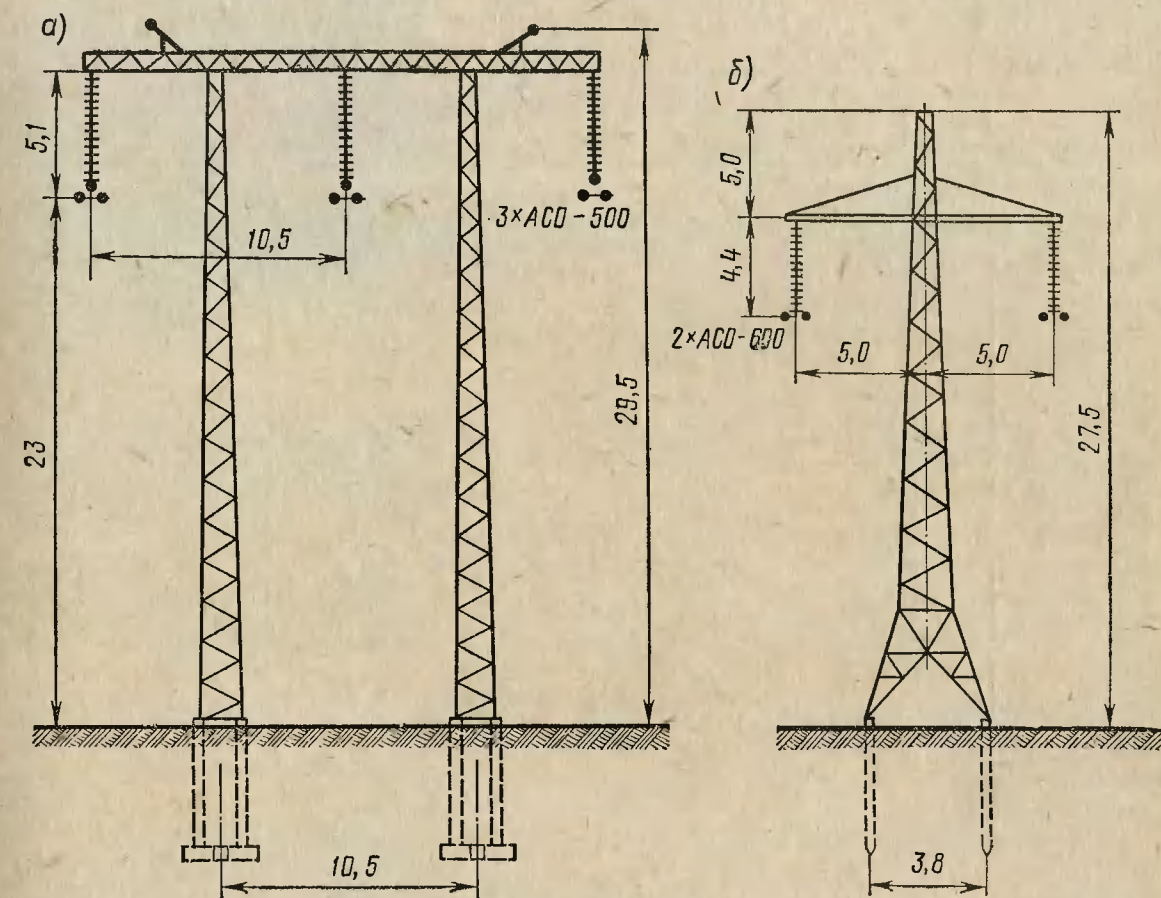


Рис. 1-28

ментах, либо опоры на оттяжках. На одной опоре подвешиваются провода двух полюсов и один заземленный грозозащитный трос.

Нереверсивные линии постоянного тока, работающие по системе «полюс — земля», выполняют с заземленным положительным полюсом с учетом сказанного выше.

Для сравнения опор линии переменного и постоянного тока на рис. 1-28 приведены стальные промежуточные опоры линии переменного тока 500 кВ Куйбышев — Москва (рис. 1-28, а) и линии постоянного тока ± 400 кВ Волгоград — Донбасс (рис. 1-28, б). Эти линии можно считать эквивалентными по уровню изоляции. Вес опоры ЛЭП переменного тока Куйбышев — Москва на 70% больше (7,27 т), чем вес опоры ЛЭП постоянного тока Волгоград — Донбасс (4,32 т). При этом пропускная способность линии постоянного тока (720 Мвт)

практически та же, что и линии переменного тока. На линии постоянного тока вес провода на 50%, а расход изоляторов на 70% меньше, чем на линии переменного тока.

Заземлители. Постоянный ток, протекая в земле на весьма большой глубине, выбирает участки наименьшего сопротивления и этим отличается от переменного тока, который распространяется по земле так, чтобы индуктивность петли «провод — земля» была наименьшей. Сопротивление земли для переменного тока довольно велико, а поэтому рабочий ток через землю на ЛЭП переменного тока не протекает. Сопротивление земли для постоянного тока ничтожно мало и определяется только сопротивлением растеканию заземлителей. На-

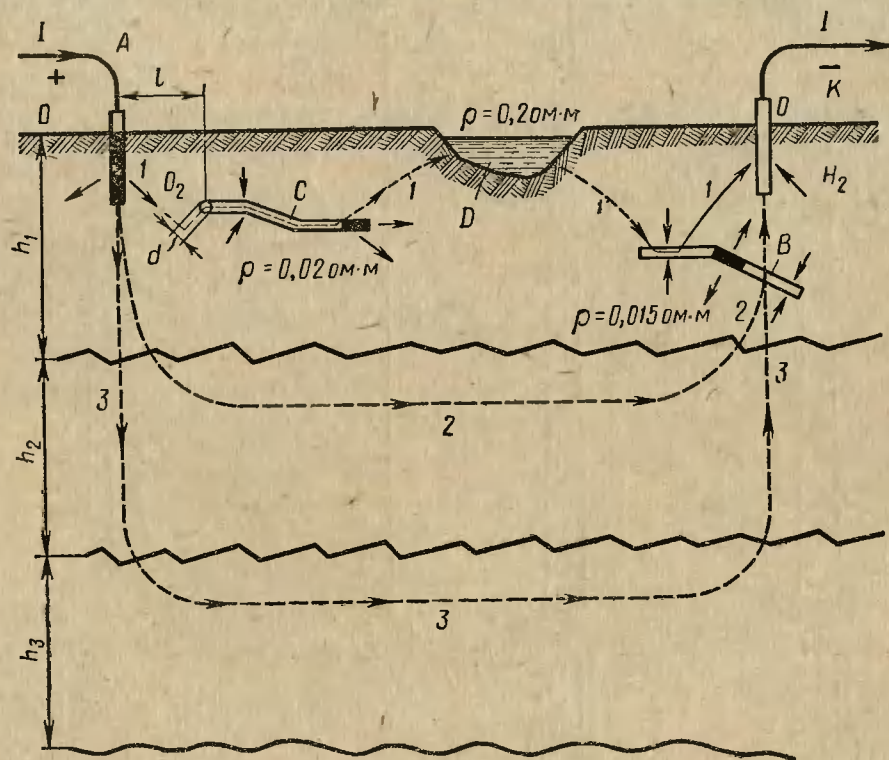


Рис. 1-29

пример, на передаче Швеция — Готланд сопротивление жилы кабеля, являющейся прямым проводом, $R = 19 \text{ Ом}$, а сопротивление земли, по которой происходит возврат тока, — $R_z = 1 \text{ Ом}$.

Ток передачи стремится протекать по расположенным на его пути металлическим подземным сооружениям и разрушает их, причем при втекании тока в металлическое сооружение образуются катодные зоны, и разрушения не возникает, а при вытекании — анодные зоны, в которых происходит интенсивное разрушение металла. Заземляющий электрод, из которого ток вытекает, коротко называют анодом А, а электрод, к которому ток подтекает, — катодом К (рис. 1-29). У анода выделяется кислород O_2 , способствующий его разрушению, а у катода — водород H_2 , защищающий его от разрушения. Потери металла анода при разъедании зависят от рода металла и от количества протекающего электричества. Так, на 1000 а·ч потеря магнетита составляет 40 Г , графита — 400 Г , чугуна — 1100 Г , меди — 1500 Г .

Положительные электроды должны поддерживаться влажными, так как они сильно высыхают при работе. Ток 1000 а способен переместить до 15 м^3 воды в час. Поэтому в качестве электродов для заземлителей могут применяться сталь, магнетит, графит в глинистой (либо торфяной) почве или в подсолонной воде, а для морских заземлителей — платинированный титан. Так как почва по своей структуре неоднородна, то постоянный ток протекает по разным ее слоям в зависимости от расстояния между заземляющими электродами. Если рассмотреть в разрезе участок земли на глубине до 100 км , то можно выделить несколько слоев толщиной h_1, h_2, h_3 и т. д., имеющих разные удельные сопротивления. При $h_1 = 1 \text{ км}$ сопротивления слоев $\rho_3 < \rho_1 < \rho_2$. При небольшом расстоянии между заземляющими электродами второй слой действует как изолятор, и ток распространяется по пути 1, причем он затекает по пути в низкоомные предметы и участки (озера D), металлические подземные сооружения — трубопроводы (B), кабели (C) и т. д. В этих подземных сооружениях также образуются катодные зоны, где ток втекает, и анодные зоны, где ток вытекает. Для большого расстояния между электродами пути протекания тока 2 и 3 изображены на рис. 1-29.

Чтобы избежать разъедания подземных металлических сооружений, контур рабочего заземления передачи постоянного тока следует выносить за пределы подстанций с помощью воздушной выносной линии на расстояние l . Это расстояние можно рассчитать по приводимым ниже формулам, зная допустимую плотность j блуждающих токов и токов в металлических подземных сооружениях.

По формуле Оллендорфа (применяется при $d \geq 500 \text{ мм}$) допустимая плотность тока

$$j = \frac{2I}{\pi d l \ln \frac{8l}{d}},$$

где I — рабочий ток, проходящий через заземлитель; l — кратчайшее расстояние от заземлителя до кабеля или трубопровода; d — диаметр кабеля или трубопровода. Для кабелей $j = 0,015 \text{ а/м}^2$, для трубопроводов $j = 0,075 \text{ а/м}^2$.

По формуле Раска — Измаила (применяется при $d < 500 \text{ мм}$) допустимая плотность тока в оболочке кабеля или трубопровода

$$j = \frac{100I\rho}{2\pi^2 d \cdot r_{\text{пр}} l^3},$$

где $r_{\text{пр}}$ — продольное сопротивление на единицу длины оболочки кабеля или трубопровода; ρ — среднее значение удельного сопротивления грунта в районе заземлителя и защищаемого кабеля или трубопровода.

Выносная линия рабочего заземления выполняется воздушной двухпроводной. Оба провода электрически соединены на концах ЛЭП. Кабельной эту линию выполнить нельзя, так как оболочка кабеля подвергалась бы разъеданию в районе контура рабочего заземления.

Конструкция и материал заземляющих электродов определяются стремлением уменьшить их износ, который весьма заметен. Так, при протекании в течение одного года тока 1 а в электролите должно выделяться $9,14 \text{ кг}$ чистого железа. В действительных условиях приходится вносить поправку, вводя коэффициент эффективности разрушения $K_{\text{э.р}}$, который зависит от вида грунта, его влажности, времени года и т. д. При этом количество разрушенного материала электрода

$$G = 9,14 K_{\text{э.р}} I T,$$

где $K_{э.р.} = 0,02 - 1,4$ — коэффициент, зависящий от материала электрода, характера грунта, времени года и других причин; I — ток, проходящий через заземлитель; a ; T — время (число лет) протекания тока через заземлитель. При отсутствии экспериментальных данных принимают $K_{э.р.} = 1$.

При расчете заземлителя его сопротивление заземления рассчитывается, исходя из условия

$$0,05 \text{ ом} \leq R_3 < 0,5 \text{ ом}.$$

Заземлитель должен быть термически устойчив, т. е. рабочий ток, проходящий через заземлитель, должен быть меньше или равен току термической устойчивости. Предельная температура грунта, окружающего заземляющий электрод, не допускается выше 75°C .

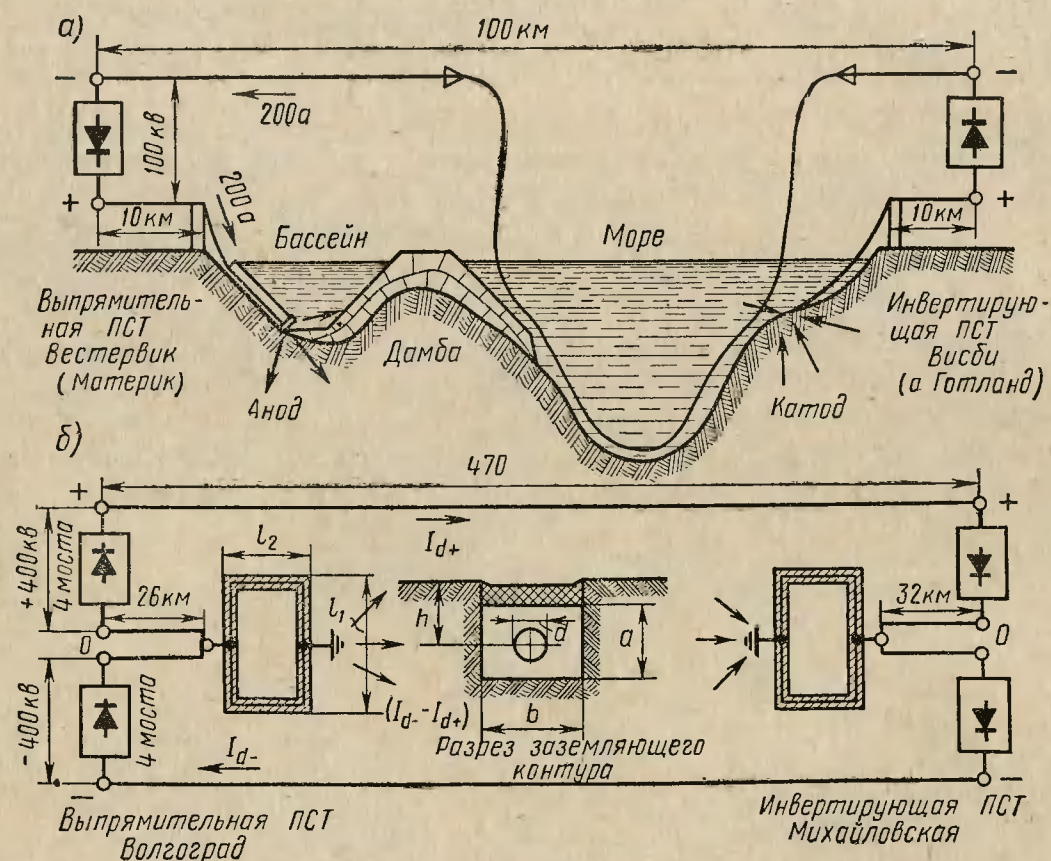


Рис. 1-30

В разных передачах постоянного тока в зависимости от конкретных условий эти проблемы решены по-разному. На рис. 1-30 приведены схемы конструкций рабочих заземлений для двух действующих передач постоянного тока: а — Швеция — Готланд, б — Волгоград — Донбасс.

На передаче Швеция — Готланд заземлитель на материке, работающий постоянно в режиме анода, выполнен из 12 магнетитовых стержней, каждый длиной 1 м и диаметром 120 мм. Электроды заложены в пористые глиняные трубы для защиты от механических повреждений и опущены в специальный бассейн, выкопанный на берегу моря. Водобмен между бассейном и морем происходит свободно через дамбу, но рыба в бассейн попасть не может. Бассейн выполнен для защиты рыбы, которая притягивается положительным электродом и глушится при токе 200 а на расстоянии 2 м от электродов.

Заземляющие электроды на о. Готланд всегда работают в режиме катода и поэтому никаких мер против их разрушения принимать не нужно. Они выполнены в виде двух параллельных медных шин сечением 120 мм² каждая, уложенных на дне моря на расстоянии 350 м от берега. Поле катода на рыб не влияет.

По-иному решен вопрос о заземлителях в передаче Волгоград — Донбасс. Здесь применен новый тип заземлителя * — стальная шина, помещенная в коксовой засыпке на глубине $h = 0,8 - 1$ м. Коэффициент эффективности разрушения для стальных электродов в коксовой засыпке очень мал ($K_{э.р.} = 0,015$), т. е. срок службы этих заземлителей значителен. Габариты траншеи для коксовой засыпки выбираются, исходя из плотности тока, сходящего в землю с кокса в грунт (не более $2,5 \text{ а/м}^2$), а диаметр стальной шины, закладываемой в коксовую засыпку, — исходя из плотности тока, сходящего со стальной шины в кокс (не более 10 а/м^2).

По примеру Советского Союза заземлители в коксовой засыпке применили на передаче постоянного тока в Новой Зеландии, где конфигурация траншей выполнена в виде 6-лучевой звезды с подводом выносной заземляющей линии к ее центру; заземляющая траншея — горизонтальная, глубиной от 1 до 1,6 м.

Напряжение воздушных линий переменного и постоянного тока. Линии передачи постоянного и переменного тока работают всегда с глухо заземленной нейтралью. На подстанциях переменного тока, как правило, заземлены нейтрали обмоток высшего напряжения трансформаторов (рис. 1-31, а), на подстанциях постоянного тока заземлены средние точки мостов между полюсами (рис. 1-31, б). На рис. 1-31 $U_{\sim}$ — линейное напряжение линии переменного тока; $U_{ф\sim}$ — фазное напряжение линии переменного тока; $U_{\sim}$ — напряжение между полюсами линии постоянного тока; $U_{п-}$ — напряжение полюса относительно земли линии постоянного тока. Соотношения между этими напряжениями очевидны:

$$U_{\sim} = \sqrt{3} U_{ф\sim}; \quad (1-3)$$

$$U_{\sim} = 2U_{п-}. \quad (1-4)$$

Уровень линейной изоляции определяется допустимой кратностью перенапряжений и рабочими напряжениями для обеих систем передачи.

В настоящее время, благодаря ряду мероприятий, внутренние перенапряжения на линиях переменного тока относительно земли снижены до $2,2 U_{ф\sim}$, а на линиях постоянного тока — до $1,7 U_{п-}$. Поскольку уровень изоляции воздушной линии определяется длиной гирлянды l_r и длиной воздушного промежутка l_b «провод — земля»,

* С. А. Баженов, К. К. Никольский, М. И. Михайлов. Коррозия подземных металлических сооружений при передаче энергии постоянным током по системе «кабель — земля». Ж. «Электрические станции». 1956, № 1.

то с учетом указанной кратности перенапряжений и соотношений (1-1) и (1-2) получим

$$l_{г-}/l_{г-} = 1,7U_{п-}/E_{мр-} \cdot E_{мр-}/2,2U_{ф-} = 0,77U_{п-}/U_{ф-};$$

$$l_{в-}/l_{в-} = 1,7U_{п-}/E_{ср-} \cdot E_{ср-}/2,2U_{ф-} = 0,55U_{п-}/U_{ф-}.$$

Можно считать, что линии переменного и постоянного тока эквивалентны по изоляции, если суммарные затраты, определяемые длиной гирлянды и величиной минимально допустимого изоляционного воздушного промежутка, в обоих случаях примерно одинаковы. Если выбрать одинаковую длину гирлянды, то $U_{п-} = 1,3 U_{ф-}$. Если выбрать одинаковые воздушные промежутки, то $U_{п-} = 1,8 U_{ф-}$. Учитывая ухудшение поведения линейной изоляции ЛЭП постоянного тока при плохой погоде и тенденции к снижению уровня изоляции линий переменного тока, примем следующее соотношение между напряжениями линий постоянного и переменного тока:

$$U_{п-} = 1,5U_{ф-} \quad (1-5)$$

или, с учетом (1-3) и (1-4),

$$U_{п-}/U_{ф-} = \sqrt{3}. \quad (1-6)$$

Тогда получим

$$l_{г-}/l_{г-} = 1,15; l_{в-}/l_{в-} = 0,825.$$

При этом допущении высота опор и стоимость сравниваемых линий на фазу или полюс получаются примерно одинаковы. Следовательно, линии постоянного и переменного тока, имеющие напряжения, определяемые соотношением (1-6), и одинаковую изоляцию, могут быть названы эквивалентными по напряжению. Используя стандартные номинальные напряжения линий переменного тока, а также выражение (1-6), получим шкалу эквивалентных напряжений ЛЭП переменного и постоянного тока

$U_{ф-}, \text{ кВ}$	150	220	330	500	750	1200
$U_{п-}, \text{ кВ}$	260	380	570	870	1300	2100

Потери мощности и энергии на корону в ЛЭП переменного тока *. При определении сечения и числа параллельных проводов в фазе для электропередач высокого (220 кВ и выше) напряжения важно учитывать потери активной мощности и энергии на корону. Они отражаются введением в выражение приведенных затрат составляющей, определяемой ΔP_k . При этом существенно знать и допустимую напряженность электрического поля на поверхности провода. Если напряженность поля на поверхности проводов, выбранных по экономическим токовым нагрузкам, окажется близкой к начальной напряженности общей короны, то коронный разряд

* Физика коронного разряда изучается в курсе техники высоких напряжений. Здесь кратко рассматриваются только методы расчета потерь на корону, которые необходимо учитывать при выборе сечения проводов и расчетах режимных параметров передачи.

охватит провод по всей длине. Следовательно, допустимая напряженность поля на поверхности проводов линий высокого напряжения должна быть нормирована с учетом того, что

при коронном разряде возникают потери активной мощности, что приводит к снижению к. п. д. передачи и ее экономичности;

коронирующие провода являются источником радиопомех, в ряде случаев делающих невозможным радиоприем;

в системах, работающих с заземленной нейтралью, корона вызывает появление в кривой тока высших гармоник; последние могут резко усиливать мешающие влияния линии передачи на высокочастотные каналы связи.

Для ограничения потерь мощности на корону диаметр проводов линий электропередач выбирают так, чтобы рабочая напряженность поля была меньше начальной напряженности E_0 , соответствующей появлению общей короны. Для проводов марки АСО сечением 240—700 мм², наиболее распространенных на практике, начальная напряженность поля E_0 , соответствующая общей короне, лежит в пределах 30—32 кВ/см.

Для линий напряжением 220 кВ и ниже максимальная напряженность на поверхности провода ограничивается величинами 18—20 кВ/см. Чтобы сохранить эти напряженности в линиях напряжением выше 220 кВ, необходимо увеличить сечение проводов, что нельзя оправдать экономическим эффектом от снижения потерь активной мощности на нагрев.

Анализ работы ЛЭП, переведенных на повышенное напряжение за границей и у нас, показывает, что при максимальных напряженностях электрического поля 27—28 кВ/см общая корона не наступает. Исходя из этих соображений, допустимое значение напряженности может быть принято $E_{\text{макс}} = 0,9 E_0$, когда увеличение потерь мощности на корону оправдывается уменьшением затрат на сооружение электропередач со сниженными сечениями проводов. В соответствии с ПУЭ уровень радиопомех на расстоянии 100 м от одноцепной линии, трасса которой проходит не выше 1 км над уровнем моря, не превышает нормированного, если максимальная напряженность (кВ/см)

$$E_{\text{макс}} \leq 15,7 + \frac{11,2}{\sqrt{r}} + \frac{4,8}{r},$$

где r — радиус проводов расщепленной фазы, см.

Следовательно, при проведении технико-экономического анализа могут рассматриваться варианты конструктивного исполнения фазы, где выдерживаются оба ограничения по напряженности.

При напряженности поля 26 кВ/см годовые потери на корону увеличиваются примерно в три раза (по сравнению с потерями при напряженности 18—20 кВ/см) и находятся в пределах 10—30% от потерь энергии на нагрев проводов в зависимости от тех или иных климатических условий.

Напряженность на поверхности расщепленных проводов не остается постоянной, а изменяется, что обусловлено влиянием на каждую точку электрического поля заряда всех проводов фазы. Максималь-

ной напряженность электрического поля будет в точках, наиболее удаленных от оси симметрии, а минимальной в точках, наиболее приближенных к ней. Величину средней напряженности поля расщепленных проводов можно найти по формуле, аналогичной средней напряженности одиночных проводов:

$$E_{\text{ср}} = 14,7 \frac{C_p U_{\text{ном}}}{nr},$$

где $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение линии, кВ; n — число расщепленных проводов в фазе; C_p — рабочая емкость фазы с n параллельными проводами, ф/км.

При использовании расщепленных проводов средняя напряженность электрического поля снижается по мере увеличения параллельных проводов в пучке n . Зная среднюю, можно вычислить и максимальную напряженность (кВ/см) электрического поля:

$$E_{\text{макс}} = K E_{\text{ср}},$$

где K — коэффициент перехода от средней напряженности к максимальной:

$$K = 1 + \beta/\alpha,$$

причем $\alpha = a/r$ иногда называют относительным расстоянием между расщепленными проводами фазы; β — коэффициент, являющийся функцией числа параллельных проводов в фазе.

Коэффициент перехода от средней к максимальной напряженности K увеличивается, если растет β или уменьшается α . Постоянный коэффициент β является функцией числа параллельных проводов n в фазе и растет с увеличением n , что видно из выражения

$$\beta = 2(n-1) \sin(\pi/n).$$

Следовательно, увеличение параллельных проводов в фазе ведет к росту максимальной напряженности при одной и той же величине $E_{\text{ср}}$.

Поскольку коэффициент β имеет предел

$$\lim_{n \rightarrow \infty} \beta = \lim_{n \rightarrow \infty} \left[2(n-1) \sin \frac{\pi}{n} \right] = \lim_{n \rightarrow \infty} \left[2(n-1) \frac{\pi}{n} \right] = 2\pi,$$

то и увеличение максимальной напряженности электрического поля с ростом n ограничено. Обычно выбор конструкции фазы с расщепленными проводами включает и обоснование расстояния между параллельными проводами. Здесь немаловажное значение имеет связь между максимальной напряженностью электрического поля (она должна быть не выше определенного значения) и величиной a . Средняя напряженность поля расщепленных проводов пропорциональна рабочей емкости и растет по мере увеличения a . В то же время коэффициент перехода от средней к максимальной напряженности электрического поля $K = 1 + \beta r/a$ снижается.

Таким образом, влияние расстояния между проводами фазы на максимальную напряженность оказывается двояким. Расчеты показывают, что при малых a на максимальной напряженности поля больше сказывается снижение коэффициента K . Дальнейший рост a приводит

к замедлению снижения коэффициента K , при этом значительно увеличивается емкость и связанная с ней средняя напряженность электрического поля. При некотором значении a имеется минимум максимальной напряженности поля расщепленных проводов (см. рис. 1-27). Для электропередач напряжением 330 кВ минимум максимальной напряженности электрического поля наступает при $a = 30-35$ см, а для линий 500 кВ — при $a = 38-40$ см.

В Советском Союзе для большинства электропередач указанного класса принимают расстояние между проводами фазы равным 40 см. Увеличение расстояния между параллельными проводами фазы может быть оправдано спецификой электропередачи, например при прохождении трассы линии в местах с повышенным гололедообразованием. В этих условиях возможно покрытие гололедом одновременно всех проводов фаз, что может потребовать неоправданного по экономическим соображениям усиления механической части линии.

По величине средней напряженности можно определить и минимальную напряженность электрического поля расщепленных проводов:

$$E_{\text{мин}} = K' E_{\text{ср}}, \text{ где } K' = 1 - \beta/\alpha.$$

Все сказанное выше относительно определения напряженности расщепленных проводов относилось к крайним фазам линии при горизонтальном расположении проводов всех трех фаз.

Результаты большого числа расчетов показывают, что при указанном выше расположении проводов фаз емкость средней фазы оказывается примерно на 7% выше емкости проводов крайних фаз; последнее приводит к увеличению напряженности электрического поля проводов средней фазы по сравнению с проводами крайних фаз.

С учетом сказанного максимальная напряженность электрического поля проводов средней фазы

$$E_{\text{ср. макс}} = 1,07 E_{\text{кр. макс.}}$$

После того как определена максимальная напряженность электрического поля, можно найти потери энергии и мощности на корону. Для этой цели используют обобщенные кривые среднегодовых потерь энергии на корону на одну фазу с проводами единичного радиуса в функции напряженности электрического поля расщепленных проводов $E_{\text{макс}}$ (кВ/см).

Определение среднегодовых потерь на корону в соответствии с методикой, разработанной ЭНИН, осуществляют следующим образом. По значению максимальной напряженности принимают в соответствии с графиками (рис. 1-32) потери энергии на корону для провода единичного радиуса $A_{(1)\text{ф}}$. Затем находят потери энергии на корону (кВт·ч/км) всех трех фаз для провода единичного радиуса ($r_0 = 1$ см)

$$A_{(1)\text{3ф}} = 2A_{1\text{ф. кр}} + A_{1\text{ф. ср}},$$

после чего пересчитывают потери энергии (кВт·ч/км) на действительный радиус r и число расщепленных проводов фазы n :

$$A_{\text{ср. год. 3ф}} = A_{(1)\text{3ф}} nr^2.$$

Потери энергии (квт·ч) на корону в линии передачи длиной l

$$A_{\text{ср. год}} = A_{\text{ср. год. 3ф}} l.$$

Средние удельные потери мощности на корону (квт/км), необходимые, например, для вычисления приведенных затрат при выборе сечения проводов

$$\Delta P_k = A_{\text{ср. год. 3ф}} / 8760.$$

Рассмотренные выше предпосылки для определения начальной напряженности общей короны относились к электропередам, высота прохождения трассы которых над уровнем моря не превышает 500 м. Если трасса электропередач проходит в высокогорных районах, то необходимо делать поправку. Так, начальная напряженность электрического поля (кв/см):

$$E_{0\delta} = 30,3m\delta \left(1 + \frac{0,3}{\sqrt{\delta r}}\right),$$

где m — коэффициент перехода от гладкого провода к витому; δ — среднегодовая относительная плотность воздуха на высоте прохождения трассы над уровнем моря H (км):

$$\delta = \delta_0 - 0,0875H.$$

Если принять, что $H = 3,5$ км, то допустимая максимальная напряженность электрического поля ($E_{\text{доп}} \leq 0,95 E_{0\delta}$) будет

для проводов АСО-400—700 мм² составлять (20,5—21,5) кв/см, а не 26 кв/см, как это было при умеренной высоте трассы линии. Снижение допустимой максимальной напряженности электрического поля приводит к необходимости увеличивать или число расщепленных проводов в фазе, что в высокогорных районах оказывается нецелесообразным, или расстояние между фазами проводов. Последнее требуется также по условиям работы изоляции в этих районах.

Потери на корону на линиях постоянного тока. Эти потери очень существенно зависят от расположения проводов на опоре, которое может быть униполярное (рис. 1-33, а), когда на каждой опоре подвешиваются провода одной полярности, принадлежащие разным цепям линии постоянного тока, и биполярное (рис. 1-33, б).

Измерения потерь на корону на опытных пролетах ЛЭП постоянного тока проводились в СССР, Швеции, ФРГ, США. Исследования позволили получить конкретные зависимости потерь на корону от напряжения и конструкции линии. Потери на корону в линии постоянного тока можно рассчитать аналогично потерям в линии переменного

тока, зная максимальную напряженность электрического поля. Максимальная напряженность электрического поля биполярной линии постоянного тока с расщепленными проводами вычисляется аналогично напряженности линии переменного тока *:

$$E_{\text{макс}} = K \frac{U_{\text{ном}}}{nr \ln \left[\frac{D}{r_a} \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{D}{2h}\right)^2}} \right]},$$

где $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение между полюсами; D — расстояние между полюсами; r_a — эквивалентный радиус расщепленного провода; h — средняя высота подвеса провода.

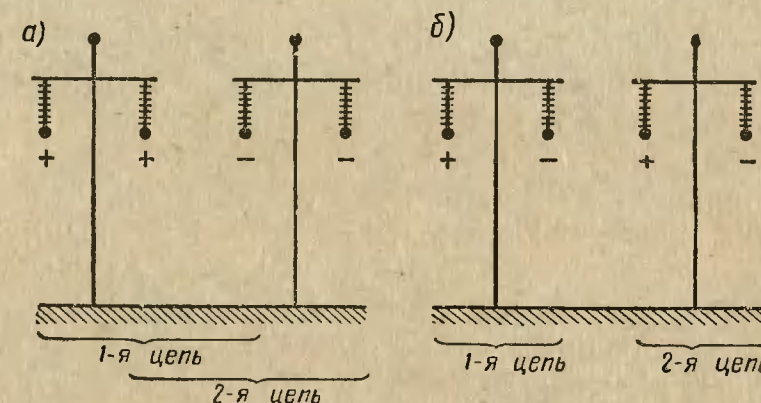


Рис. 1-33

Многочисленные измерения потерь на корону показали следующее:

потери на корону положительного и отрицательного полюса примерно одинаковы;

потери на корону сильно зависят от влажности воздуха;

в дождливую погоду на биполярной линии постоянного тока ± 400 кв потери на корону с расщепленными на два проводами возрастают до 30 квт/км и в течение коротких промежутков времени могут достигать 60 квт/км. Зависимость потерь на корону от градиента напряжения определяется формулой

$$P/P_0 = (E/E_0)^{5,6},$$

где P и P_0 — потери на корону; E и E_0 — градиенты напряжения на полюсах.

Исследования на специальных опытных линиях показали, что при градиенте на поверхности провода $E = 10$ кв/см и радиусе провода r , подвешенного на высоте h над землей, при униполярной линии или расстоянии D между проводами биполярной линии имеются следующие закономерности:

* С. С. Рокотян, Н. И. Тиходеев. Воздушные линии постоянного тока высокого напряжения. Доклад на сессии СИГРЭ, 1960.

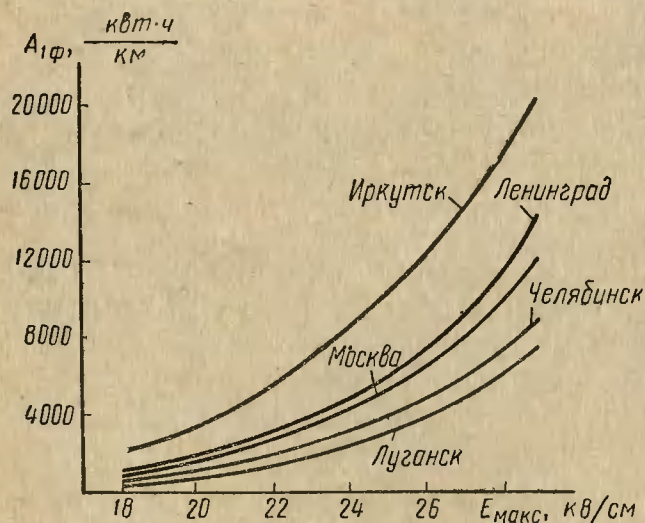


Рис. 1-32

отношение тока короны униполярной линии I_y к току короны биполярной линии I_6 при одном и том же радиусе провода

$$\frac{I_y}{I_6} = 4K_1 \frac{D^2}{h^2},$$

где K_1 — постоянная для данной напряженности поля на поверхности провода;

переход от одиночного провода к расщепленному на два уменьшает потери на корону униполярной линии для положительного полюса в 5 раз, для отрицательного — на 20%. Расщепление провода на три снижает потери на корону против расщепления на два на 20% для обеих полярностей;

расщепление провода на два биполярной линии снижает потери на корону на 40%;

при расщеплении провода полюса на два потери на корону при хорошей погоде на биполярной линии ± 400 кВ составляют 3 кВт/км, а на униполярной линии 400 кВ для положительной полярности — 0,2 кВт/км, для отрицательной полярности — 0,6 кВт/км;

потери на корону ЛЭП постоянного тока меньше зависят от напряжения, радиуса провода и погоды, чем потери на корону ЛЭП переменного тока.

С увеличением напряжения потери на корону на линиях постоянного тока растут медленнее, чем на линиях переменного тока, так как пространственные заряды вызывают рост градиента на проводе, происходящий медленнее увеличения напряжения. Поэтому соотношение между потерями на корону для постоянного и переменного напряжения меняется в зависимости от напряжения. С ухудшением погоды потери на корону растут медленнее на постоянном токе, чем на переменном, так как пространственный заряд вызывает уменьшение градиента на поверхности провода. Многочисленные измерения показывают, что при плохой погоде потери на корону на постоянном токе в несколько раз меньше, чем на переменном токе. При одном и том же максимальном градиенте на проводе ($E = 27$ кВ/см) и при хорошей погоде потери на корону на линии постоянного тока (при биполярном расположении проводов) примерно равны потерям на корону на линии переменного тока эквивалентного напряжения, а при плохой погоде потери на корону на линии постоянного тока в 10 раз меньше. В среднем за год получается, что потери на корону на биполярной линии постоянного тока в 2,5—3 раза меньше, чем на эквивалентной линии переменного тока при $U = 0,8 U_0$, где U_0 — начальное напряжение общей короны. Для увеличения начального напряжения общей короны и снижения потерь на корону на линиях постоянного тока также применяют расщепление проводов, которые обычно выбирают сталеалюминиевыми (типа АСО).

Кабели для постоянного и переменного тока. Одножильные кабели с алюминиевой, медной (сплошной или многопроволочной) экранированной жилой, с бумажной изоляцией, пропитанной масло-канифольным компаундом, обычно применяются для передач постоянного тока. Кабели выполняются со свинцовой

или алюминиевой оболочкой, могут быть применены также кабели маслonaполненные, газонаполненные, с полиэтиленовой изоляцией.

Расчетная средняя напряженность поля в кабелях постоянного тока с вязкой пропиткой принимается 15—20 кВ/см, что в 2 раза выше, чем в кабелях переменного тока. В кабелях постоянного тока с маслом или газом под давлением напряженность поля допускается 30 кВ/см, что в 3 раза выше, чем на переменном токе.

Условия работы бумажно-масляной изоляции как в кабелях, так и в электрических аппаратах на постоянном токе значительно более благоприятны, чем на переменном. Так, например, важным преимуществом кабелей постоянного тока с вязкой пропиткой является благоприятное распределение напряжения по изоляции кабеля. Изоляция такого кабеля состоит из слоев бумаги и пленок масла. На переменном токе напряжение распределяется обратно пропорционально ди-

электрической проницаемости, и наиболее нагруженной частью изоляции будет масло. На постоянном токе напряжение распределяется обратно пропорционально активной проводимости изоляции, и нагружена больше будет бумага, пробивная прочность которой на постоянном токе более чем в 4 раза выше, чем масла. Поэтому и электрическая прочность кабеля с вязкой пропиткой на постоянном токе в 4—5 раз выше, чем на переменном. Кроме того, на постоянном токе старение изоляции происходит медленнее, чем на переменном, этим объясняется, в частности, безупречная работа в течение 30 лет кабеля с вязкой пропиткой одной из первых передач постоянного тока Мутье — Лион.

Недостатком кабеля постоянного тока является зависимость градиента электрического поля от температуры и так называемая *инверсия* напряженности поля при увеличении нагрева жилы: при холодной жиле напряженность поля около нее выше, чем оболочки, при горячей жиле — наоборот, напряженность поля вблизи жилы ниже, чем около оболочки. В результате увеличения нагрузки температура жилы возрастает, и слои изоляции, ближайщие к жиле, нагреваются больше, чем внешние. Это вызывает увеличение проводимости ближайших к жиле слоев изоляции и, следовательно, уменьшение напряженности электрического поля их. Возникает инверсия напряженности поля, и градиенты в слоях изоляции, ближайших к оболочке, возрастают. Это возрастание показано на рис. 1-34, где 1 — кабель постоянного тока без нагрузки ($t_{ж} = 20^\circ \text{C}$); 2 — кабель постоянного тока под нагрузкой ($t_{ж} = 65^\circ \text{C}$); 3 — кабель переменного тока; Δl — расстояние от жилы, см.

Указанное явление повышает вероятность пробоя слоев изоляции оболочки, так как они обычно имеют больше дефектов, чем слои изо-

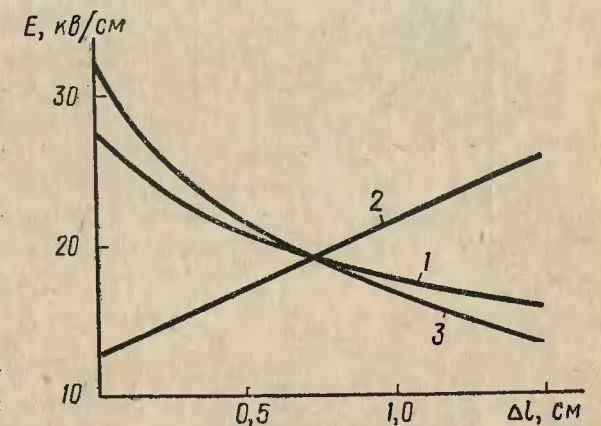


Рис. 1-34

ляции около жилы. Инверсия напряженности электрического поля в кабеле постоянного тока заставляет снижать допустимую температуру нагрева жилы кабеля постоянного тока до 50°C против 70°C для кабеля переменного тока, что является недостатком и позволяет увеличить рабочую напряженность кабеля постоянного тока не в 4—5 раз, а лишь в 2—3 раза по сравнению с кабелем переменного тока. Это ограничивает и длительные перегрузки кабеля постоянного тока. Кратковременные перегрузки допустимы, так как за короткое время изоляция не успеет нагреться.

Главным недостатком кабелей переменного тока является ограничение пропускной способности из-за зарядной мощности, которая растет с увеличением напряжения и сечения жилы кабеля значительно быстрее, чем тепловой предел передаваемой мощности (допустимая нагрузка по нагреву жилы). Максимальная допустимая нагрузка кабеля переменного тока при $\cos \varphi = 1$ определяется как геометрическая разность теплового предела S_T и зарядной мощности кабеля Q_3 :

$$P_{\text{доп}} = \sqrt{S_T^2 - Q_3^2}.$$

Критической длиной кабеля переменного тока называется длина, при которой зарядная мощность кабеля равна его тепловому пределу. При этом, очевидно, допустимая нагрузка равна нулю, так как мощность может идти только на потери, связанные с зарядкой его емкости. Критическая длина кабелей переменного тока с вязкой пропиткой напряжением 110 кВ не превосходит 80 км, напряжением 400 кВ — 40 км.

Поэтому при использовании кабеля переменного тока длиной, близкой к критической, его зарядную мощность нужно компенсировать путем установки реакторов по крайней мере на обоих концах передачи, что обычно экономически невыгодно. На постоянном токе на зарядку емкости кабеля расходуется мощность только при включении его. Понятие критической длины кабеля на постоянном токе отсутствует.

На действующих передачах постоянного тока Кашира — Москва, Швеция — Готланд, Англия — Франция, Конти — Скан применены кабели с вязкой пропиткой (рис. 1-35). На рис. 1-35, а приведена конструкция кабеля для передачи Кашира — Москва на 200 кВ, 150 А. Жила алюминиевая многопроволочная сечением 150 мм^2 . Здесь обозначено: 1 — жила; 2 — бумажная изоляция толщиной 11,3 мм, пропитанная маслом-канифольным компаундом; 3 — экран из металлизированной бумаги; 4 — свинцовая оболочка; 5 — хлорвиниловая лента; 6 — прорезиненная лента; 7 — стальная броня; 8 — слой наружного защитного покрова.

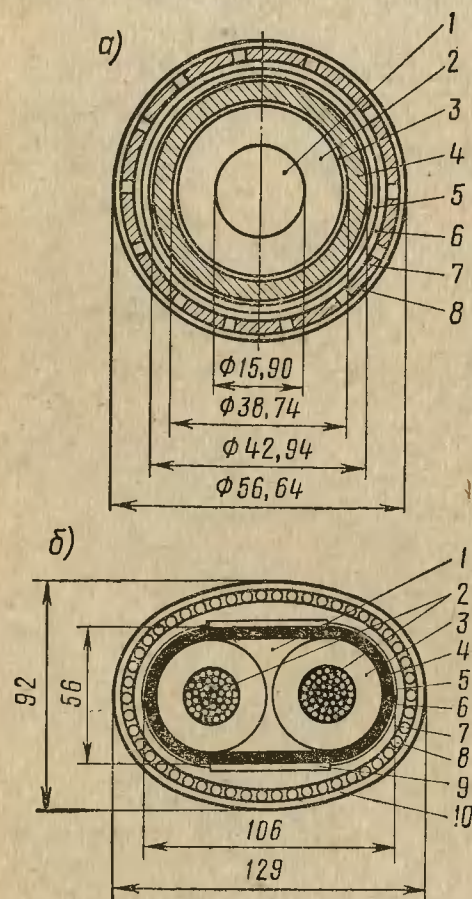


Рис. 1-35

На рис. 1-35, б показана конструкция плоского маслонаполненного кабеля на напряжение $\pm 250 \text{ кВ}$ для подводной линии передачи постоянного тока Швеция — Дания (Конти — Скан). Здесь обозначено: 1 — маслопроводящий канал; 2 — медная жила сечением 310 мм^2 ; 3 — бумажная изоляция толщиной 12,4 мм; 4 — экран; 5 — свинцовая оболочка толщиной 3,2 мм; 6 — два слоя стальных оцинкованных лент; 7 — антикоррозийная защита из джута и асфальта; 8 — броня из проволок диаметром 4 мм; 9 — гофрированная лента, укрепленная медными проволоками; 10 — наружный защитный покров.

Кабели постоянного тока могут быть выполнены с вязкой пропиткой, газонаполненные и маслонаполненные напряжением до 500 кВ относительно земли.

Кабели с вязкой пропиткой применяются при напряжении до 300 кВ. Они самые дешевые, но имеют недостаток — миграцию вязкого компаунда при циклах нагрузки, что уменьшает их электрическую прочность, если не принять пониженные величины допустимой температуры жилы и напряженности поля.

Маслонаполненные кабели с маслом под давлением могут применяться для любого напряжения. Маслонаполненные кабели с самокомпенсацией выполняются обычно плоскими, не требуют масляной подпитки и больше всего подходят как подводные для передачи постоянного тока. Плоский кабель применен на одном участке передачи постоянного тока Конти — Скан на 270 кВ, 1000 А (см. рис. 1-35, б). Этот кабель имеет две изолированные жилы, проложенные рядом так, что верхняя и нижняя стороны свинцовой оболочки, охватывающей обе жилы, оказываются плоскими. Пространство между изоляцией жил и свинцовой оболочкой используется как маслопроводящий канал. В последнее время применяются кабели с газом под давлением. Так, на передаче постоянного тока в Новой Зеландии применен одножильный подводный кабель на 250 кВ, 1200 А, где используется азот под давлением 32 ат*.

Таким образом, кабели постоянного тока дают простое и экономное решение проблемы дальней передачи энергии через водные преграды, в труднодоступные районы, по горным ущельям и для ввода в крупные города.

Особенности силовых трансформаторов передач постоянного тока. Эти трансформаторы, устанавливаемые на преобразовательных подстанциях, отличаются от трансформаторов электропередач переменного тока как в отношении конструкции, так и в отношении режимов работы. Трансформаторы должны иметь несколько обмоток для связи преобразователей с генераторами и сетью переменного тока. Обмотка, к которой подключается преобразовательная установка, называется *вентильной* или *схемной*; обмотка, присоединяемая к шинам сети переменного тока, — *сетевой*; обмотка, к которой присоединяются либо генераторы (на выпрямительной подстанции), либо синхронные компенсаторы (на инверторной подстанции), — *третичной*, или обмоткой низшего напряжения. От третичной обмотки питаются также собственные нужды подстанции. Чтобы облегчить условия работы вентиля, функции медленного регулирования напряжения (вторичного регулирования) снимают с вентиля и возлагают на трансформатор. Поэтому он должен иметь встроенный регулятор напряжения под нагрузкой (РПН) или отдельный вольтодобавочный трансформатор, позволяющий регулировать напряжение в пределах $\pm (10-15)\%$.

Изменение коэффициента трансформации под нагрузкой позволяет преобразователям работать с меньшими углами регулирования, снижая опасные скачки анодного напряжения на вентилях, а также уменьшая потребление реактивной мощности преобразовательной подстанцией.

* 1 ат (1 кГ/см²) соответствует $9,81 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^2$ в системе СИ. 1 атм = $1,01 \cdot 10^5 \text{ Н/м}^2$.

Одна из точек преобразовательной подстанции — полюс или средняя точка — всегда глухо заземлена на стороне постоянного тока, поэтому нейтраль вентильной обмотки трансформатора заземлять нельзя. Иначе бы образовался контур короткого замыкания. Нейтраль вентильной обмотки трансформатора должна быть изолирована от земли на напряжение данного моста. По этой же причине на преобразовательных подстанциях применяются только трансформаторы, а не автотрансформаторы.

Касаясь особенностей условий работы преобразовательных трансформаторов, подчеркнем, что:

на главную изоляцию в нормальном режиме воздействует напряжение сложной формы, содержащее постоянную составляющую и спектр высших гармоник, а в аварийных режимах — перенапряжения, ограниченные разрядниками;

в кривых фазных токов всех обмоток содержится первая гармоника и спектр высших гармоник, включая некоторые четные гармоники низкого порядка, образующиеся из-за разброса углов зажигания вентилей, а также заметные гармоники высокого порядка. Этот спектр охватывает диапазон от 2 до 48. Наибольшие амплитуды имеют 5, 7, 11, 13-я гармоники, которые называются *каноническими*. Гармоники, не кратные $(6k \pm 1)$, называются *неканоническими*;

на всех обмотках трансформатора, кроме вентильной, имеют место переменные напряжения. Однако между любой точкой вентильной обмотки и любой точкой другой обмотки или землей при работе трансформатора возникает разность потенциалов. Эта разность представляет собой кривую сложной формы с постоянной составляющей, причем форма кривой претерпевает резкие изменения при коммутации вентилей.

Конструктивные особенности трансформаторов объясняются прежде всего тем, что трансформаторы выполняются с применением маслобарьерной изоляции. Работа маслобарьерной изоляции на постоянном напряжении во многом аналогична работе кабельной изоляции (см. ранее). Так как напряжение постоянного тока распределяется пропорционально активным сопротивлениям изоляции, а объемное сопротивление картона по крайней мере на порядок выше сопротивления масла, то практически все напряжение ложится на твердую изоляцию. В то же время электрическая прочность картона на постоянном токе примерно в 20 раз выше, чем масла, и, следовательно, применение твердой изоляции на постоянном токе очень выгодно.

Объемное сопротивление твердой изоляции и масла резко зависит от температуры. При повышении температуры от 20 до 30° С сопротивление картона уменьшается в 100 раз. Этот недостаток приводит, как и в кабелях постоянного тока, к так называемой инверсии напряженности поля, т. е. к перераспределению напряженности электрического поля по изоляции между обмоткой и баком трансформатора под нагрузкой.

Соединение трансформаторов для получения 12-фазного режима преобразования предусматривает включение схемных (вентильных) обмоток двух смежных мостов в Λ/Δ . При этом в каждой паре

трансформаторов соединяется в звезду схемная обмотка, находящаяся на более высоком потенциале по отношению к земле. При питании двух мостов от одной группы однофазных трансформаторов схемные обмотки, соединенные в звезду и треугольник, располагаются на разных стержнях каждой фазы.

Расположение обмоток на сердечнике определяется конструктивными и схемно-режимными соображениями. Например, при питании выпрямительных мостов от генераторов и сети переменного тока желательно располагать схемную обмотку между сетевой и третичной, чтобы снизить парные реактивности между схемной и другими обмотками и соответственно уменьшить угол коммутации.

Добавочные потери (в обмотках, сердечнике и баке) от высших гармонических уменьшаются рядом мероприятий, в частности, выполнением обмоток из сложного провода, применением магнитных шунтов и т. д.

Л и н е й н ы е р е а к т о р ы. На большинстве передач постоянного тока при выходе ЛЭП с подстанции включаются линейные реакторы на каждый незаземленный полюс передачи *. Реактор, являясь необходимым элементом преобразовательных установок, сглаживает напряжение высших гармоник в линии, исключая иногда необходимость в дополнительных фильтрах. Реактор ограничивает скорость нарастания аварийного тока передачи при коротком замыкании в линии или при опрокидывании инвертора, облегчая работу регулятора тока. Он поддерживает также постоянным ток, проходящий через вентили при снижении нагрузки, и препятствует их погасанию; ограничивает коммутационные перенапряжения, проникающие на преобразовательную подстанцию со стороны линии. На биполярных линиях электропередач (см. рис. 1-5 и 1-33) линейный реактор служит для ограничения взаимного влияния полупроводников.

Индуктивность линейного реактора выбирается около 1 гн. Эта величина практически одинакова для всех действующих и проектируемых передач. В нормальном режиме на линейном реакторе выделяется переменная составляющая напряжения ЛЭП, которая возрастает в переходных режимах при увеличении углов регулирования преобразователей. Отсюда вытекают требования постоянства или незначительного снижения динамической индуктивности линейного реактора при нарастании тока передачи, повышенной надежности реактора, через который проходит весь ток передачи, а также необходимость его защиты и резервирования. Для сохранения постоянства динамической индуктивности реактора его выполняют воздушным, в баке, с магнитными шунтами. Реактор защищен от перенапряжений линейным разрядником. На некоторых передачах продольная изоляция реактора защищается разрядником, шунтирующим реактор.

Вспомогательные реакторы. К ним относятся следующие реакторы: фильтров высших гармоник, анодные — для защиты от радиопомех, для облегчения зажигания вентилей; компенсирую-

* На передаче Англия — Франция линейный реактор включен в среднюю точку подстанции (со стороны земли), что является исключением из общей практики.

щие — для исключения взаимного влияния мостов (например, на передаче Швеция — Готланд). Перечисленные реакторы играют второстепенную роль и выполняются в соответствии со специальными требованиями, определяемыми параметрами оборудования и схемой установки. Анодные реакторы, устанавливаемые в вентильном зале (как можно ближе к вентилю), — сухого исполнения. Остальные реакторы — наружной установки, они выполняются в баке, с сердечником или с магнитными шунтами.

Высоковольтные вентили. Вентили выпрямляют или инвертируют преобразуемый ток, который, как и мощность, передаваемую по линии, можно регулировать путем воздействия на сеточное управление вентилей, изменяя направление потока энергии и осуществляя защиту оборудования (в том числе и самих вентилей) от воздействия аварийных токов. Автоматическое поддержание заданного режима работы передачи обеспечивается с помощью практически безынерционной, потребляющей относительно небольшую мощность системы сеточного управления вентилей. Надежность передачи постоянного тока и ее пропускная способность определяются в основном параметрами и свойствами вентилей. Выпрямленный ток I_d и напряжение U_d на выходе моста однозначно определяют ток и напряжение вентиля для данного количества вентилей в плече моста. Мощность вентиля принято определять как мощность моста P_d , деленную на количество вентилей n в мосте:

$$P_{\text{вент}} = P_d / n.$$

Среднее значение анодного тока, его максимальное значение и выпрямленный ток моста связаны соотношением

$$I_{a, \text{ср}} = I_{a, \text{макс}} / 3 = I_d / 3.$$

Максимальное обратное напряжение, которое прикладывается к плечу трехфазной мостовой схемы, практически оказывается приблизительно на 30% больше выпрямленного напряжения между полюсами моста:

$$U_{\text{обр. макс}} \approx 1,3 U_d.$$

В настоящее время выбрано несколько направлений в создании высоковольтных вентилей для передачи постоянного тока большой мощности:

высоковольтные ртутные вентили: а) одноанодные, б) многоанодные (с параллельными анодами), в) групповые; высоковольтные тиристорные блоки.

Высоковольтные ртутные вентили. Эти вентили применяются почти на всех действующих передачах постоянного тока. Высоковольтный ртутный вентиль — это разборный откачной экситрон, т. е. ионный аппарат с постоянно горячей вспомогательной дугой, называемой также дугой нижнего возбуждения. С помощью непрерывно действующей системы откачки внутри вентиля поддерживается давление газов, не превышающее нескольких микрон ртутного столба. Только при таком давлении возможна работа вентиля в передаче постоянного тока с проявлением свойств вентильности: пропуска-

ние тока в прямом направлении (от анода к катоду) и запирающее — в обратном направлении.

Рассмотрим принцип работы высоковольтного ртутного вентиля на примере вентиля ВР-9, принципиальная схема электродов которого приведена на рис. 1-36.

Конструктивно вентиль представляет собой герметический сосуд, показанный штриховой линией, в его нижней части помещен катод 14, изолированный от стенок сосуда и содержащий ртуть. Катод присоединен к индивидуальному импульсному трансформатору 13. В катод впаян зажигатель 15. Над катодом размещены три анода нижнего возбуждения 12, подключенные к трансформатору нижнего возбуждения. Катод с электродами нижнего возбуждения образует катодный узел. Над катодным узлом размещается сеточный узел с сетками 6—8, а под ним — аноды нижнего возбуждения 12. На сетку 7 включено ограничительное сопротивление 9 и выпрямитель сеточного смещения 10, размещенные в шкафу собственных нужд 11. Катодный и сеточный узлы помещены в металлическом сосуде с двойными стенками — в котле. Над котлом помещается высоковольтный анодный узел, размещенный внутри фарфорового изолятора. В анодном узле находится анод 1 и четыре вставки 2—5, прикрепленные к анодному делителю напряжения 16, выравнивающему распределение напряжения по промежуткам анодного узла между вставками. Ртуть обладает свойством электростатической, или автоэлектронной, эмиссии, т. е. эмиссия электронов с поверхности ртути происходит под действием сильного электрического поля вблизи катода. Такое поле создается при свободном подходе ионов к поверхности ртути из разрядного пространства вентиля. Главная дуга в вентиле может возникнуть в результате самостоятельного (дугового) разряда между положительным анодом и отрицательным катодом при положительном потенциале на всех электродах сеточного узла. Источником автоэлектронной эмиссии служит катод-

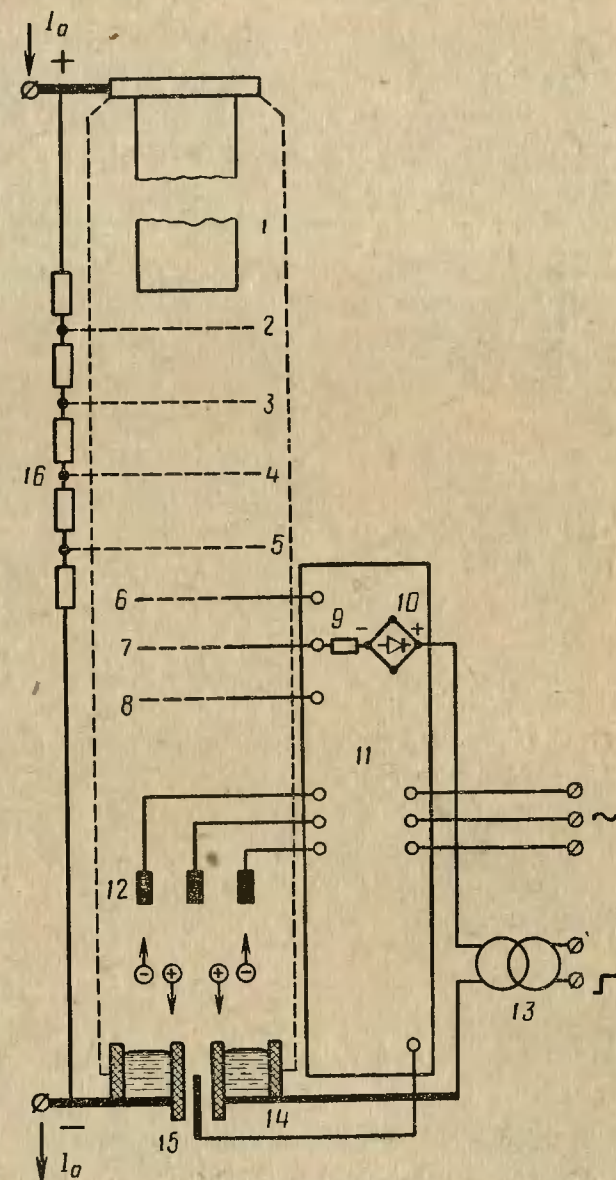


Рис. 1-36

ной, или автоэлектронной, эмиссии, т. е. эмиссия электронов с поверхности ртути происходит под действием сильного электрического поля вблизи катода. Такое поле создается при свободном подходе ионов к поверхности ртути из разрядного пространства вентиля. Главная дуга в вентиле может возникнуть в результате самостоятельного (дугового) разряда между положительным анодом и отрицательным катодом при положительном потенциале на всех электродах сеточного узла. Источником автоэлектронной эмиссии служит катод-

ное пятно — светящаяся область на поверхности катода, хаотически перемещающаяся по его поверхности при горении дуги в вентиле. Чтобы получить катодное пятно, необходимо приложить внешнее электрическое поле между анодами нижнего возбуждения и катодом и вызвать электрическую дугу при разрыве ртути вблизи поверхности катода. Катодное пятно возникает в результате сильного разогрева ртути в щели зажигающего при пропускании через зажигающий импульса тока.

Для повышения устойчивости катодного пятна на некоторых типах ртутных вентилях применяется фиксация катодного пятна с помощью молибденового или вольфрамового кольца, помещаемого в ртутный катод. Фиксатор смачивается ртутью, которая образует вогнутый мениск по границе фиксатора. Вдоль этого мениска и фиксируется

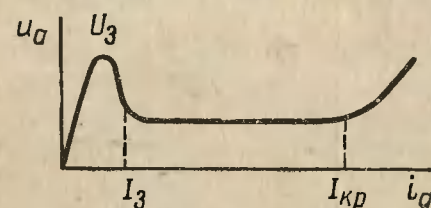


Рис. 1-37

катодное пятно, образуя светящуюся полосу. При этом пятно не перемещается беспорядочно, как при отсутствии фиксатора, снижается минимальный ток существования пятна, уменьшается испарение и разбрызгивание ртути пятном. Однако фиксация катодного пятна усложняет конструкцию катода и повышает требования к его охлаждению. В вентиле ВР-9 фиксация катодного пятна не применяется. Однако для возникновения главной дуги необходимо соблюдение следующих условий:

$$U_a \geq U_{31}; \quad U_c \geq U_{32},$$

где U_a — разность потенциалов между анодом и катодом вентиля; U_c — разность потенциалов между управляющей сеткой и катодом вентиля; U_3 — напряжение возникновения разряда в вентиле, или потенциал зажигания.

Потенциалы зажигания анода U_{31} и сетки U_{32} приблизительно равны:

$$U_{31} \approx U_{32} = (100 - 200) \text{ в.}$$

После зажигания главной дуги напряжение на вентиле скачком падает и становится равным $\Delta U_d \approx 40 \text{ в.}$ На рис. 1-37 показана вольт-амперная характеристика вентиля (реального). На рис. 1-38 приведены: а) — кривые анодного тока и напряжения реального вентиля, б) — кривые анодного тока и напряжения идеального вентиля, в) — вольт-амперная характеристика идеального вентиля, г) — электрическая схема замещения реального ртутного вентиля.

Падение напряжения на вентиле в проводящий период, называемое падением напряжения в дуге ΔU_d , не зависит от анодного тока в диапазоне $I_3 < i_a < I_{кр}$, где I_3 — ток, соответствующий моменту зажигания главной дуги в вентиле; $I_{кр}$ — критическое значение анодного тока, который соответствует резкому загибу вольт-амперной характеристики вентиля и предшествует обрыву дуги, сопровождающемуся перенапряжениями на вентиле и нарушающему его ра-

боту. Номинальный анодный ток вентиля $I_{a, ном}$ (амплитудное значение) выбирается меньше критического тока, который характеризует допустимую кратковременную перегрузку вентиля по току. Величина максимального обратного напряжения вентиля значительно превосходит потенциал зажигания и падение напряжения в дуге. Например, для вентиля ВР-9

$$U_{обр, макс} = 130 \text{ кВ}; \quad \Delta U_d = 40 \text{ в.}$$

Поэтому потенциалом зажигания и падением в дуге вентиля обычно пренебрегают и вместо характеристик реального вентиля (см. рис. 1-38, а) принимают в практических расчетах характеристики идеального вентиля (см. рис. 1-38, б и в).

Ртутный вентиль является не полностью управляемым аппаратом. Посредством вентиля можно управлять лишь моментом возникновения главной дуги, но нельзя прекратить ток, идущий через вентиль без коммутаций во внешней схеме. С помощью управляющей сетки 7 (см. рис. 1-36) можно управлять началом возникновения дугового разряда ртутного вентиля. Для этого в непроводящую часть периода на сетку вентиля подается отрицательное напряжение смещения порядка

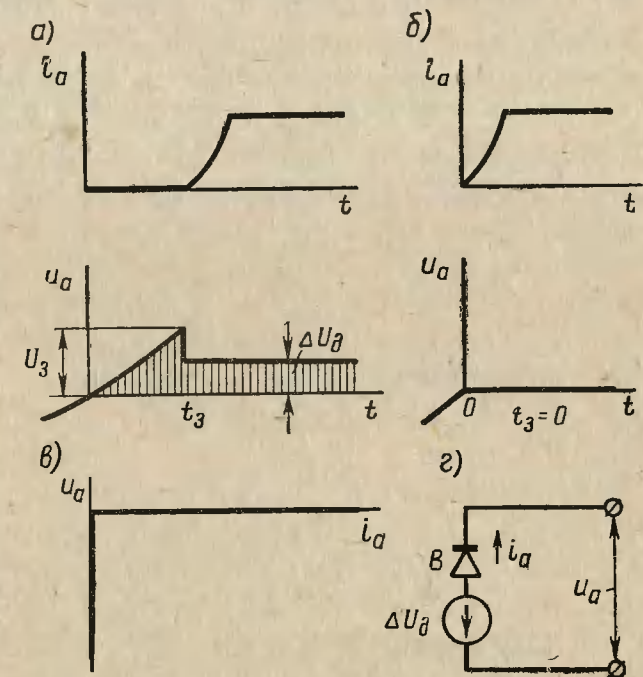


Рис. 1-38

100 в от выпрямителя смещения 10, а в требуемый момент зажигания на нее подается крутой положительный импульс напряжения амплитудой порядка 400 в. Этот импульс в 4 раза превосходит напряжение смещения и обеспечивает четкое зажигание вентиля в требуемый момент времени. Длительность сеточного импульса соответствует длительности анодного тока и составляет 100—120°. В непроводящую часть периода управляющая сетка имеет отрицательный потенциал и отталкивает электроны, эмиттируемые катодным пятном, заставляя их вернуться обратно, даже при положительном напряжении на аноде. Такое действие сетки называется *запиранием*. При появлении на вторичной обмотке трансформатора 13 положительного импульса дуга переходит вначале с анода нижнего возбуждения 12 на анод верхнего возбуждения 8, затем на управляющую сетку 7 и после этого на верхнюю сетку 6 и на анод 1. Если на управляющую сетку подать отрицательный потенциал после возникновения дугового разряда, то дуга не погаснет, так как сетка экранирована от разряда слоем объемного заряда и теряет свои управляющие свойства. Регулирование момента подачи на сетку вентиля управляющего импульса производится с по-

мощью различных формирующих и фазосдвигающих импульсных схем, которые монтируются в шкафу сеточного управления вентильным мостом. Шкаф сеточного управления (ШСУ) имеет потенциал земли, а управляющие импульсы передаются на сетку вентиля через изолирующие трансформаторы. Формирующие схемы, называемые также источниками первичных импульсов (ИПИ), могут быть магнитно-пиковыми, электронными и полупроводниковыми.

Одним из основных вопросов работы высоковольтного ртутного вентиля является восстановление электрической прочности вентиля после его погасания. Если анодный ток вентиля прошел через нуль, то на вентиле восстанавливается отрицательное (обратное) напряжение, и через его разрядное пространство в течение определенного времени протекает обратный ток, состоящий из статической и динамической составляющих с начальным значением, равным не более 5% от предшествующего прямого тока. Обратный ток соответствует процессу деионизации разрядного пространства вентиля, когда электроны движутся к катоду, ставшему положительным, а ионы — к отрицательному аноду, промежуточным электродам и стенкам вентиля. При этом плазма распадается и происходит рекомбинация зарядов. Обратный ток спадает по экспоненциальному закону, и общая длительность этого процесса (когда концентрация остаточных зарядов снижается до ничтожной величины) составляет для разных вентилях от 100 до 200 мксек, т. е. порядка 2—4°. Время деионизации, выраженное в электрических градусах, называется углом деионизации и обозначается δ_0 . В первый момент после погасания вентиля анод окружается слоем объемного положительного заряда, в котором падает все обратное напряжение вентиля. Если обратное напряжение изменяется с большей скоростью, чем идет деионизация, то вентиль может пробиться в обратном направлении — произойдет обратное зажигание, что вызывает аварию. Чтобы предотвратить эту аварию, стремятся перевести вентиль как можно скорее после погасания в статический режим. Для этой цели между анодом и верхней сеткой вентиля помещают промежуточные электроды — вставки 2—5 (см. рис. 1-36), присоединенные к внешнему омическому делителю напряжения 16 и позволяющие принудительно равномерно распределить обратное напряжение вентиля уже в конце процесса деионизации.

Схематический разрез ячейки вентиля РВ-9 передачи Волгоград — Донбасс приведен на рис. 1-39, где приняты те же обозначения, что и на рис. 1-36. Откачка посторонних газов из вентиля в форвакуумный бак производится ртутным насосом 17. Вентиль размещен на стальной раме, изолированной от земли с помощью опорных изоляторов. Перед вентилем на этой же раме смонтирован шкаф собственных нужд, который получает питание от шин собственных нужд подстанции через индивидуальный изолирующий трансформатор. Управляющие импульсы подаются на сетки вентиля через индивидуальный импульсный трансформатор.

Внешний вид вентиля ВР-9 приведен на рис. 1-40, где 1 — корпус; 2 — анодная камера; 3 — анодный изолятор; 4 — анодный охлади-

тель; 5 — делитель напряжения по вставкам; 6 — шкаф собственных нужд; 7 — форвакуумный бак.

В шкаф собственных нужд вентиля входят системы масляного охлаждения, сеточного управления, а также управления зажиганием и возбуждением, демпфирования колебания анодного напряжения и анодного тока. Принцип демпфирования колебаний анодного напряжения и тока поясняется на рис. 1-41, где при обычных обозначениях

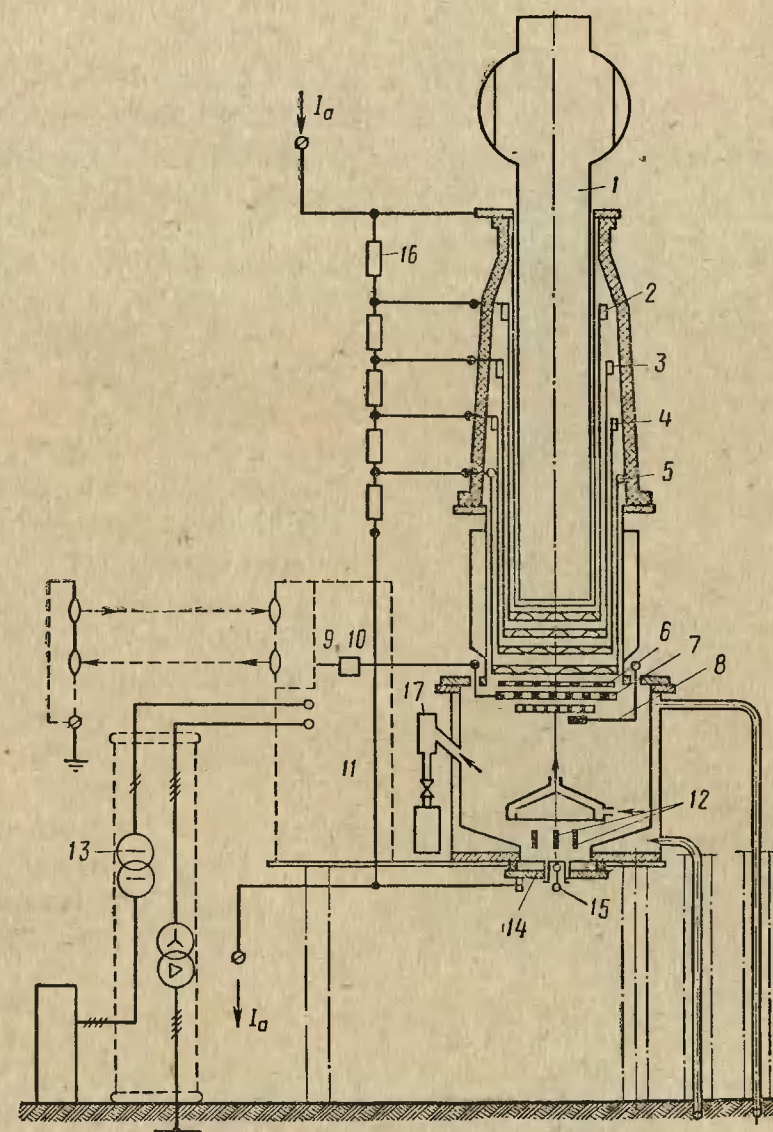


Рис. 1-39

(см. выше) показаны кривые анодного тока i_a и напряжения вентиля трехфазной мостовой схемы u_a , работающей в выпрямительном режиме.

Кривая тока зажигания i_a при отсутствии анодного реактора приведена на рис. 1-42, а. На рис. 1-42, б показана аналогичная кривая, но при наличии анодного реактора. На рис. 1-42, в приведены характеристики восстановления анодного напряжения вентиля: 1) — при отсутствии демпфирования; 2) — при демпфировании. На рис. 1-43 изображена схема демпфирования анодного напряжения и ограничения скорости нарастания тока зажигания.

Процесс зажигания вентиля в связи с наличием собственных емкостей и индуктивностей имеет колебательный характер (см. рис. 1-42). Колебания свободной составляющей тока зажигания накладываются на вынужденную составляющую тока коммутации, показанную штриховой линией на рис. 1-42,а. При некоторых параметрах схемы и режима эти колебания могут пройти через нуль в момент t_1 , и вентиль погаснет. Для предотвращения погасания вентиля и уменьшения

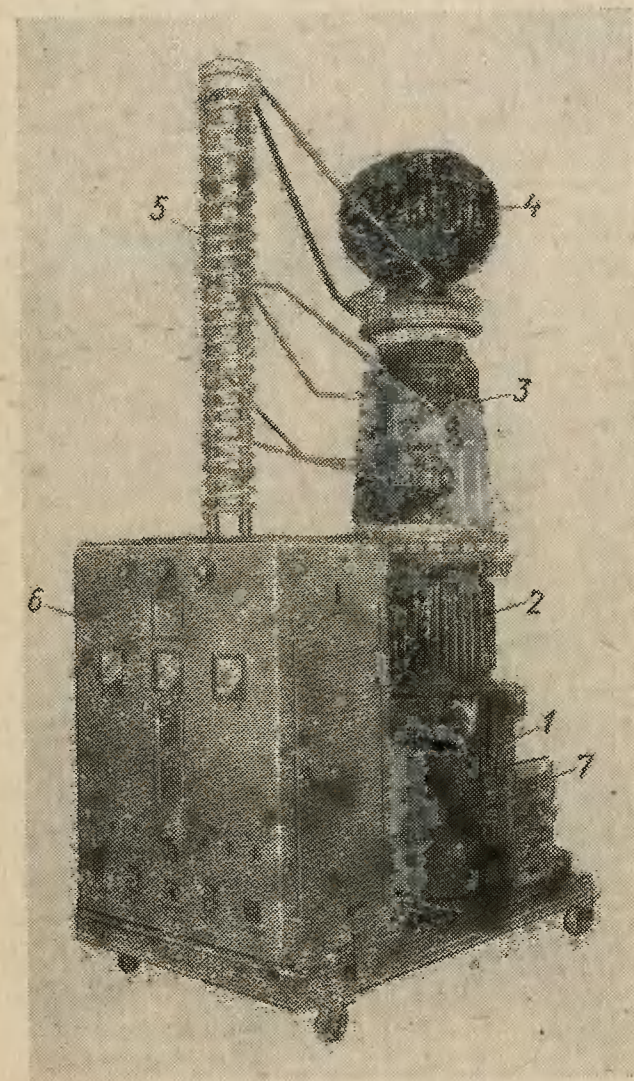


Рис. 1-40

амплитуды колебаний анодного тока, а также снижения частоты колебаний тока последовательно с вентилем включают анодный реактор L_a (см. рис. 1-43). Он служит, кроме того, для подавления радиопомех, возникающих при коммутациях вентиля в схеме. Для улучшения подавления радиопомех его устанавливают как можно ближе к аноду вентиля. При этом удается снизить частоту колебаний анодного тока со 100 кГц (без реактора) до 10 кГц и амплитуду тока зажигания до значения $I_{\text{макс}2} < I_{\text{макс}1}$, обеспечив минимальное значение анодного тока ($I_{\text{мин}2} > 0$), благодаря чему опасность погасания вентиля при зажигании исключается (рис. 1-42). После погасания вентиля на нем восстанавливается анодное напряжение до значения $U_{\text{ск}} > U_{\text{ск.т}}$, где $U_{\text{ск.т}} = \sqrt{2}U_n \sin(\alpha + \gamma)$ — теоретический скачок анодного напряжения, определяемый линейным напряжением схемной обмотки трансформатора мост-

гося анодного напряжения в вентиле с координатами $0,1U_{\text{ск}}$ и $0,9U_{\text{ск}}$ (принято условно в международной практике); $K_{\text{уд}} =$

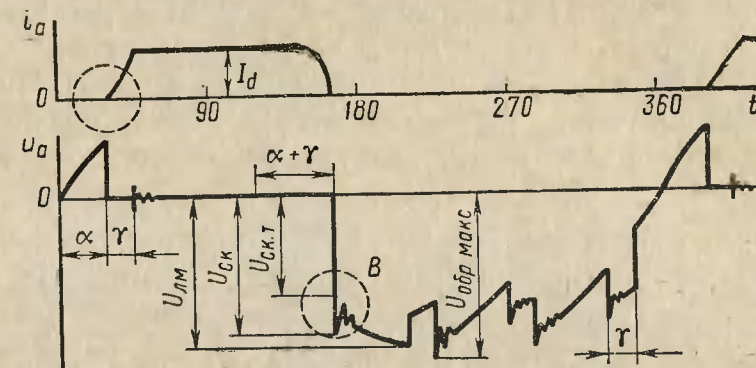


Рис. 1-41

$= U_{\text{ск}}/U_{\text{ск.т}}$ — ударный коэффициент кривой анодного напряжения, или коэффициент демпфирования.

Чтобы снизить вероятность обратных зажигания вентиля и повысить надежность его работы, преобразуют форму кривой анодного напряжения схемными методами так,

чтобы уменьшить du/dt и увеличить t . Это достигается с помощью демпфирующих контуров, включенных параллельно каждому плечу трехфазной мостовой схемы и представляющих собой последовательное соединение сопротивления R_d и конденсатора C_d (см. рис. 1-43). Форма кривой анодного напряжения при наличии демпфирующих контуров приведена на рис. 1-42,в (кривая 2). На современных передачах постоянного тока эта кривая характеризуется следующими параметрами: $t_2 = 150—200$ мсек; $K_{\text{уд}2} = 1,20—1,30$; $(du/dt)_2 = 0,5—1$ кВ/мксек. Высоковольтный ртутный вентиль является высокоэкономичным коммутационным аппаратом, имеющим к. п. д. 99,6% и коэффициент усиления по мощности 25000. Расход мощности на собственные нужды вентиля составляет 0,16%, потери мощности в дуге — 0,15%, расход мощности на сеточное управление — 0,004%. К вентилю предъявляются следующие требования: проводить ток в момент подачи управляющего импульса на сетку

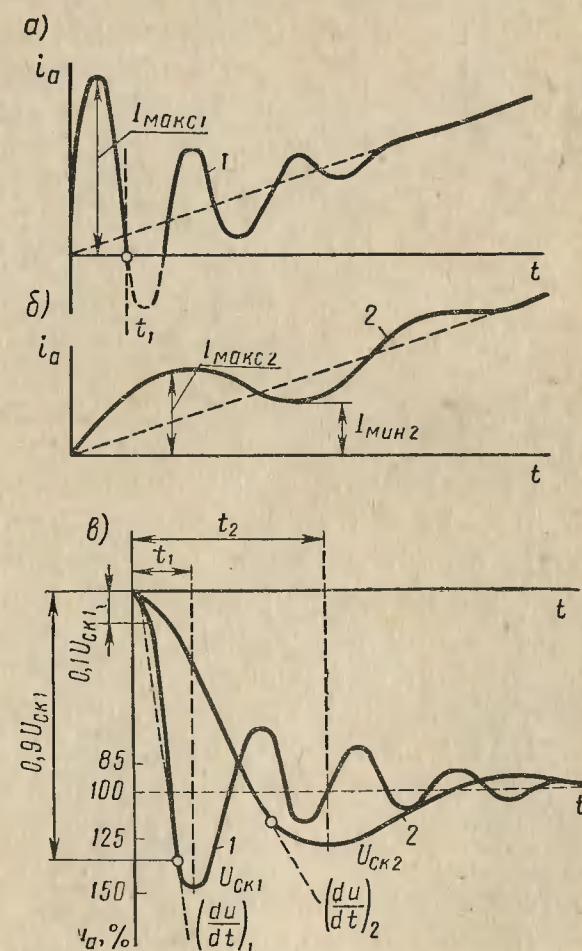


Рис. 1-42

и выдерживать обратное напряжение после погасания, а также прямое напряжение при запирании вентиля сеткой; ток должен проходить только в направлении от анода к катоду. Однако в эксплуатации случаются нарушения этих требований как из-за несовершенства самих вентилях, так и по внешним причинам. Ниже перечислены основные отказы ртутных вентилях при работе их в передаче постоянного тока.

Обратное зажигание — зажигание вентиля в обратном направлении, при протекании аварийного тока от катода к аноду, которое возникает при отрицательном напряжении на аноде в результате многих причин и при образовании катодного пятна на аноде. Вероятность возникновения обратных зажиганий

$$P_{\text{обр.з}} = U_{\text{ск}}^n \frac{du}{dt} \cdot \frac{di}{dt} U_{\text{обр.м}},$$

где $n = 10-34$ — в зависимости от конструкции вентиля.

Обратное зажигание приводит к двух- или трехфазному короткому замыканию на зажимах схемной обмотки трансформатора. При обратном зажигании ток протекает через аварийный вентиль в обратном направлении и через вентиль, работающий с ним в одной группе, — в прямом направлении. При снятии управляющих импульсов с вентилях моста обратное зажигание прекращается и длится обычно менее одного периода. Иногда вентиль, через который протекал прямой аварийный ток, также дает обратное зажигание вследствие возросшей концентрации остаточных ионов в момент погасания. В этом случае возникает так называемое последовательное обратное зажигание, представляющее собой устойчивое двухфазное короткое замыкание схемной обмотки трансформатора.

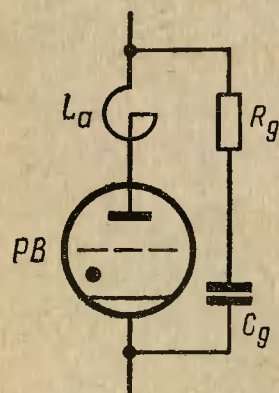


Рис. 1-43

Пропуск зажигания — явление, когда вентиль не зажигается в требуемый момент времени. Пропуск зажигания может быть однократный (на один период) или устойчивый (на много периодов). Причины пропуска зажигания: пропуск управляющего импульса из-за неисправности в системе сеточного управления; погасание нижнего возбуждения; внутренние причины вентиля, например, нарушение теплового режима или неисправности в сеточном узле. Однократный пропуск зажигания, как правило, проходит незаметно для передачи, а многократные ликвидируются защитой.

Несвоевременное зажигание вентиля (нарушение коммутации) — явление, когда вентиль зажигается либо раньше, либо позже требуемого момента времени. Этот отказ связан с кратковременным нарушением режима работы вентиля и обычно проходит незаметно для потребителя.

Прямой пробой — это пробой вентиля в момент, когда на аноде напряжение положительно, т. е. преобразователь работает в инверторном режиме. Прямой пробой вызывает кратковременное нарушение работы инвертора и, если он однократный, проходит незаметно для потребителя. Многократные прямые пробои требуют вмешательства защиты.

При возникновении любого из перечисленных выше отказов схема автоматической сигнализации шкафа собственных нужд вентиля срабатывает и передает сигнал неисправности на индивидуальный шкаф управления вентиляем, что служит предупреждением для дежурного инженера.

Ручное и автоматическое управление, регулирование и защита каждого моста воздействуют на источник первичных импульсов. При магнитно-пиковой или электронной системе сеточного управления первичные импульсы усиливаются в усилителе шкафа сеточного управления (ШСУ) и передаются через групповой импульсный трансформатор (ГИТ) на первичные обмотки всех индивидуальных изолирующих трансформаторов (ИИТ) вентилях моста. Вторичная обмотка ИИТ под-

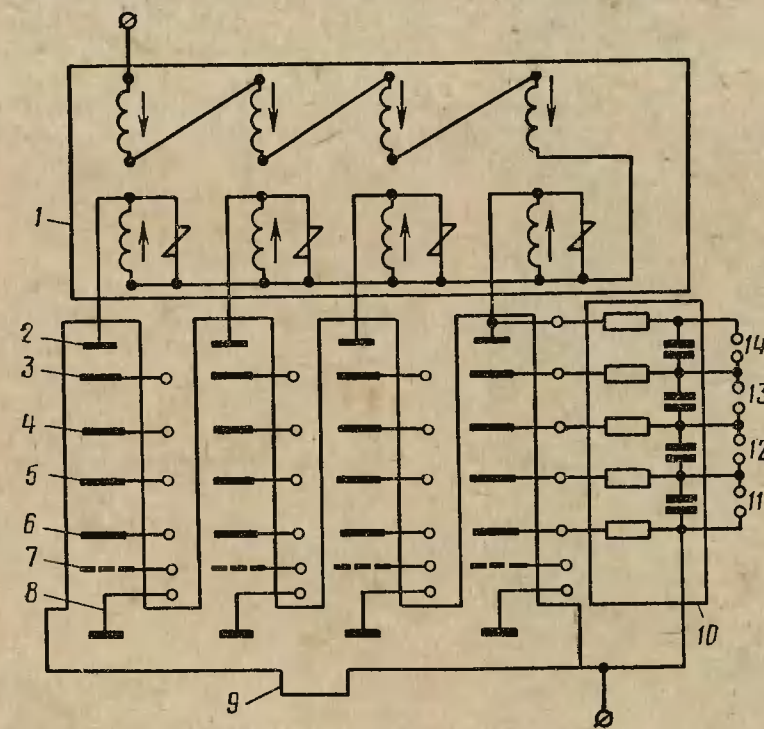


Рис. 1-44

ключена через шкаф собственных нужд к сеточному узлу вентиля. Собственные нужды вентиля питаются по системе: шины собственных нужд подстанции — групповой трансформатор собственных нужд (ГСИ) — ИИТ — ШСН вентиля. Сеточное управление вентилями является настолько ответственным, что в ряде схем их питание осуществляется от отдельного вспомогательного генератора.

Стремление избавиться от импульсных изолирующих трансформаторов, чтобы удешевить схему и повысить точность ее работы, привело к появлению схемы, где вместо импульсных трансформаторов применяется световой канал (СК).

Развитие высоковольтных ртутных вентилях за рубежом шло по пути создания многоанодных вентилях. Наибольших успехов здесь добилась шведская фирма ASEA, которая начала разработку высоковольтных ртутных вентилях в 1929 г. и впервые применила их на передаче Швеция — Готланд в 1954 г. Отличие шведских вентилях от советских состоит в том, что в Швеции каждый вентиль имеет несколько параллельных анодов при одном катоде, причем вентили включаются по одному

в плечо, а в СССР вентили одноанодные, но для повышения надежности они включаются по два последовательно в каждое плечо моста. В шведских вентилях количество вставок в анодном узле достигает 15—20 против 4 в вентилях ВР-9. При этом удастся поднять напряжение вентиля, но из-за трудностей теплоотвода максимальный ток на аноде не удастся поднять выше 300 а против 900 а на вентилях ВР-9. Шведские вентили благодаря параллельным анодам, не дают пропусков зажигания, но зато дают последовательные обратные зажигания, которые являются тяжелой аварией и могут быть ликвидированы только отключением выключателя трансформатора моста. Охлаждение анодов и катода шведских вентилях, имеющих максимальный ток анода 200 а, воздушное принудительное. Охлаждение котла более мощных вентилях водяное (деионизованной водой). Сигнализация неполадок с потенциала вентиля на потенциал земли — пневматическая, зажигание дуги возбуждения — игнитронное. Вентили имеют две однофазные системы возбуждения. Количество параллельных анодов в разных конструкциях вентилях применяется от двух до шести, что дает достаточно большой диапазон мощностей вентилях.

На рис. 1-44 приведена упрощенная принципиальная схема четыреханодного ртутного вентиля фирмы ASEA, где 1 — делитель тока; 2 — главный анод; 3—6 — вставки; 7 — управляющая сетка; 8 — анод нижнего возбуждения; 9 — катод; 10 — делитель напряжения по вставкам; 11—14 — координирующие искровые промежутки анодного узла.

Вентиль выпускается для моста на 800 а, 100 кв с воздушным охлаждением котла и анодов и для моста на 1200 а, 125 кв с воздушным охлаждением анодов и водяным охлаждением корпуса. Наиболее крупный вентиль фирмы ASEA имеет шесть анодов, рассчитан для моста на 1800 а, 133 кв. Эти вентили установлены в США на 1-й Тихоокеанской передаче. Внешний вид этого вентиля показан на рис. 1-45. Равномерное деление тока по анодам вентилях фирмы ASEA осуществляется с помощью делителя тока, который представляет собой многообмоточный автотрансформатор, число пар обмоток которого равно числу анодов вентиля. Делитель тока располагается над анодами вентиля в отдельном кожухе.

Еще одной зарубежной фирмой, разрабатывающей высоковольтные ртутные вентили, является английская фирма Инглиш Электрик.

Параметры современных высоковольтных ртутных вентилях, применяемых на передачах постоянного тока мира, приведены в табл. 1-2. Наибольшая мощность ртутного вентиля, достигнутая в настоящее время, составляет 40 Мвт. Мощность моста из шести таких вентилях равна 240 Мвт. Шведская фирма ASEA, разработавшая этот вентиль и специализирующаяся на разработке высоковольтных ртутных вентилях, достигла большей мощности только за счет увеличения количества анодов до шести. Эта мощность анода для данной конструкции близка к пределу. Максимальный ток на один анод, достигнутый этой фирмой, составляет 300 а. Дальнейшее его увеличение трудно достижимо. Ток вентиля может быть повышен до 2000—2400 а за счет увеличения количества анодов и усложнения конструкции. Напряжение моста может возрасти до 180—200 кв, что даст предельную мощность моста 480 Мвт и мощность вентиля 60 Мвт.

В советской конструкции ртутного вентиля, напротив, заложены большие возможности дальнейшего увеличения тока и мощности вентиля, которые могут быть реализованы при необходимости путем более простых решений, чем в шведской конструкции.

Таблица 1-2

Параметры высоковольтных ртутных вентилях

Страна и фирма	Тип вентиля	Количество анодов	Мощность вентиля, Мвт	Параметры моста			Год ввода в эксплуатацию	Примечание
				выпрямленное напряжение, кв	выпрямленный ток, а	мощность, Мвт		
СССР *	ВР-1	1	1,25	100	150	15	1950	Два вентиля последовательно в плече
»	ВР-9	1	7,5	100	900	90	1962	Два вентиля последовательно в плече
Швеция — ASEA	—	2	1,67	50	200	10	1954	
»	—	4	13,3	100	800	80	1961	
»	—	4	25	125	1200	150	1965	
»	JVKA6	6	40	133	1800	240	1970	Опытная эксплуатация
Англия — Инглиш Электрик	ARAG/4	4	27	133	1200	160	—	Опытный образец
»	ARB16	6	45	150	1800	270	—	Опытный образец

* Ф. И. Бутаев, Н. С. Климов, А. А. Сакович и др. Высоковольтные преобразователи для передачи энергии постоянным током. Вестник электропромышленности. 1957, № 9.

Высоковольтные тиристорные блоки. Для передач постоянного тока усиленно разрабатываются тиристорные блоки, но пока созданные образцы уступают по мощности ртутным вентилям и оказываются дороже их. Однако несомненно, что будущее развитие полупроводниковой техники обеспечит применение тиристорных блоков для передач постоянного тока, подобно тому, как в последние годы силовые полупроводниковые диоды и тиристоры вытеснили низковольтные ртутные вентили из промышленности и транспорта.

Для получения полупроводниковых приборов кристаллы кремния легируют примесями. Кремний, легированный фосфором, образует кристалл n-типа, где проводимость обусловлена перемещением электронов. Легирование кремния бором

позволяет получить кристалл p -типа, где преобладает дырочная проводимость. Буква n означает отрицательный, буква p — положительный. В кристалле n -типа основными носителями заряда являются электроны, неосновными — дырки. В кристалле p -типа основными носителями заряда являются дырки, а неосновными — электроны. Дырки и электроны в приборе перемещаются в противоположных направлениях. Направление электрического тока совпадает с направлением перемещения дырок.

Тиристор представляет собой полупроводниковый прибор, выполненный в виде четырехслойной структуры $p-n-p-n$ из легированных примесью кристаллов кремния, полученной путем специальной технологической обработки. На рис. 1-46 схематично изображен тиристор. Крайний слой 5, обладающий дырочной проводимостью, служит анодом; крайний слой 1, обладающий электронной проводимостью, — катодом. Управляющий электрод 2 присоединяется к промежуточному слою 3. Тиристор не пропускает ток, когда к аноду приложено положительное напряжение, а ток в цепи управления отсутствует. При этом он заперт в прямом направлении. Отпирание тиристора в прямом направлении происходит при положительном анодном напряжении.

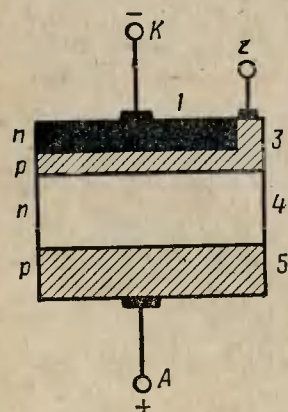


Рис. 1-46

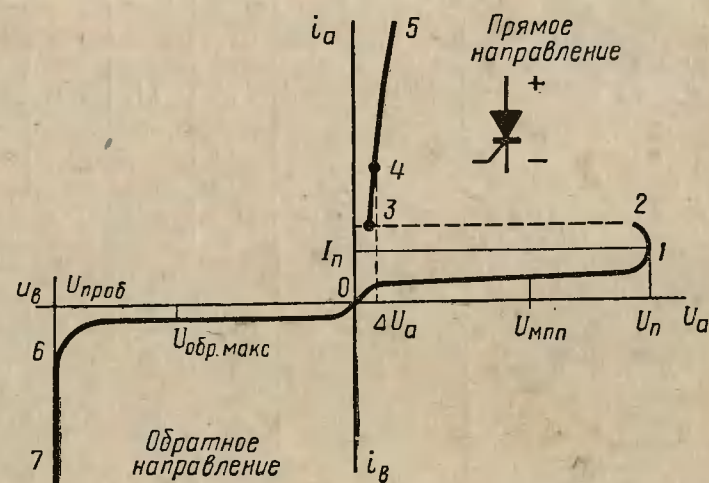


Рис. 1-47

нии в момент пропускания положительного импульса тока через управляющий электрод. Тиристор управляется зарядом $I_y t_y$, где I_y — ток управления; t_y — ширина импульса управления. Время включения тиристора составляет 5—15 мксек.

Выключение тиристора происходит в течение некоторого времени, которое у большинства тиристорных блоков доходит до 350 мксек. Для того чтобы тиристор снова мог запирается прямым анодным напряжением, необходимо приложить к нему обратное напряжение в течение времени рекомбинации неосновных носителей заряда в базах. Это время, измеряемое от момента перехода анодного тока через нуль до момента перехода анодного напряжения через нуль, называется временем выключения $t_{\text{выкл}}$. При работе тиристора в режиме инвертора необходимо аналогично тому, как при работе ртутного вентиля, соблюдать условие

$$\delta \geq \delta_0, \text{ где } \delta_0 = \omega t_{\text{выкл.}}$$

Вольт-амперная характеристика тиристора приведена рис. 1-47. На участках 0-1 и 0-6 тиристор находится в запертом состоянии. Напряжение, соответствующее точке 1, называется напряжением переключения U_n (в прямом направлении); напряжение, соответствующее точке 6, — пробивным напряжением $U_{\text{проб}}$ в обратном направлении. Если тиристор заперт в прямом направлении, а его анодное напряжение достигло значения U_n , то тиристор переключается по аноду при токе I_n и переходит в открытое состояние на характеристику 3-5. Однако обычно тиристор включается током управления при напряжении $U_{\text{мпп}}$, меньшем, чем U_n . При разработке высоковольтных тиристорных блоков стремятся создать специальный прибор, способный пропускать наибольший возможный ток и выдерживать наибольшее возможное напряжение при

* Анодное напряжение тиристора не должно выходить за предельные допустимые значения в прямом направлении $U_{\text{мпп}}$ и в обратном направлении $U_{\text{обр. макс.}}$.

наименьшем падении напряжения в прямом направлении. Эти требования находятся в противоречии друг с другом. Чтобы повысить напряжение, надо увеличивать толщину кристалла. Однако при этом увеличивается прямое падение напряжения и уменьшается номинальный ток. Рост падения напряжения может быть скомпенсирован увеличением времени жизни неосновных носителей тока или площади поперечного сечения кристалла. Однако диаметр кристалла ограничен имеющимся в наличии (30—50 мм), а его толщина ограничена минимальной длиной пути утечки по боковой поверхности. Для повышения длины пути утечки в высоковольтных тиристорах $p-n-p-n$ -типа структуру, называемую вафлей, изготавливают не в виде цилиндра, а в виде усеченного конуса с основанием у анода, а вершиной у катода. Торцевую поверхность нижнего (анодного) p -слоя такой вафли после изготовления наплавляют на вольфрамовый диск с помощью алюминиевого сплава. Коническую поверхность вафли покрывают силиконовой резиной для защиты от разрядов. На торцевую поверхность верхнего p -слоя наплавляют контактный диск катода, изготовленный из сплава золота и сурьмы. К поверхности управляющего электрода приваривают алюминиевый ввод. Всю конструкцию помещают в герметический корпус, заполненный сухим азотом.

Весьма важным условием обеспечения нормальной работы тиристора является поддержание температуры $p-n$ -перехода, которая не должна превосходить $+125^\circ \text{C}$. Чтобы обеспечить отвод тепла от тиристорных блоков, их монтируют на радиаторах, которые представляют собой массивные алюминиевые или медные пластины с ребрами, способными отводить тепловые потери в окружающую среду — воду, воздух или масло. Высоковольтные тиристоры изготавливаются в двух исполнениях: таблеточного типа в виде плоских дисков, зажимаемых между двумя охладителями; в цилиндрическом (штифтовом) корпусе на медном основании. Наиболее пригодны для сборки высоковольтных блоков тиристоры таблеточного типа.

Приводимые в литературе значения номинального тока и напряжения тиристора обычно характеризуют средний анодный ток I_a и максимальное допустимое повторяющееся обратное напряжение $U_{\text{обр. макс.}}$. В настоящее время в разных странах мира разработаны высоковольтные тиристоры на средний анодный ток до 400 а и максимальное повторяющееся обратное напряжение до 2500 в, допускающие максимальный ток перегрузки при аварии до 7000 а. Параметры высоковольтных тиристорных блоков, разработанных некоторыми зарубежными фирмами, приведены в табл. 1-3.

Высоковольтные тиристорные блоки набираются из большого количества последовательно соединенных тиристорных блоков (100 и более). Для облегчения конструкции все тиристоры блока разделены на группы, каждая из которых имеет свою систему управления и питания собственных нужд. Такая группа тиристорных блоков называется модулем. Один высоковольтный тиристорный блок состоит из 10—15 таких модулей, включенных последовательно. В каждое плечо преобразовательного моста включается обычно один тиристорный блок, который иногда называется *вентилем*. Модульный принцип конструирования блока удобен, так как позволяет получить большой диапазон параметров преобразовательного моста, который собирается из тиристорных блоков, набираемых из разного количества модулей.

При разработке высоковольтных тиристорных блоков приходится решать следующие основные задачи:

- 1) обеспечить равномерное деление напряжения по тиристорам в прямом и обратном направлениях, не допуская повышения напряжения ни на одном тиристоре в статических и динамических режимах выше максимального неповторяющегося напряжения;
- 2) передать с потенциала земли управляющие сигналы на цепи управления и выполнить одновременное зажигание всех тиристорных блоков;
- 3) обеспечить охлаждение всех тиристорных блоков;
- 4) предусмотреть питание собственных нужд тиристорных блоков.

Перенапряжения, даже очень короткие (длительностью несколько микросекунд), амплитудой выше допустимого неповторяющегося напряжения полностью выводят тиристор из строя. Тепловые перегрузки

Таблица 1-3

Параметры высоковольтных тиристорных блоков, разработанных за рубежом

Страна, фирма	Параметры одного моста, собранного на тиристорных блоках			Параметры одного тиристора блока		Количество последовательно включенных тиристорov в блоке
	$U_d, кВ$	$I_d, а$	$P_d, Мвт$	$U_{обр. макс}, кВ$	$I_a, а$	
Швеция, АСЕА	50	200	10	1,3	300	60
Япония, Тосиба	100	1500	150	2,5	400	120
США, Джeneral Электрик	40	2000	80	2,6	600	50
Франция, Компани Женераль д'Электрисите	100	1500	150	2,5	400	—
Англия, Инглиш Электрик	100	450	45	2,0	250	144
ФРГ, АЕГ	150	900	135	—	—	280

или пропускание через тиристор аварийного тока больше допустимого по условиям перегрузки также выводят из строя тиристор. Вышедший из строя тиристор нельзя восстановить. В этом отношении тиристор ведет себя как изолятор: при пробое он выходит из строя полностью. Поэтому при разработке тиристорных блоков вопросам защиты от перенапряжений и аварийных токов уделяется очень большое внимание. Для обеспечения надежной работы тиристорных блоков количество последовательно включенных тиристорov N в одном блоке выбирают по формуле

$$N = (U_d/U_n) K_n,$$

где U_d — номинальное напряжение моста; U_n — напряжение переключения одного тиристора; $K_n = 3,6—3,8$ — коэффициент запаса по напряжению, величина которого выбирается в зависимости от принципов координации изоляции и методов защиты блока от перенапряжений.

Номинальный ток тиристорov блока находят из соотношений

$$n = \frac{I_d}{3I_a} K_T,$$

где I_d — ток моста; $K_T = 2—2,2$ — коэффициент запаса по току, величина которого зависит от конструкции блока и способов защиты

его от перегрузок; I_a — среднее значение прямого тока одного тиристора; n — количество тиристорных блоков, включенных параллельно в плечо моста;

$$I_{к.з. макс} \Delta t_{к.з} \leq I_{доп} \Delta t_{ав},$$

где $I_{к.з. макс} \Delta t_{к.з}$ — заряд, проходящий через блок при коротком замыкании, которое длится в течение времени $\Delta t_{к.з} = \Delta t_{ав} = 10$ мсек (допустимое время перегрузки); $I_{доп}$ — допустимый ток перегрузки.

Нетрудно подсчитать, что для обеспечения работы преобразовательного моста на 100 кВ, 1200 а из тиристорных блоков, смонтированных на тиристорах фирмы Токио Шибaura ($U_n = 3$ кВ, $I_a = 400$ а), требуется в один блок включить 120 тиристорov последовательно, а в плечо моста — два блока параллельно.

Для обеспечения равномерного распределения напряжения по блоку и исключения влияния собственных емкостей тиристорov и емкостей цепочки на землю каждый тиристор блока шунтируется элементом делителя напряжения. Параллельно тиристорам включаются цепочки $R-C$ и сопротивления для равномерного деления напряжения.

Для демпфирования скачков напряжения, возникающих при разряде собственных емкостей схемы на тиристоры при их включении, последовательно тиристорам включаются, кроме того, нелинейные реакторы на стальных сердечниках. Эти реакторы могут насыщаться при больших токах. Реакторы улучшают и распределение напряжения по тиристорам после их выключения. Защита тиристорov от перенапряжения в некоторых конструкциях осуществляется с помощью двух встречно включенных лавинных диодов, подсоединяемых параллельно каждому тиристору. Напряжение срабатывания этих диодов ниже максимального неповторяющегося напряжения тиристорov. Лавинные диоды в сочетании с насыщающимися реакторами защищают тиристоры от перенапряжений и ограничивают токи разряда собственных емкостей. Насыщающиеся реакторы задерживают восстановление обратного напряжения на тиристорах и ограничивают обратный ток тиристорov практически до постоянной величины. Задержка в восстановлении обратного напряжения и ограничение обратного тока после выключения тиристорov дают возможность демпфировать обратное напряжение тиристорov. При этом снижаются требования к отдельным демпфирующим контурам, устанавливаемым параллельно плечам моста.

Система управления тиристорных блоков состоит из генератора импульсов на потенциале земли, канала для передачи импульсов на потенциал блока и системы распределения импульсов по отдельным тиристорам блока. Применяются трансформаторная система передачи импульсов и световая система, а также комбинация обеих систем.

Трансформаторная система управления может быть зависимой и независимой. В зависимой трансформаторной системе управления импульс управления подается через импульсный трансформатор модуля, который отпирается этим импульсом, а остальные тиристоры отпираются вслед за первым по напряжению. В независимой трансформаторной системе импульс управления подается на каждый тиристор блока через отдельный изолирующий трансформатор.

В комбинированной системе управления электрический управляющий импульс преобразуется в световой на потенциале земли, передается на фототиристор на потенциале тиристорного блока, где вновь преобразуется в электрический, и затем распределяется по тиристорам с помощью импульсных трансформаторов.

Возможен и способ непосредственного светового управления каждым тиристором с потенциала земли, однако этот способ дорог и пока не применяется.

Принципиальная схема управления тиристорным блоком показана на рис. 1-48, где 1 — питающий генератор (сеть); 2 — групповой изолирующий трансформатор; 3 — индивидуальный изолирующий трансформатор; 4 — импульсный трансформатор; 5 — блок управления; 6 — преобразователь световых сигналов в электрические; 7 — передатчик световых импульсов; 8 — источник импульсов. Такая схема принята для моста, предназначенного для передачи Швеция — Остров Готланд (50 кв, 200 а).

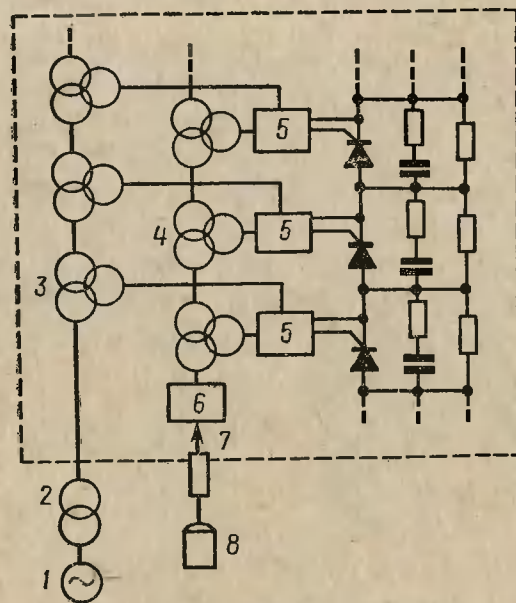


Рис. 1-48

Блок управляется световыми импульсами, которые генерируются на потенциале земли и передаются к блоку по световому каналу. По таким же каналам на потенциал земли передается информация о температурах, управляющих импульсах и мощности, потребляемой собственными нуждами. Управляющий импульс формируется на потенциале блока и распределяется между тиристорами. Основой схемы распределения импульсов является цепочка последовательно соединенных импульсных трансформаторов. Изоляция каждого трансформатора соответствует напряжению на слое блока. Третичные обмотки трансформатора служат для подвода управляющих импульсов к тиристорам. На каждом слое установлены компенсирующие цепочки, исключающие влияние задержки импульсов вдоль цепи трансформаторов. На рис. 1-49 показан высоковольтный тиристорный блок Японской электротехнической лабораторий с воздушным охлаждением для внутренней установки; на рис. 1-50 — высоковольтный тиристорный блок с масляным охлаждением для наружной установки, разработанный в ФРГ (см. табл. 1-3).

Сравнение высоковольтных ртутных вентилях и тиристорных блоков.

Высоковольтные ртутные вентили начали применяться на передачах постоянного тока с 1950 г., а первые опытные образцы высоковольтных тиристорных блоков появились в 1967 г. Поэтому при сравнении необходимо учитывать стоимость отработки конструкций высоковольтных ртутных вентилях и стоимость пока еще не отработанных тиристорных блоков. Такое сравнение позволяет наметить области применения обоих типов вентилях и оценить их технические и экономические характеристики.

Тиристорные блоки имеют следующие преимущества перед ртутными вентилями:

1) ртутные вентили дают статистические частичные отказы (обратные зажигания, прямые пробой и др.), которые неизбежны. Для

снижения последствий обратных зажиганий приходится специально увеличивать реактивность преобразовательного трансформатора и усиливать динамическую прочность его обмоток.

Тиристорные блоки не дают обратных зажиганий, что облегчает условия работы преобразовательного оборудования и конструкцию трансформатора;

2) параллельно мосту на ртутных вентилях обязательно включается шунтирующий вентиль, который принимает на себя ток передачи при обратном зажигании или другом отказе любого вентиля и дает

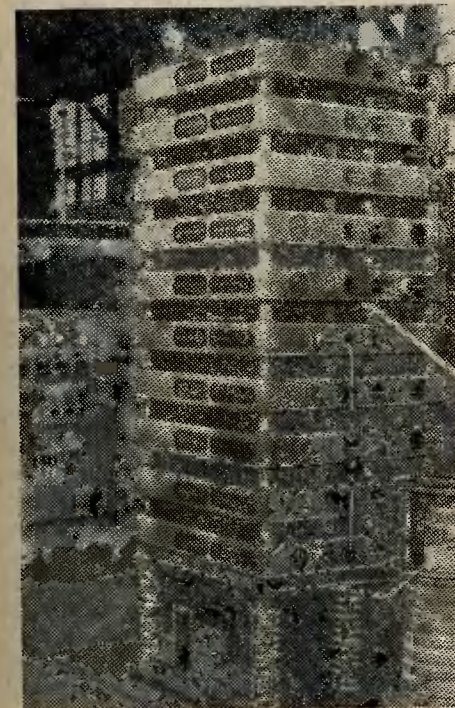


Рис. 1-49

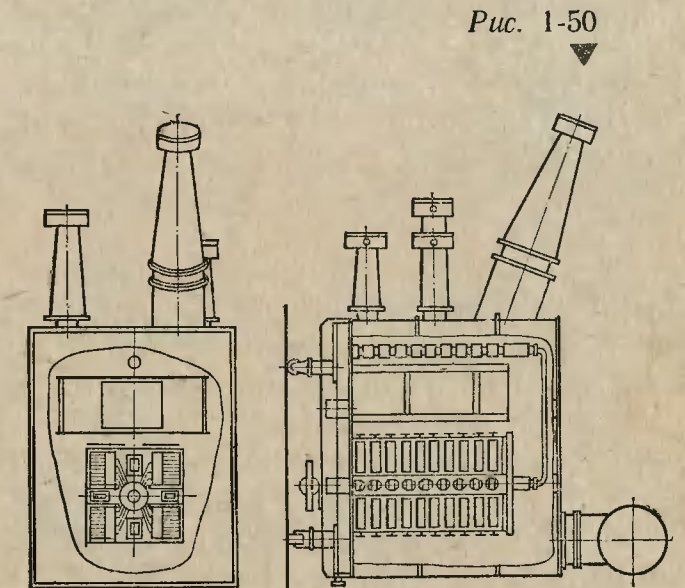


Рис. 1-50

«отдых» на 0,2—0,5 сек рабочим вентилям моста после прохождения через них аварийного тока.

Для моста на тиристорных блоках шунтирующий вентиль не нужен, так как его функции могут выполнять любые два вентиля, принадлежащие одной фазе, но разным группам. Это упрощает схему и уменьшает количество вентилях на 16%;

3) при эксплуатации ртутных вентилях мост периодически отключают на некоторое время для выполнения профилактических осмотров, мелких ремонтов, откачки форбаков и др. Для моста на тиристорах такая профилактика значительно упрощается;

4) ртутные вентили нужно подготавливать к включению в работу: за некоторое время до работы включать зажигание и нижнее возбуждение для прогрева, постепенно набирать нагрузку после долгого перерыва.

Тиристорные блоки позволяют осуществить мгновенный набор нагрузки без всякой подготовки;

5) при выходе из строя ртутного вентиля его замена требует определенного времени в связи с необходимостью слива охлаждающей

жидкости (масла или воды), отключения собственных нужд и главных электродов. Если вышел из строя один ртутный вентиль из двух вентилях плеча, то он подлежит замене в ближайшее удобное время.

Тиристорные блоки конструируют так, что выход из строя определенного количества тиристоров не требует отключения блока. В некоторых конструкциях, например, при выходе из строя 10% всех тиристоров одного блока на потенциал земли передается предупредительный сигнал, но блок остается в работе, и только при выходе из строя 15% всех тиристоров блока мост нужно отключать для их немедленной замены;

6) на подстанции, оборудованной ртутными вентилями, требуются стерильное помещение и мастерская для мелкого ремонта вентилях, формовочные станды и другие технологические службы, что сильно усложняет и удорожает эксплуатацию.

Для тиристорных блоков все эти помещения не нужны, а требуется лишь небольшая мастерская для проверки тиристоров, которая не сложнее, чем обычная лаборатория для проверки измерительных приборов;

7) существенное упрощение дают тиристорные блоки в отношении режима охлаждения. Если для ртутных вентилях требуется поддержание температуры воздуха помещения в пределах 15—18°C, а охлаждающей среды котла (воды или масла) в пределах 25—40°C для вентилях разных типов с точностью 1—2°C, то для тиристоров температура *p-n*-перехода может изменяться в диапазоне от -40 до +125°C. Это существенно упрощает систему охлаждения тиристорных блоков. Тиристорные блоки могут быть помещены в бак с маслом для наружной установки на опорных изоляторах и могут эксплуатироваться как трансформаторы. Наружная установка ртутных вентилях недопустима;

8) при наружной установке тиристоров, что, разумеется, возможно лишь в зоне с умеренным климатом и малыми загрязнениями, отпадает надобность в сооружении вентиляного зала. При этом подстанция становится более компактной, исключаются вводы в зал вентилях, уменьшается собственная емкость шин и упрощаются демпфирующие контура, которые можно совместить конструктивно с тиристорными блоками;

9) при замене ртутных вентилях тиристорными блоками исключается вредное воздействие ртутных паров на обслуживающий персонал подстанции.

Однако тиристорные блоки имеют и ряд недостатков, ограничивающих их применение:

1) ртутные вентили способны восстанавливать свои свойства после перенапряжений и аварийных токов, даже если они превосходят нормы на 20—30%.

Тиристорные блоки являются невосстанавливаемыми элементами и после перенапряжений или аварийных токов, превышающих допустимые, полностью выходят из строя. В связи с этим тиристорные блоки должны быть защищены разрядниками и токоограничивающими

элементами с более жесткими характеристиками, чем при защите ртутных вентилях (например, с малым разбросом пробивных напряжений разрядников);

2) современные тиристорные блоки имеют втрое большие потери мощности, чем ртутные вентили, из-за большого количества тиристоров, включенных последовательно в блок, и большого падения напряжения в прямом направлении. Это, в свою очередь, увеличивает мощность холодильных агрегатов системы охлаждения;

3) количество отдельных тиристоров на подстанции в сотни раз превышает количество ртутных вентилях из-за малого значения допустимого обратного напряжения (2,5 кВ против 150 кВ для ртутных вентилях);

4) кратность допустимого аварийного тока тиристоров в 2—2,5 раза ниже, чем ртутных вентилях;

5) наименьший угол погасания тиристорных блоков составляет приблизительно 4°, тогда как для ртутных вентилях — 1—2°.

Экономическое сравнение показывает, что современные тиристорные блоки по крайней мере втрое дороже ртутных вентилях, что и ограничивает их применение в настоящее время. Такое сравнение на основе данных английской фирмы Инглиш Электрик проведено для мостов на 150 кВ 1800 А, 270 Мвт и показано на рис. 1-51. Рассматривался мост, собранный на ртутных вентилях и на тиристорах. При этом была учтена и перспектива повышения к. п. д. тиристоров: потери мощности в них принимались как для тиристоров с напряжением переключения 2,5 кВ, а количество тиристоров, включенных последовательно, рассчитывалось исходя из напряжения переключения 3,6 кВ. Ртутные вентили были приняты 6-анодными. На рис. 1-51,а дается сопоставление высоковольтных ртутных вентилях 1 и тиристорных блоков 2 по потерям ΔP в зависимости от напряжения переключения тиристора $U_{пер}$; а на рис. 1-51,б — по стоимости моста C_m в зависимости от стоимости тиристоров C_t (от их стоимости в настоящее время). Из приведенных характеристик следует, что если напряжение переключения тиристоров поднять до 3,6 кВ, оставив потери теми же, что и для тиристоров с напряжением переключения 2,5 кВ, то потери мощности в них могут быть теми же, что и в ртутных вентилях, однако стоимость моста на тиристорах будет при этом на 60% выше, чем на ртутных вентилях. Потребуется уменьшить стоимость тиристоров, по крайней мере в 2,5 раза, чтобы получить те же экономические показатели, что и для ртутных вентилях.

В настоящее время применение тиристорных блоков оправдано с экономической стороны лишь для преобразовательных установок

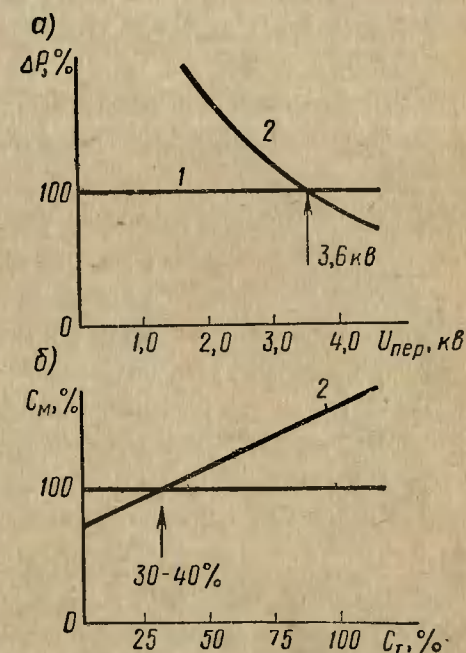


Рис. 1-51

мощностью не выше 100 Мвт, если сами эти установки имеют экономические преимущества для передачи энергии постоянным током (например, при кабельном варианте). Для большей мощности передачи в настоящее время ртутные вентили имеют экономические преимущества перед тиристорными блоками, хотя и уступают им в ряде технических вопросов. При дальнейшем развитии массового производства тиристоров возможно их удешевление. Кроме того, если сразу проектировать преобразовательную подстанцию на тиристорных блоках, также возможна реализация их преимуществ. При этом возможно более широкое применение тиристорных блоков для передачи энергии постоянным током. Нет сомнений в том, что будущее — за тиристорными блоками. Техничко-экономическое сравнение высоковольтных ртутных вентилях и тиристорных блоков, проведенное американской фирмой Дж. Генерал Электрик в 1970 г. для преобразовательной установки на 320 Мвт, показало, что вариант на тиристорных блоках дешевле и надежнее, чем на ртутных вентилях.

§ 1-3. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРИ ПЕРЕДАЧЕ ЭНЕРГИИ И ОБЪЕДИНЕНИИ СИСТЕМ. ВЫБОР ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ПЕРЕМЕННОГО И ПОСТОЯННОГО ТОКА

Передача электроэнергии на значительные расстояния является проблемой как технической, так и экономической. Оба вопроса тесно связаны между собой.

Пропускная способность электропередачи. Пропускная способность определяется ее назначением и должна быть такой, чтобы при соблюдении нормированных запасов по устойчивости можно было передавать мощность, необходимую по балансу активной мощности в системе, в основных — нормальных и послеаварийных — режимах. Передаваемая мощность должна соответствовать условиям экономичности работы объединенной системы в целом. Естественно, что здесь должна быть учтена возможность постепенного развития линии передачи с учетом темпов роста нагрузок с тем, чтобы вкладывать средства в сооружение передачи по мере ее создания и развития. Немаловажное значение при этом имеет и простота конструктивных решений, обеспечивающих наименьшие затраты на сооружение линии электропередачи. Если электропередача сооружается для объединения систем, то следует учитывать и перспективы развития их в дальнейшем в соответствии с имеющимися планами. Учет средств регулирования и средств автоматизации в системе при проектировании электропередач позволяет уменьшить затраты на их резервирование.

Решение всех перечисленных выше вопросов при выявлении целесообразности сооружения электропередачи составляет единую технико-экономическую задачу.

При оценке технической допустимости и экономической целесообразности той или иной электропередачи приходится считаться с возможными трудностями и ограничениями, которые могут возникать на данном уровне развития техники, а также завершенностью разра-

боток конструктивных решений, обеспечивающих промышленное исполнение оборудования, необходимого для линии передачи при приемлемой их стоимости.

При передаче энергии переменным током возможны ограничения технического характера, обусловленные наличием определенного предела по мощности линии. Необходимость же обеспечения достаточных запасов по устойчивости параллельной работы станций, связанных электропередачами, может привести к уменьшению передаваемой мощности или к введению неоправданно дорогостоящих мероприятий по увеличению пропускной способности, например к сооружению дополнительной цепи электропередачи или строительству линий на более высоком номинальном напряжении. Однако последний вариант может подлежать проработке лишь при уверенности практической реальности его осуществления. В некоторых случаях по условиям регулирования напряжения в заданных пределах может потребоваться настолько большая реактивная мощность, что выработку ее будет затруднительно осуществить не только по экономическим, но и по техническим соображениям.

Обеспечение нормальной работы электропередачи в холостых режимах или при сбросах нагрузки вызывает необходимость ограничивать внутренние перенапряжения. С ростом протяженности электропередачи величина внутренних перенапряжений в этих режимах увеличивается, с чем приходится определенным образом считаться при выявлении возможностей электропередачи. Разумеется, что в результате научных исследований и проектно-изыскательских работ удастся снимать те или иные ограничения, расширяя возможности дальних электропередач.

Сказанное хорошо иллюстрируется примером проектирования, создания и опытом эксплуатации электропередачи, связывающей Волжскую ГЭС им. В. И. Ленина с Московской энергосистемой. Эта крупнейшая современная двухцепная электропередача сначала была построена на напряжение 400 кВ, по ней на расстояние порядка 1000 км передавалась мощность более 1 млн. кВт. Между тем проекты 1938—1940 гг. предполагали сооружение этой же электропередачи шестью-семью параллельными цепями. Таким образом, совместная работа энергетиков страны в течение десятилетия изменила представление о возможностях передачи энергии переменным током на расстояние 1000 км.

Опыт строительства, эксплуатации линии Волжская ГЭС им. В. И. Ленина — Москва, широкие исследования, выполненные исследовательскими, проектными организациями и конструкторскими бюро, позволили перевести эту линию на номинальное напряжение 500 кВ, что увеличило ее пропускную способность до 1,5 млн. кВт. Основным фактором, обеспечивающим применение номинального напряжения 500 кВ, был отказ от выбора уровней изоляции дальних электропередач по величине возможных максимальных внутренних перенапряжений и переход к их принудительному ограничению до возможной величины. Так, при проектировании электропередач напряжением 400 кВ уровень изоляции выбирался равным $3U_{\phi}$, а для электропередач 500 кВ этот уровень по технико-экономическим соображениям был принят равным $2,5 U_{\phi}$. Принудительное ограничение внутренних перенапряжений оказалось возможным вследствие применения специальных средств защиты, использующих комбинированные магнитно-вентильные разрядники; воздушных выключателей, не дающих при отключениях холостых линий повторных зажигания; реакторов, устанавливаемых на линии по условиям работы ее в нормальных режимах; устройств релейной защиты и автоматики. Разработанные и осуществленные мероприятия позволили обеспечить высокую эксплуатационную надежность и экономичность передач, сохранив при этом для оборудования 500 кВ те же уровни изоляции, что и для линий напряжением 400 кВ.

При проектировании электропередачи напряжением 750 кВ, связывающей Конаковскую ГРЭС с Московской системой, уровень изоляции выбирался из условия принудительного ограничения внутренних перенапряжений до величины $2,1 U_{\phi}$.

В настоящее время проходят исследования, выявляющие возможности увеличения номинальных напряжений ЛЭП переменного тока до 1000—1200 кВ.

Ограничения, связанные с факторами экономического характера, при передаче электроэнергии на расстояние обуславливаются увеличением единовременных капиталовложений и ежегодных издержек, необходимых на эксплуатацию электропередачи, и повышением стоимости потерь энергии, т. е. ростом стоимости передачи энергии. С увеличением длины электропередачи неизбежно растет стоимость потерь энергии. Потери энергии на нагрев проводов связаны не только с током, соответствующим передаваемой мощности, но и с протеканием зарядных токов. Эти токи и вызванные ими потери в дальней электропередаче весьма существенны и, так же как и потери на корону, могут составить заметную долю общих потерь мощности и энергии.

Увеличение числа параллельных цепей электропередачи сверхвысокого напряжения может приводить к заметному уменьшению ее к. п. д. Удельные же капитальные затраты при переходе от одной к двум цепям растут.

Стремление уменьшить стоимость передачи энергии неизбежно ведет к увеличению капитальных вложений и росту расхода металла и других материалов. Протяженные электропередачи Волжская ГЭС им. В. И. Ленина — Москва, Волжская ГЭС им. В. И. Ленина — Урал, Волжская ГЭС им. XXII съезда КПСС — Москва, введенные в свое время в эксплуатацию и имеющие промежуточные подстанции и переключательные пункты, явились основой развития разветвленной сети напряжением 500 кВ в Европейской части СССР. Выполнение такой сети возможно при сниженных затратах, так как сооружение коротких электропередач, имеющих высокую пропускную способность, в большинстве случаев не требует применения компенсирующих устройств. Если учесть, что выполнение схем коротких линий сверхвысокого напряжения проще, нежели схем дальних линий электропередач, то это может дать еще больший экономический эффект.

В условиях социалистической экономики эффективность того или иного выполнения электропередачи должна определяться исходя из народнохозяйственного эффекта в целом.

Приведенные выше соображения являются общими как для решения вопроса о целесообразности сооружения той или иной передачи, так и для выбора параметров электропередачи, намеченной к сооружению.

Остановимся более подробно на вопросах выбора основных параметров электропередачи переменного тока. Основными параметрами линии электропередачи являются: пропускная способность, напряжение, число цепей, сечение проводов фазы и их конструктивное исполнение.

Номинальное напряжение электропередачи. Это напряжение определяется в основном передаваемой активной мощностью и длиной линии. Увеличение передаваемой мощности приводит к необходимости повышения номинального напряжения. Предел по мощности электропередачи, грубо говоря, пропорционален квадрату номинального напряжения, стоимость же линии увеличивается практически линейно с ростом номинального напряжения, так же как стоимость конечных подстанций для линий переменного тока напряжением до 750 кВ. Для линий электропередач переменного тока свыше 750 кВ и для ЛЭП постоянного тока стоимость конечных подстанций растет быстрее. Удельные приведенные народнохозяйственные затраты для линии заданной длины снижаются с увеличением передаваемой мощности и ее номинального напряжения. Последнее является экономической основой для перехода к линиям сверхвысокого напряжения на современном этапе развития энергетических систем. Для высоковольтных линий переменного тока в СССР установлены номинальные напряжения

(ступени напряжения): 20, 35, 110, 150, 220, 330, 500, 750, 1150 кВ. Переход от одной ступени напряжения к другой обеспечивает повышение натуральной мощности передачи в 4—6 раз. Изменение номинального напряжения влияет на предельную мощность электропередачи и, конечно, зависит от ее длины. Рис. 1-52 показывает, что при длине линии порядка 200—230 км рост номинального напряжения в пределах до 220 кВ приводит к значительному увеличению предельной мощности. Дальнейшее повышение напряжения при этих длинах оказывается малоэффективным, поскольку при этом сопротивление линии становится малым по сравнению с сопротивлением генератора и трансформаторов, которые в этих условиях и определяют величину предельно передаваемой мощности. При длинах линии 800—1000 км эффективно увеличение номинального напряжения линии до 500 кВ. Для длин линии 1200—1400 км оправданным с точки зрения увеличения пропускной способности становится напряжение порядка 750—1000 кВ.

Следует, однако, иметь в виду, что введение новых более высоких номинальных напряжений, по сравнению с уже существующими, требует всестороннего учета технической и конструктивной завершенности разработок оборудования на это напряжение.

Увеличение напряжения линии приводит к уменьшению

потерь, связанных с протеканием по проводам линии рабочего тока. Но, как было отмечено выше, с повышением напряжения растут потери от емкостных токов и потери на корону. Это может привести к тому, что при малых нагрузках к. п. д. линий передачи более низкого напряжения может оказаться выше, чем линии передачи более высокого напряжения. Определенное влияние на выбор номинального напряжения электропередачи оказывает конфигурация существующей сети, а также наличие в этом районе передач того или иного номинального напряжения.

Обоснование номинального напряжения электропередачи является сложной задачей, методика решения которой пока еще разработана недостаточно полно. В современной практике проектирования номинальное напряжение электропередачи выбирается на основании сопоставления технико-экономических показателей возможных вариантов с различными напряжениями. При этом приходится принимать во внимание число цепей электропередачи, ее конструктивное выполнение, возможные сечения проводов, затраты на сооружение повысительной и понизительной подстанций и многое другое.

Для каждого i -го из сопоставляемых вариантов находятся приведенные народнохозяйственные затраты, отнесенные к одному году:

$$Z_i = pK_i + I_i + U_i,$$

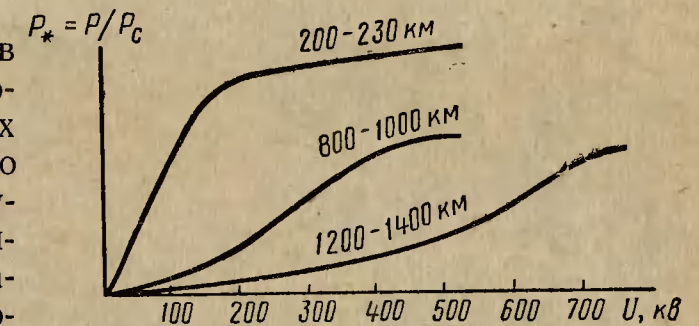


Рис. 1-52

где $p = 0,12$ — коэффициент приведения, или нормативный коэффициент эффективности капиталовложений; K_i — капиталовложения в линию и подстанции; I_i — ежегодные издержки, связанные с эксплуатацией передачи; U_i — вероятный народнохозяйственный ущерб от недоотпуска электроэнергии*.

Удельные приведенные затраты (руб./квт), связанные с передачей по линии 1 квт мощности,

$$Z_{уд i} = Z_i / P,$$

причем P — активная мощность, на которую рассчитывается электропередача.

К исполнению принимается вариант электропередачи с номинальным напряжением, при котором удельные приведенные к одному году народнохозяйственные затраты будут минимальными.

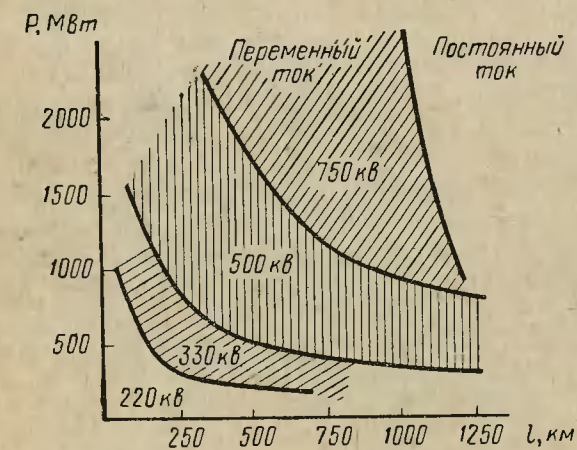


Рис. 1-53

Для предварительной оценки возможного номинального напряжения электропередачи и сопоставления вариантов с целью проведения окончательного технико-экономического анализа полезно использовать зоны применения электропередач различного напряжения. На рис. 1-53 в функции длины линии показана передаваемая активная мощность на одну цепь. Расчеты границ зон, выполненные в ВГПИ и НИИ «Энергосетьпроект»

на основе приведенных народнохозяйственных затрат, учитывают расходы на сооружение самой линии, подстанций, устройств компенсации и средства повышения пропускной способности. На границе зон имеет место равенство приведенных затрат двух вариантов исполнения электропередачи со смежными номинальными напряжениями при одинаковой длине и передаваемой активной мощности одной цепи.

Напряжения электропередач постоянного тока пока не нормированы. Напряжение полуцепи $U_{пч}$ определяется напряжением одного моста $U_{ам}$ и количеством мостов, включенных последовательно в полуцепи. Обычно в полуцепь включают четное количество мостов, для того чтобы при работе каждой полуцепью независимо в ней обеспечивался 12-фазный режим преобразования. Это возможно лишь тогда, когда количество мостов с вентильной обмоткой трансформатора, соединенной в звезду, будет равно количеству мостов с вентильной обмоткой трансформатора, соединенной в треугольник (см. § 2-2). Однако в ряде случаев при большом числе часов использования обеих полуцепей в каждую из них включают нечетное количество мостов.

* Методика определения величины U изложена в учебных пособиях: Н. А. Мельников. Электрические сети и системы. «Энергия», 1969, стр. 238; под ред. В. А. Веникова. Электрические системы. Т. II. Электрические сети. «Высшая школа», 1970, стр. 296.

Например, на 1-й Тихоокеанской передаче в США в каждой полуцепи включены три моста. Общее количество мостов на подстанции, обеспечивающее 12-фазный режим преобразования и возможность независимого ремонта каждого моста, выбирают $n \geq 2$. Параметры одного моста определяются параметрами существующих вентиляей.

При выборе напряжения для передачи постоянного тока необходимо задаться некоторыми исходными данными, основными из которых являются следующие: 1) требуемая мощность передачи; 2) график и число часов использования наибольшей нагрузки; 3) длина и конструкция линии (воздушная или кабельная); 4) направление потока мощности; 5) тип и параметры вентиляей; 6) мощность и напряжение одного моста; 7) тип линии: «два полюса — земля» или «один полюс — земля»; 8) мощность короткого замыкания и напряжение передающей и приемной систем переменного тока; 9) частота связываемых систем и пределы изменения частоты (в общем случае $f_1 \neq f_2$: либо $f_1 = \text{var}$, $f_2 = \text{const}$; либо $f_1 = \text{var}$, $f_2 = \text{var}$); 10) резерв реактивной мощности в связываемых системах; 11) допустимые искажения напряжения на шинах связываемых систем; 12) перспективы развития связываемых систем ЛЭП постоянного тока и возможность использования межсистемного эффекта; 13) требуемая надежность ЛЭП постоянного тока; 14) характер трассы, условия прокладки ЛЭП, очередность пуска.

Напряжение между полюсами передачи выбирается обычно исходя из передаваемой мощности. Так, например, данные для биполярной воздушной линии постоянного тока (на цепь) при длине линии 500—2000 км отражают практику проектирования и могут служить для ориентировочной оценки:

Напряжение между полюсами, кв	260	380	570	870	1300	2100
Передаваемая мощность, Мвт	300	640	1100	1600	6000	10 000

При передаваемой мощности $P_d < 300$ Мвт возможно применение линии, работающей по системе «полюс — земля», если нет возражений против возврата тока через землю. При $P_d > 300$ Мвт линия проектируется по схеме «два полюса — земля».

Линия выбирается воздушной, если не оговариваются специальные условия прокладки трассы, так как воздушная линия в несколько раз дешевле кабельной. При особых условиях прокладки трассы (переход через водные преграды шириной более 2—3 км, глубокий ввод в город, горное ущелье и др.) ЛЭП обычно выбирается кабельной.

Для однонаправленной передачи схемы выпрямительной и инверторной подстанций могут быть различны в зависимости от схем передающей и приемной системы переменного тока.

Преобразовательные подстанции реверсивной передачи постоянного тока обычно проектируются по одинаковой схеме. Количество мостов на обеих подстанциях одинаково во всех случаях.

Число цепей электропередачи. Поскольку многоцепная линия занимает большую полосу отчуждения, требует крупных единовременных капиталовложений, большего количества металла и других материалов, стремятся иметь возможно меньшее число цепей.

Сооружение одноцепных линий возможно при передаваемой по ним мощности, не превышающей 10—15% от мощности системы. В этих условиях потеря мощности электропередачи вследствие ее отключения будет восполнена имеющимся резервом приемной системы без какого-либо нарушения нормальной работы. Если передаваемая по одной цепи мощность составляет 20—25% от мощности системы, то выполнять линию одноцепной нельзя.

Объединение систем одноцепными линиями электропередачи часто не позволяет полностью использовать межсистемный эффект и поясной сдвиг во времени без повышения их напряжения.

Такое положение, например, существует на одноцепной межсистемной связи Волжская ГЭС им. В. И. Ленина — Урал, пропускная способность которой составляет 7—10% от мощности объединяемых систем, в то время как межсистемный эффект мог бы дать большие мощности. При обосновании числа цепей электропередачи приходится учитывать, что увеличение их приводит к резкому возрастанию единовременных капиталовложений в основ-

ном за счет затрат на сооружение линий. Затраты же на подстанции мало зависят от изменения числа цепей. Увеличение числа цепей электропередачи может ухудшать ее эксплуатационные показатели из-за роста потерь мощности и энергии вследствие протекания значительных емкостных токов и появления значительных потерь на корону. Так, для линии напряжением 500 кВ зарядный ток составляет около 1,2 а/км, а среднегодовые потери мощности на корону могут колебаться от 4 до 7 кВт/км в зависимости от конструкции проводов и климатических условий вдоль трассы электропередачи.

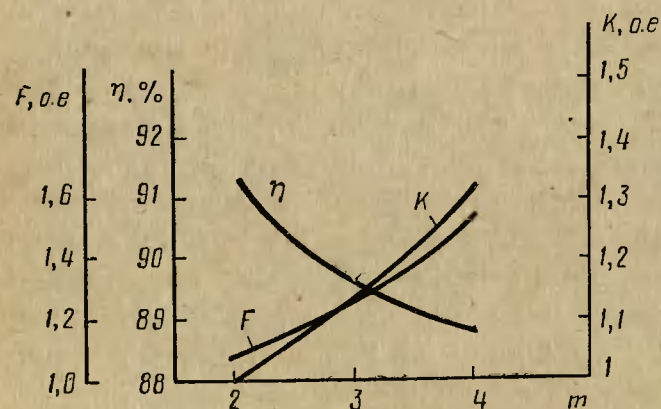


Рис. 1-54

Рост потерь активной мощности при увеличении числа цепей m влияет на удельные единовременные капитальные затраты K линии 500 кВ, а также на к. п. д. η и сечение F проводов линии (рис. 1-54).

Число цепей электропередачи, разумеется, не может выбираться без анализа устойчивости системы, определения пропускной способности передачи и средств ее увеличения. Необходимо при этом учитывать и имеющийся в системе резерв, а также вероятный народнохозяйственный ущерб от возможного недоотпуска электроэнергии.

В тех случаях, когда оказывается необходимым сооружение электропередачи тремя и более параллельными цепями, целесообразно рассмотреть варианты выполнения ее на более высоком номинальном напряжении.

Число цепей и количество мостов на передаче постоянного тока. После выбора параметров вентилей определяется количество мостов n на подстанции, причем это значение должно быть таким, чтобы отношения $n = U_d/U_{dm}$ и $n = P_d/P_{dm}$ давали целое четное число, равное или большее двух. Здесь U_d , P_d — напряжение между полюсами и мощность передачи; U_{dm} , P_{dm} — напряжение и мощность одного моста. Количество цепей и мостов передачи

постоянного тока должно уточняться при выборе напряжения и схемы передачи. Если оказалось, что $n > 10$, то рассматривается возможность параллельного соединения мостов либо необходимость сооружения второй цепи.

После выбора схемы передачи проверяется, не окажется ли ниже заданной результирующая надежность передачи, характеризуемая количеством сбросов мощности на передачу в год из-за отключения мостов, полупроводников, всей передачи, а также коэффициентом готовности за год:

$$K_r = \frac{8760 - (t_p + t_{ав})}{8760} \cdot 100\%,$$

где t_p — длительность профилактики и планового ремонта передачи; $t_{ав}$ — длительность аварийных простоев передачи.

После окончательного уточнения схемы рассчитываются нормальные и переходные процессы передачи; проводится координация изоляции; выбираются схемы защиты от перенапряжений, автоматики и релейной защиты передачи; определяются к. п. д. и себестоимость передачи энергии.

Сечение проводов электропередач. Для электропередач переменного тока стандартного напряжения 220 кВ и ниже сечение выбирается исходя из нормированной экономической плотности тока, являющейся функцией времени использования наибольшей нагрузки и материала проводов, а также конструктивного исполнения линии (воздушная или кабельная). На линиях электропередач напряжением 220 кВ и ниже сечения проводов, выбранные по экономической плотности тока, оказываются выше минимально допустимых по условиям общего коронирования проводов. В этих случаях величина потерь на корону бывает незначительной и ею в большинстве случаев пренебрегают при определении как режимных параметров передачи, так и потерь мощности и энергии. Учет потерь на корону в линиях такого класса может оказаться вынужденным при переводе их на более высокое номинальное напряжение.

Провода линий сверхвысокого напряжения выбираются на основании сопоставления приведенных затрат ряда вариантов электропередачи. Необходимо сравнить варианты при разных сечениях проводов, поскольку они отличаются не только единовременными капитальными вложениями и отчислениями на амортизацию и ремонт линии, но и разной стоимостью потерь энергии на нагрев проводов и корону. Выбирая сечение проводов, приходится одновременно определять число проводов фазы, их расположение и расстояние между ними. Эти параметры проводов фазы, в свою очередь, определяют габариты и конструктивное выполнение линии электропередачи, натуральная мощность которой существенно изменяется в зависимости от расщепления (табл. 1-4).

Опыт проектирования и сооружения электропередач показывает, что обычно каждому номинальному напряжению соответствует определенное число проводов в фазе. Так, правилами устройства электроустановок (ПУЭ) рекомендуется для линий 330 кВ применять 1—2 провода

Таблица 1-4

Характеристика электропередач с расщепленными проводами

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	Натуральная мощность при числе проводов в фазе			
	1	2	3	4
110	30	—	—	—
220	120	150	—	—
330	270	340	—	—
500	625	780	890	960
750	—	—	2000	2190
1150	—	—	3570	3850

в фазе, линий 500 кВ — 2-3 провода в фазе. При напряжении 750 кВ целесообразно иметь фазу с четырьмя расщепленными проводами. Если считать, что число проводов в фазе по тем или иным соображениям выбрано, то приведенные затраты варианта i с общим сечением проводов фазы F_i

$$Z_i = pK_i + aK_i + I_n + I_k,$$

где $K_i = (K_{1i} + K_{2i}F_i)l$ — капитальные затраты на сооружение электропередачи, причем K_{1i} — составляющая этих затрат, не зависящая от сечения проводов, руб./км; K_{2i} — составляющая, зависящая от сечения проводов, руб./мм² · км; l — длина линии, км; a — годовые отчисления от стоимости электропередачи на амортизацию, ремонт и ее обслуживание в долевых единицах; I_n — годовые издержки, связанные с потерями на нагрев, руб.; I_k — то же, с потерями на корону, руб.

Добиваясь соответствующим выбором сечения проводов минимума приведенных затрат, приравняем нулю производную $\partial Z/\partial F$ и найдем плотность тока ($a/\text{мм}^2$), обеспечивающую искомый минимум:

$$j_{\text{эк}} = 10 \sqrt{\frac{10K_2(p+a)}{3\rho C_\tau(\tau + 8760K_k)}},$$

где ρ — удельное сопротивление проводов фазы, ом/км · мм²; C_τ — стоимость потерь энергии, руб./кВт · ч; τ — время наибольших потерь:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{0,1T_{\text{макс}}}{1000}\right)^2 \cdot 8760 \text{ ч};$$

K_k — коэффициент, учитывающий потери энергии на корону.

Из приведенного выражения видно, что экономическая плотность тока линий сверхвысокого напряжения зависит от составляющей стоимости линии, связанной с сечением проводов. Эта величина, в свою очередь, зависит от района, в котором сооружается линия электропередачи, и от конструкции линии. Стоимость потерь энергии определяется характеристиками энергетического оборудования, находящегося в эксплуатации систем, где сооружается линия, и многого другого. Потери на корону в линии передачи связаны с климатическими

условиями района, в котором проходит трасса линии. Учет специфики каждой конкретной передачи сверхвысокого напряжения приводит к тому, что величина экономической плотности тока не остается неизменной.

По данным ВГПИ и НИИ «Энергосетьпроект», экономическая плотность тока электропередач напряжением 500 кВ может меняться от 0,7 а/мм² (Европейская часть СССР) до 0,9—1 а/мм² (Центральная Сибирь), а для электропередач напряжением 330 кВ, допускающих большее разнообразие их конструктивного исполнения, различие в экономической плотности тока еще существеннее. Все это приводит к тому, что нормировать величину экономической плотности тока для линий передач такого класса нецелесообразно. При одинаковом количестве проводов в фазе сечение проводов линий сверхвысокого напряжения рекомендуется выбирать на основе нормирования пределов их токовых нагрузок при учете конструктивного исполнения линии и климатических условий трассы.

Можно найти пределы экономических токовых нагрузок любого сечения, сопоставляя приведенные затраты в двух вариантах, когда линия выполнена двумя смежными марками проводов.

Если расчетный ток электропередачи обозначить через I , то уравнение приведенных затрат можно записать в обобщенном виде:

$$Z_i = (p+a)K_i + \frac{3I^2 r_i}{1000} Z_{y.э} + \Delta P_{ki} Z'_{y.э},$$

где $i = 1, 2$ — соответствует сечению проводов линии F_1 и F_2 ; a — амортизационные отчисления от стоимости линии, в долях единицы; K_i — стоимость 1 км линии с сечениями F_1 и F_2 соответственно, тыс. руб./км; ΔP_{k1} , ΔP_{k2} — среднегодовые потери мощности на корону на 1 км линии с сечением F_1 и F_2 , соответственно, кВт/км; $Z_{y.э}$, $Z'_{y.э}$ — удельные приведенные затраты на производство энергии для покрытия потерь на нагрев проводов и на корону, руб./кВт.

Если $F_2 > F_1$, то $K_2 > K_1$, $r_2 < r_1$ и $\Delta P_{k2} < \Delta P_{k1}$. Разница в приведенных затратах этих вариантов будет зависеть от тока передачи. Очевидно, что существует такое предельное значение экономического тока $I_{\text{пр.эк1}}$, при котором приращение, определяемое капитальными затратами варианта с большим сечением, будет скомпенсировано уменьшением стоимости потерь на корону и нагрев проводов, т. е. будет иметь место равенство

$$Z_1 - Z_2 = 0.$$

Дальнейшее увеличение тока по сравнению с $I_{\text{пр.эк1}}$ делает вариант с сечением проводов F_2 более рациональным.

Значение предельного экономического тока для проводов с сечением F_1 находится из условия

$$Z_1 = Z_2.$$

При этом предел экономической токовой нагрузки проводов с сечением F_1

$$I_{\text{пр.эк1}} = 10 \sqrt{\frac{\Delta K(p+a) + 10\Delta P_k Z'_{y.э}}{3(r_1 - r_2) Z_{y.э}}},$$

где $\Delta K = K_2 - K_1$ — разность стоимости линии передачи с сечениями проводов F_2 и F_1 , руб./км; $\Delta P_k = \Delta P_{k1} - \Delta P_{k2}$ — разность средне-

годовых потерь мощности на корону для тех же сечений проводов; r_1, r_2 — удельное активное сопротивление проводов с сечениями F_1 и F_2 соответственно, ом/км .

Проводя аналогичные рассуждения для проводов смежных марок F_2 и F_3 , можно найти экономический предел токовой нагрузки проводов с сечением F_2 и т. д. Другими словами, для каждого сечения проводов в условиях сооружения конкретной передачи можно найти экономические интервалы токовой нагрузки, когда применение проводов такого сечения оказывается целесообразным. Последнее можно иллюстрировать рис. 1-55, на котором показаны экономические интервалы токовой нагрузки проводов трех смежных сечений (F_1, F_2, F_3) и введены обозначения: $I_{\text{пр. эк}2}$ — предел экономической токовой нагрузки сечения F_2 ; $I_{\text{пр. эк}1}$ — то же, для F_1 . Из графиков можно установить,

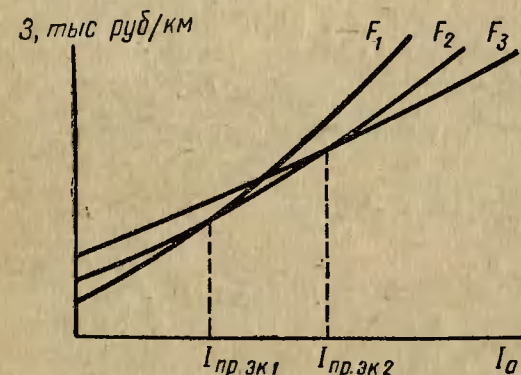


Рис. 1-55

что экономический интервал применения проводов с сечением F_2 ограничивается величинами тока $I_{\text{пр. эк}1}$ и $I_{\text{пр. эк}2}$. Если расчетный ток передачи $I < I_{\text{пр. эк}1}$, то целесообразно применять провода с сечением F_1 ; при $I > I_{\text{пр. эк}2}$ линию передачи следует выполнять проводами с сечением F_3 .

Практически сечения проводов электропередач сверхвысокого напряжения, при принятом по тем или иным соображениям одинаковом числе проводов в фазе, выбирают следующим образом.

По пропускной способности электропередачи и ее напряжению определяют рабочий ток передачи (a):

$$I = P / (\sqrt{3} m U \cos \varphi),$$

где m — число цепей электропередачи.

Для протяженных электропередач напряжением 330 кВ принимают коэффициент мощности $\cos \varphi = 0,9-0,95$, а для линий напряжением 500 кВ и выше — $\cos \varphi = 0,95-1$.

Принимая среднюю плотность тока для линий электропередач данного напряжения $j_{\text{ср}}$ и число проводов в фазе n , находят возможное сечение проводов (мм^2):

$$F = I / (j_{\text{ср}} n).$$

По полученному значению сечения проводов F для дальнейшего обоснования принимают два ближайших стандартных сечения F_i и F_{i+1} , причем обычно $F_i < F < F_{i+1}$. Если расчет покажет, что $I_{\text{пр. эк} i} > I$, то сечение проводов электропередачи принимают равным F_i , тогда экономическая плотность тока данной электропередачи $j = I / F_i$. В противном случае ($I_{\text{пр. эк} i} < I$) сечение проводов следует принять равным F_{i+1} , при этом экономическая плотность тока $j = I / F_{i+1}$.

В выражении приведенных затрат потери мощности на нагрев проводов определяются, как это обычно делается, наибольшим рабочим током электропередачи, но потери мощности на корону учитываются по величине среднегодовых потерь. В действительности наибольшие потери на корону могут быть значительно выше среднегодовых. Тем не менее расчет по среднегодовым потерям мощности на корону справедлив, так как ориентация на предельно возможные потери на корону приведет к неоправданному и резкому удорожанию электропередачи.

Указанный выше подход правомерен, так как пики потерь на корону, связанные с выпадением изморози, составляют несколько часов в году и чаще всего наблюдаются утром, когда нагрузка системы не достигает максимума. Пики, обусловленные выпадением дождя и мокрого снега, возможны в течение нескольких суток, но даже эти пики потерь на корону не превышают 10% от передаваемой по линии активной мощности, тогда как резерв в системе существенно превышает эту величину.

Бывают случаи, когда приходится решать вопрос о числе проводов в фазе. Например, большие гололедные и ветровые нагрузки, а также сложность монтажных работ вызвали необходимость сооружения электропередачи напряжением 500 кВ Тюмень — Сургут при расщеплении проводов фазы на два. Большинство же передач на это напряжение имеет три провода в фазе. При этом выбор сечения проводов должен сопровождаться определением числа параллельных проводов фазы, что усложняет задачу и не дает возможности определить предельные экономические токовые нагрузки по приведенным выше выражениям. Изменение числа параллельных проводов в фазе приводит, как известно, к изменению реактивного сопротивления и проводимости линии электропередачи, а следовательно, пропускной способности электропередачи и реактивной мощности, связанной с протеканием зарядных токов в линии. Указанные обстоятельства приводят к изменению мощности устройств, связанных с увеличением пропускной способности электропередачи, баланса реактивной мощности внутри передачи, а также реактивной мощности, которая может быть выдана от электропередачи в систему. Все это приходится учитывать при выборе сечений проводов электропередачи и вводить соответствующие составляющие в выражение приведенных затрат, которые в данном случае можно найти согласно выражению, рекомендованному ВГПИ и НИИ «Энергосетьпроект»:

$$Z_i = (p + a) K_i + \Delta P_{\text{н}i} Z_{\text{у.э}} + \Delta P_{\text{к}i} Z'_{\text{у.э}} + Q_{\text{у.п}i} (p + a_{\text{у.п}}) K_{\text{у.п}} + \\ + Q_{\text{р}i} (p + a_{\text{р}}) K_{\text{р}} + Q_{\text{и.р}i} (p + a_{\text{и.р}}) K_{\text{и.р}},$$

где K_i — стоимость одного километра линии; $\Delta P_{\text{н}i}$ — удельные потери на нагрев проводов; $\Delta P_{\text{к}i}$ — удельные потери на корону; $Z_{\text{у.э}}, Z'_{\text{у.э}}$ — удельные приведенные затраты, связанные с производством энергии на покрытие потерь от нагрева проводов и на корону соответственно; $Q_{\text{у.п}i}$ — мощность устройств на повышение пропускной способности линии передачи, отнесенная к 1 км линии; $K_{\text{у.п}}$ — удельная стоимость устройств повышения пропускной способности; $Q_{\text{р}i}$ — мощность реакторов, отнесенная к 1 км линии; $K_{\text{р}}$ — удельная стоимость реакторов; $Q_{\text{и.р}i}$ — мощность источников реактивной мощности, устанавливаемых на подстанции приемной системы, отнесенная к 1 км линии; $K_{\text{и.р}}$ — стоимость установленного 1 кВА источников реактивной мощности; $a, a_{\text{у.п}}, a_{\text{р}}, a_{\text{и.р}}$ — амортизационные отчисления в долевых единицах от стоимости линий передачи, устройств на повышение пропускной способности, реакторов и источников реактивной мощности на подстанции приемной системы.

После определения приведенных затрат для каждого из сравниваемых вариантов и анализа результатов к исполнению принимается тот вариант, который имеет минимальные приведенные затраты.

Общая сравнительная экономическая оценка электропередач разных типов. При проектировании и проведении экономического анализа электропередач необходимо учитывать, что они являются только частью системы, а следовательно, их технико-экономические показатели могут быть определены только тогда, когда этот анализ будет являться частью общего анализа всех основных вопросов развития системы. В частности, этот анализ соприкасается с решением таких вопросов,

как структура системы (количество тепловых станций и гидростанций), размеры затоплений при создании водохранилищ, соотношения между местными сетями и дальними передачами и т. д. Вопросы оптимизации развития систем и их режимов, а также оптимизации сооружения электропередач, безусловно, имеют свои особенности, свой специфический подход, но они имеют и много общего. Общее заключается прежде всего в том, что электроэнергетическая система (система с обратными связями и с взаимодействием большого количества факторов, влияние которых нельзя рассматривать по отдельности, по одному, а необходимо анализировать во всей их совокупности) требует кибернетического подхода к анализу всех вопросов перспективного планирования и проектирования, текущего планирования, оптимизации эксплуатационных режимов и применения методов кибернетики к задачам собственно управления системой в ее нормальных и аварийных режимах.

Проблема оптимального развития ЕЭС и топливно-энергетического хозяйства имеет большое значение для всех социалистических стран с плановой экономикой, но именно в этих странах возникают трудности, обусловленные рядом факторов, в частности тем, что в расчеты стоимости, проводимые при планировании, иногда закладываются неточные данные. Корректировка этих данных была бы возможна на основе оптимального плана развития всего народного хозяйства и вытекающих из него цен.

Специфические трудности связаны также с колоссальной протяженностью ЕЭС Союза и многогранным влиянием на все стороны жизни и деятельности людей. Достаточно напомнить, что при перспективном планировании и проектировании необходимо решать такие задачи, как расположение электростанций на территории страны, что должно делаться с учетом перспектив использования различных видов топлива, размещения промышленности и населения по территории страны, влияния электростанций и расположенных вблизи них энергоемких предприятий на загрязнение атмосферы, водных бассейнов, возможного изменения климата в том или ином районе страны (влияние на биосферу). Со всеми этими и многими другими факторами приходится считаться все в большей степени *. Все это указывает на недопустимость частичного подхода к планированию развития энергетики и необходимость глобального подхода, учитывающего не только необходимость обеспечения энергией страны, но и многие сопутствующие эффекты.

Разумеется, что вопросы экономики при этом играют решающую роль. Правильность использования ресурсов и очередности сооружения энергетических объектов, сочетание развития по времени и по территории тепловых, гидравлических, атомных станций — все это имеет

* Например, уже сейчас в США не хватает воды и приходится применять специальные меры для ее накопления и сохранения. Отдельные районы нашей страны уже сталкиваются с рядом аналогичных проблем: необходимостью планирования расходования воды, уменьшения ее загрязнения, сохранения чистоты воздуха, в который наши электростанции ежегодно выбрасывают серный ангидрид, эквивалентный 28 млн. т серной кислоты, и т. д.

большое значение для того, чтобы от доли общего бюджета, расходуемой на энергетику, получить максимальный эффект. При этом необходимость подхода к энергосистеме как к сложной системе кибернетического типа с учетом влияния обратных связей между отдельными ее функциями становится все более и более важной.

Проблема оптимального управления существующей системой становится все острее, так как по мере развития систем в большей мере приходится учитывать то обстоятельство, что правильная постановка анализа работы системы и расчетов ее экономических и технических режимов повышает надежность энергоснабжения потребителей и обеспечивает повышение эффективности использования энергетических ресурсов. Наилучшая оптимальная организация управления оказывается равносильной выдаче потребителям некоторой дополнительной мощности, что в какой-то мере равносильно сооружению некоторых дополнительных энергетических установок. Таким образом, работа по анализу режимов систем, их регулированию, управлению и планированию в настоящее время оказывается эквивалентной работе по созданию некоторых материальных ценностей. Это положение проявляется в энергетике именно теперь, когда энергетическая система становится кибернетической.

Возрастающая роль электроэнергетики в жизни страны повышает требования, предъявляемые к надежности работы объединенных систем, методам предотвращения аварий и управления электроэнергетическими системами в нормальных режимах и при появлении аварийных ситуаций.

Сказанное подчеркивает возрастающее значение управления энергетическими системами, которое в будущем сможет отвечать своим целям только при переходе к кибернетическим методам. При этом, конечно, следует иметь в виду не только собственно управление энергетической системой в тех или иных аварийных ситуациях, но и управление текущими режимами системы. Применение методов кибернетики в регулировании систем и противоаварийной автоматике должно будет в большей степени, чем сейчас, ориентировать на комплексный подход, с одновременными, связанными между собой воздействиями на ряд устройств, реагирующих на изменение группы параметров (одновременное воздействие на системы возбуждения генератора и регулирования скорости турбины, а также быстродействующие устройства, управляющие нагрузочными сопротивлениями, и т. д.). При определении структур систем регулирования и управления должны будут шире использоваться методы синтеза.

При анализе устойчивости систем, управляемых кибернетически, задача изменяется. Цель ее состоит не в описании с возможно большей точностью процессов, исходные параметры которых заданы, а в отыскании способов управления этими процессами, позволяющих проводить такие корректировки режима, осуществляемые в результате действия кибернетических устройств, которые позволили бы иметь близкое к оптимальному поведение системы. При этом для сложной системы, видимо, должны будут применяться системы экстремального регули-

рования, построенные с учетом принципов взаимной корреляции. Управление сложной электрической системой необходимо построить так, чтобы предвидеть процесс, т. е. заранее знать, куда вести управляемую систему. Поэтому при открывающихся больших возможностях управления энергетической системой проблема оптимизации и ее переходных процессов оказывается особенно существенной. До настоящего времени не существует законченной теории оптимального поведения электрической системы в условиях переходных процессов. Предлагавшиеся показатели оптимизации являются или частными, справедливыми для простой системы, или перенесенными в энергетическую систему по аналогии с другими системами (например, критерий оптимальности переходных процессов по скорости затухания). Видимо, единственно правильным подходом к этой проблеме будет решение задачи оптимизации исходя из обеспечения потребителя электроэнергией определенного качества при заданной бесперебойности энергоснабжения.

Роль кибернетического подхода к управлению энергетической системой будет возрастать при появлении новых источников электрической энергии, а также новых методов ее передачи и распределения. Например, когда в будущем (достаточно, видимо, отдаленном, но уже не относящимся к фантастике) будет возможно получение энергии за счет синтеза легких элементов и проблема топлива не будет играть какой-либо роли, на первый план из всех энергетических проблем выдвинется проблема *управления выработкой энергии*. Управление энергосистемой важно будет не только для надежного получения больших количеств энергии, но и для обеспечения основных жизненно важных процессов, происходящих на нашей планете. Так, было показано, что выработка на ней энергии не может быть неограниченной; видимо, она не должна превышать 8—10% энергии, получаемой планетой от Солнца. В противном случае нарушится существующий тепловой баланс планеты, а это приведет к таянию вечных льдов и затоплению материков.

Таким образом, вопросы управления энергетической системой как системой кибернетического типа в отдаленном будущем должны приобрести уже явно выраженный глобальный характер и стать решающим центральным звеном в цепи энергетических проблем.

При создании выгодных для народного хозяйства дальних электропередач и экономичных местных сетей нельзя упускать из вида и возможностей сооружения части электростанции непосредственно (или вблизи) у мест потребления энергии. В этом случае транспортирование энергии (топлива) осуществляется с помощью железнодорожных перевозок угля от места его добычи к котельным заводам или местным электростанциям, вырабатывающих тепловую и электрическую энергию. В настоящее время технически вполне возможно передавать газ на такие же большие расстояния, на какие передается сейчас электроэнергия.

Вопросы размещения электростанций и транспортирования энергии должны решаться на основании технико-экономических сопоставлений вариантов обеспечения энергией данного района с учетом состояния

энергетики в других районах страны и общего современного и перспективного баланса топлива.

Электрическое транспортирование энергии является наиболее удобным и совершенным как для экономики страны, так и для развития ее культуры. Однако в ряде случаев расширение железных дорог и прокладка газопроводов для транспортирования топлива могут конкурировать по капитальным вложениям и ежегодным издержкам с передачей энергии электрическим путем. Поэтому, несмотря на все преимущества дальних линий электропередач, при решении вопроса о строительстве той или иной передачи необходимо предварительно рассматривать и сопоставлять между собой различные способы транспортирования энергии на расстоянии.

Характеристики, представленные на рис. 1-56, показывают удельную себестоимость C^* транспортирования энергии на различные расстояния l (примерные соотношения) при перевозке топлива по железной дороге, перекачке газа и передаче электроэнергии по проводам переменным или постоянным током. Из этих характеристик видно, что себестоимость транспортирования угля по железным дорогам резко различна в зависимости от его калорийности Q_p^H

(кривые 1). Остальные зависимости обозначают: 2 — передачу по газопроводу; 3 — линию электропередачи переменного тока напряжением порядка 500 кв ($P \approx 2,0$ млн. квт); 4 — линию электропередачи постоянного тока напряжением ± 435 кв ($P = 2$ млн. квт на цепь; $T_{\max} = 7000$ ч) при разной стоимости потерь энергии β [коп/квт · ч]. Из приведенных характеристик следует, что передача электроэнергии далеко не всегда более экономична, чем непосредственная перевозка угля. Она заведомо выгодна только тогда, когда для перевозки угля не требуется сооружение новых железнодорожных путей и когда намеченный к перевозке уголь обладает высокой калорийностью. Перекачка газа обычно дешевле электропередачи. Поэтому в случаях, когда газа достаточно как для использования в специальном производстве (химическом, металлургическом и т. п.), так и в быту, дальняя его передача может оказаться целесообразной. Однако все более и более широкое неэнергетическое использование газа делает эти случаи более редкими.

На рис. 1-57 показаны удельные капитальные вложения в транспортирование угля и газа. Здесь обозначены вложения: 1 — в электро-

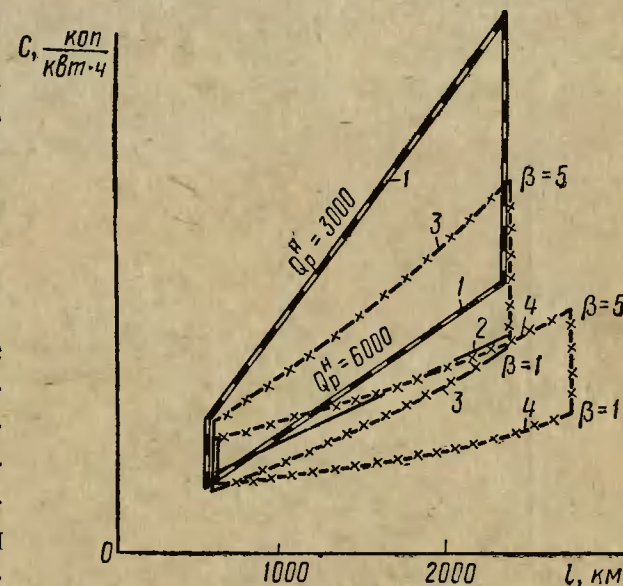


Рис. 1-56

* Кривые носят качественный характер, приведены для сопоставления и поэтому по оси ординат не дано масштаба.

передачу переменного тока напряжением 500 кВ ($P = 1,5$ млн. кВт на две цепи, $T_{\text{макс}} = 7000$ ч); 2 — в электропередачу постоянного тока напряжением ± 435 кВ ($P = 1,5$ млн. кВт на цепь; $T_{\text{макс}} = 7000$ ч); 3 — в газопровод; 4 — в железные дороги для перевозки угля различной калорийности Q_p^H (от 3000 до 6000 ккал/кг) при сооружении новой дороги; 5 — то же, при расширении дороги.

Возможности вложений средств в энергетику ограничены. Так, на долю этих вложений в истекшие годы приходилось примерно 7—11% от общих вложений в промышленность, причем увеличение этой доли в связи с необходимостью развивать достаточно быстрыми темпами и другие отрасли народного хозяйства, разумеется, не может быть резким и далее. Между тем из рис. 1-57 следует, что сооружение линий электропередачи требует значительных единовременных вложений. Следовательно, при проектировании энергоснабжения района необходимо весьма тщательно сравнивать экономический эффект, получаемый от сооружения линии железной дороги или газопровода.

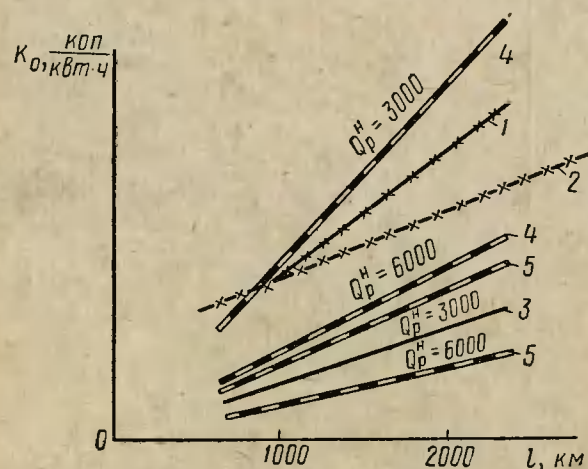


Рис. 1-57

Сооружение электрических сетей и дальних передач, выбор рода тока и напряжения для них требует оценки величины эффективности капиталовложений с учетом тех преимуществ, которые могут давать электропередачи, объединяющие системы. Особое внимание должно быть обращено на межсистемные связи, позволяющие улучшить экономические и технические показатели энергоснабжения районов, связываемых передачами, и районов, расположенных на территории, через которые проходят эти передачи. При этом важно не только связывать друг с другом крупные станции и системы, но и присоединять к общей сети относительно мелкие системы и станции, что дает большой технико-экономический эффект (в относительных показателях иногда даже более значительный, чем эффект от объединения крупных станций и систем). При этом необходимо рассматривать объединение систем не только магистральными дальними передачами, но и электрическими сетями всех видов, всех напряжений. Объединяющими сетями в этом смысле могут быть линии и сети 330, 500, 750 кВ и более высокого напряжения, решающие задачи передачи энергии и связи систем; линии и сети 220—110 кВ, предназначенные для объединения мелких систем и повышающие централизацию энергоснабжения страны.

Вопрос о конкуренции перевозок топлива и передач газа с электропередачами наиболее остро встал в последнее время в связи с тем, что новые данные относительно запасов топлива (угля и особенно нефти и газа) указывают на все большие возможности их использования.

Возможно также большее использование для нужд энергетики и мазута, особенно на ТЭЦ при нефтеперерабатывающих заводах.

Чтобы удешевить электропередачи, необходимо не только вводить ряд конструктивных мероприятий, направленных на увеличение пропускной способности, снижение требований к изоляции линии и удешевление подстанции, но и обращать также внимание на выбор схемы электропередачи. Очень дальние электропередачи, предназначенные только для транспортирования электрической энергии от места ее производства до места потребления и не имеющие промежуточных ответвлений, т. е. не связывающие между собой отдельные системы и не являющиеся, таким образом, элементом единой высоковольтной сети, оказываются, как правило, дорогими и зачастую неконкурентоспособными по сравнению с транспортировкой топлива.

После сравнения различных родов тока (постоянный и переменный) уточним экономические границы для различных напряжений, а также для постоянного и переменного тока (см. рис. 1-53). Из табл. 1-5 видно, что удельные капитальные затраты в линию и стоимость передачи 1 кВт·ч на заданное расстояние падают при увеличении мощности передачи и повышении ее напряжения. Стоимость самой линии (и подстанций) электропередачи увеличивается почти линейно с напряжением.

Таблица 1-5

Примерные экономические показатели электропередач переменного тока

Наименование показателя	Напряжение, кВ		
	330	500	750
Натуральная мощность, Мвт	340	890	2190
Стоимость 1 км линии, тыс. руб. . .	20—30	30—35	40—45
Расход металла на опоры и фундаменты линий, т/км	8—20	12—24	35—40
Расход сталеалюминиевого провода, т/км	7—11	13—16	28—30
Удельные капиталовложения в линию на 1 кВт и 100 км, руб.	6—9	3,5—4	2,0—2,5
Стоимость передачи 1 кВт·ч на расстояние 100 км, коп.	0,02—0,03	0,015	0,004—0,005
Удельная повреждаемость линий на 100 км, год	1,0—1,5	0,6	—

В ближайшие годы перед энергетиками многих стран возникнет проблема перехода к новым системообразующим энергетическим связям с повышенной пропускной способностью, к напряжениям 750—1150 кВ переменного тока и к электропередачам постоянного тока.

Ограничения пропускной способности дальних ЛЭП переменного тока частично могут быть сняты применением компенсирующих установок.

Электропередачи 500 кВ, способные передавать мощность 900—1000 Мвт на одну цепь, в настоящее время составляют базовую сеть ЕЭС нашей страны. Для большинства районов они успешно выполняли

эти функции по настоящее время. Однако в Европейской части СССР и Центральной Сибири они уже не справляются с этой задачей. Мощности ОЭС увеличиваются за десятилетие в 1,5—2,0 раза и возможности сетей 330—500 кВ сравнительно быстро будут исчерпаны. Чтобы установить экономические границы применения передач постоянного тока, необходимо рассмотреть составляющие капитальных затрат при ее сооружении и установить их влияние.

Капитальные затраты на электропередачу складываются из затрат на линию ($K_{лп}$), заземлители (K_3) и подстанции ($K_{пст}$):

$$K = K_{лп} + K_3 + K_{пст}.$$

Стоимость линии и заземлителей составляет для разных передач от 30 до 60% всех затрат. При этом

$$K_{лп} = \left(K_1 + K_2 \frac{P_d}{U_d I_{эк}} + K_3 U_d \right) l,$$

где K_1 — постоянная, зависящая от типа (воздушная, кабельная); K_2 — от конструкции линии. Кабельные линии примерно в 2—3 раза дороже воздушных и применяются лишь в специальных случаях, где воздушные неприменимы (при переходе через водные преграды, глубоком вводе в город и др.); $P_d = U_d I_d$ — мощность, передаваемая по линии; U_d — напряжение между полюсами; $I_{эк}$ — экономическая плотность тока (табл. 1-6).

Таблица 1-6

Экономическая плотность тока

Тип линии	$I_{эк}, \text{ а/мм}^2$
Воздушная, в Европейской части СССР	0,75
Воздушная, в Северном Казахстане и Сибири	1,0
Кабельная	1,8

Экономическая плотность тока не зависит от передаваемой мощности и напряжения, а определяется в основном капитальными затратами на линию и стоимостью потерь энергии в линии.

Рост напряжения линии существенно повышает ее стоимость, так как удорожаются опоры и увеличивается длина гирлянд изоляторов. Выбор напряжения линии является важнейшей технико-экономической задачей при проектировании ЛЭП постоянного тока.

Удельный вес затрат на заземлители обычно не превышает 1—2% общих затрат и определяется рабочим током I_d и требуемой длиной $l_{з.л}$ выносных линий:

$$K_3 = K_4 I_d l_{з.л},$$

где K_4 — постоянная.

Капитальные затраты подстанций $K_{пст}$ зависят от ряда факторов и могут изменяться в широких пределах. Они составляют от 40 до

70% от общих затрат на передачу:

$$K_{пст} = [K_5 + K_6(n) + K_7(U_d) + K_8(U_{\sim}) + K_9(Q) + K_{10}(f)].$$

Здесь n — количество мостов на подстанции; K_5 — постоянная, зависящая от типа и мощности вентиля. В настоящее время тиристорные блоки примерно в 3 раза дороже ртутных вентиля, поэтому значение K_5 ниже для ртутных вентиля. Однако при установке тиристорных блоков на открытом воздухе эта разница снижается, так как отпадает необходимость в сооружении здания для вентиля. Значение K_5 снижается при увеличении мощности вентиля, т. е. уменьшении их количества; $K_6(n)$ — постоянная, зависящая от мощности моста: чем меньше мощность моста, тем больше их на подстанции и тем она дороже. При увеличении мощности мостов количество их снижается, и постоянная уменьшается; $K_7(U_d)$ — постоянная, определяемая напряжением между полюсами U_d : увеличение напряжения ведет к возрастанию стоимости силовых трансформаторов, вводов, линейной изоляции, разрядников, а следовательно, удорожает подстанцию; $K_8(U_{\sim})$ — постоянная, зависящая от напряжения передающей и приемной сети переменного тока: при увеличении напряжения сети переменного тока со 110 до 500 кВ стоимость подстанции возрастает на 5—7% из-за удорожания силовых трансформаторов и ОРУ переменного тока. Напротив, при питании подстанции от генераторов стоимость подстанции может быть снижена на 15—20% за счет стоимости трансформаторов (удешевления генераторных обмоток), исключения фильтров высших гармоник и средств компенсации реактивной мощности, так как эти функции возлагаются на генераторы. Дополнительное снижение стоимости подстанций ожидается при работе выпрямительной подстанции от генераторов ГЭС с регулированием оборотов гидротурбин по водотоку; $K_9(Q)$ — постоянная, зависящая от мощности компенсирующих устройств и фильтров высших гармоник: при снижении установленной мощности компенсирующих устройств (если имеется избыток реактивной мощности в сети) стоимость подстанции снижается; $K_{10}(f)$ — постоянная, зависящая от частоты сети. Частота сети может быть либо 50 Гц, либо 60 Гц (если не учитывать переменную частоту при питании от ГЭС). Увеличение частоты с 50 до 60 Гц скажется некоторым снижением стоимости подстанции за счет возможного удешевления стоимости трансформаторов и конденсаторов.

Распределение стоимости передачи постоянного тока по элементам приведено в табл. 1-7.

Для крупной передачи постоянного тока мощностью 5000—6000 Мвт, напряжением ± 750 кВ, длиной 2000—2500 км капитальные затраты на преобразовательные устройства составляют менее 10 руб./квт, на трансформаторы — столько же, на линию передачи — десятки тысяч руб./км в зависимости от провода и конструкции. По зарубежным данным удельная стоимость преобразовательной подстанции мощностью 500—2000 Мвт составляет 18—22 долларов/квт. Однако ко всем этим данным следует относиться очень критически и пользоваться ими осторожно, так как в тех или иных конкретных условиях они могут резко (в несколько раз) измениться.

Таблица 1-7

Составляющие стоимости
униполярной электропередачи постоянного тока мощностью 200—250 Мвт
напряжением 250 кВ при длине воздушно-кабельной линии 200—250 км

Наименование	Капиталовложе- ния, %
Линия и заземлители	50
Преобразовательные устройства	18
Силовые трансформаторы	10
Линейные реакторы	4
Фильтры высших гармоник	16
Прочее	2
Всего . . .	100

Чтобы установить экономическую границу передачи постоянным током, необходимо найти такую длину линии, при которой приведенные затраты на передачу постоянного и переменного тока равны. При увеличении длины линии передачи выше экономической удешевление

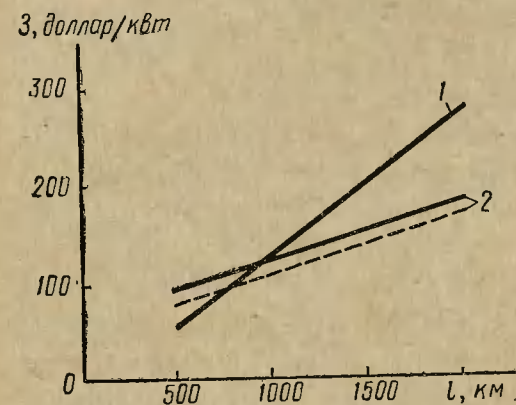


Рис. 1-58

линии передачи постоянного тока перекрывает удорожание преобразовательных подстанций по сравнению с вариантом переменного тока, и передача постоянного тока становится выгодной.

Сравнение приведенных затрат * Z на линии переменного тока 1 и постоянного тока 2 при передаче мощности 2160 Мвт на расстояние до 2000 км приведено на рис. 1-58. Штриховая линия соответствует снижению стоимости оборудования подстанций на 20% (против его стоимости в 1965 г.).

Полученные экономические границы условны и сдвигаются в зависимости от различных факторов в ту или иную сторону. Так, они сдвигаются на 200—300 км при десятикратном изменении стоимости

* Кэссон. Техничко-экономическое сравнение электропередач постоянного и переменного тока. Доклад № 43—06, СИГРЭ, Париж, 1968 г.

потерь энергии. Сильнее сказывается стоимость оборудования. Примерно на 300—600 км различаются экономические границы, определенные в разных странах для различных условий.

Экономические границы линий постоянного и переменного тока при передаче мощности 540 Мвт подземным кабелем иллюстрируются рис. 1-59, где приняты те же обозначения, что и на рис. 1-58. Данные взяты из того же источника.

В специальных случаях — при переходе через водные преграды, связи островов, прокладке трассы по узким горным ущельям, глубоких вводах в крупные города, связи систем разной частоты — кабельная линия постоянного тока является единственным возможным решением (в последнем случае может быть и воздушная линия постоянного тока). Помимо того, что кабели постоянного тока в установившемся режиме не требуют никакой зарядной мощности, они имеют и ряд других преимуществ: отсутствие ионного тока в изоляции вследствие постоянного электрического поля, токов, наведенных в оболочке, а также отсутствие скин-эффекта. Все это открывает широкие возможности перед кабельными линиями постоянного тока.

Рост мощности при объединении энергосистем приводит к увеличению токов короткого замыкания в связываемых системах, что требует замены выключателей или секционирования систем. Вместо этого возможно применение вставок между секциями в виде передач постоянного тока.

Возможно применение гидрогенераторов с изменяющейся частотой в функции напора, с регулированием скорости вращения гидротурбин по водотoku для обеспечения наивысшего к. п. д. Такие генераторы с плавающей частотой могут работать только на передачу постоянного тока.

Основные преимущества передачи постоянного тока по сравнению с передачей переменного тока:

- 1) удешевление и упрощение линии;
- 2) улучшение работы изоляции, особенно кабельной, и возможность повышения напряжения до 1500 кВ между полюсами путем каскадного включения преобразовательных мостов;
- 3) снижение уровня изоляции линии постоянного тока до значения $1,7 U_{пл}$ (напряжение полюса относительно земли) против $\approx 2,1 U_{ф}$ на переменном токе, что достигается благодаря быстродействующим сеточному регулированию и защите преобразователей;

Примером конкретного сопоставления кабельной линии постоянного и переменного тока является сравнение, проведенное при выборе рода тока для электропередачи Швеция — остров Готланд (табл. 1-8). В качестве вариантов предлагались кабели переменного тока частоты ниже 50 Гц (вариант кабеля на частоте 50 Гц был неприемлем из-за большой зарядной мощности).

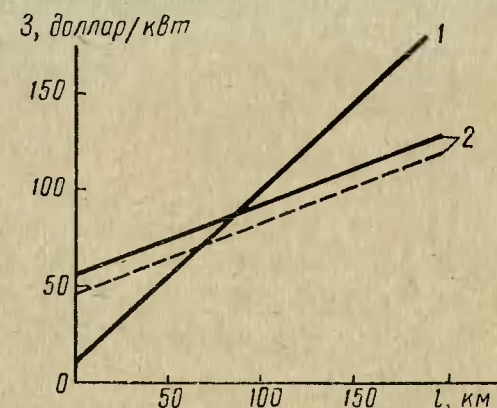


Рис. 1-59

- 4) большая надежность в связи с тем, что линия состоит из двух независимых полупедей;
- 5) зависимость предела передаваемой мощности только от экономических соображений, но не от устойчивости, поскольку устойчивость передачи определяется в основном инвертором и не зависит от ее длины;
- 6) реализация несинхронной связи между передающей и приемной системами или связи между системами разной частоты;
- 7) возможность использования земли в качестве обратного провода;
- 8) удешевление кабелей для преодоления больших водных пространств;
- 9) относительно большая простота осуществления реверса потока энергии;
- 10) возможность работы от ГЭС при переменной скорости вращения генераторов, что дает более экономичное использование турбин по условиям водотока;
- 11) возможность несинхронной работы генераторов электростанций по блочной схеме «генератор — трансформатор — мост» без коммутационной аппаратуры. В качестве выключателей могут служить сами вентили;
- 11) отсутствие влияния электропередачи на мощность короткого замыкания приемной энергосистемы, так как наиболее частые аварии в инверторе не вызывают увеличения токов короткого замыкания приемной системы, а инвертор в свою очередь не подпитывает точку к. з.;
- 12) возможность осуществления быстродействующего программного управления передаваемой мощностью, что повышает устойчивость смежных передач переменного тока;
- 13) уменьшение потерь на корону;
- 14) применение ступенчатой изоляции основного оборудования подстанций относительно земли, что дает возможность снизить стоимость оборудования, установленного ближе к земле. На переменном токе все оборудование имеет одинаковую изоляцию относительно земли для данного класса изоляции.

Таблица 1-8

Варианты передачи мощности 10 Мвт на расстояние 100 км
при напряжении 100 кВ

Тип линии (частота)	Потери в электропередаче (в процентах от передаваемой мощности)		Сечение кабеля, мм ²	Падение напряжения в кабеле от напряжения на передающем конце ЛЭП, %
	кабельная линия	вся передача		
25 гц	8	28	2×75	3
16 $\frac{2}{3}$ гц	7	27	2×75	2
Постоянный ток . . .	2	10	75	2

Недостатки передачи постоянного тока:

- 1) сложность конструкции подстанций, состоящих из большого числа вентиля и другой аппаратуры;
 - 2) недостаточная надежность работы ртутных вентиля — дают пропуски зажигания и обратные зажигания; последние являются тяжелой аварией как для самих вентиля, так и для силовых трансформаторов;
 - 3) трудности с равномерным распределением напряжения по отдельным элементам оборудования из-за наличия многих последовательных элементов;
 - 4) удорожание передачи в связи с потреблением большой реактивной мощности инверторной подстанцией — порядка 0,5—0,6 квар на 1 квт передаваемой активной мощности;
 - 5) искажение формы кривой напряжения и тока приемной и передающей сети из-за высших гармоник, которые генерируют преобразовательные установки при работе передачи;
 - 6) неустойчивость инвертора при понижениях напряжения в приемной сети, особенно при несимметричных понижениях;
 - 7) трудности отбора мощности, так как выключатель постоянного тока — весьма громоздкое и сложное устройство;
 - 8) усложнение передачи в связи с большим количеством громоздких демпфирующих и делительных R-C-цепочек на подстанциях;
 - 9) увеличенное количество реакторов и трансформаторов на преобразовательных подстанциях: анодные реакторы для подавления высокочастотных колебаний и защиты от радиопомех, линейные реакторы для сглаживания пульсаций напряжения и тока в линии передачи, индивидуальные и групповые трансформаторы для питания собственных нужд и передачи импульсов управления на потенциал вентиля;
 - 10) более значительное влияние пыли, оседающей под воздействием постоянного напряжения на изоляторах воздушных линий и аппаратов;
 - 11) повышенная опасность появления на изоляторах частичных дуг, которые в условиях длительной эксплуатации могут привести к снижению разрядных напряжений внешней изоляции;
 - 12) ухудшение работы линейной изоляции, особенно при плохой погоде, из-за увеличения токов утечки и неравномерного распределения постоянного напряжения по элементам подвесных или опорных изоляторов;
 - 13) трудности разработки устройств защиты от внутренних перенапряжений в связи с тем, что разрядники постоянного тока не могут погасить дугу сопровождающего тока.
- Перечисленные технико-экономические показатели рассмотренных электропередач показывают, что каждая электропередача имеет достоинства и недостатки. В соответствии с этим при проектировании энергосистем, выборе типа передачи, разработке нового электрооборудования следует учитывать особенности каждой электропередачи и объективно устанавливать предпочтительную область ее применения.

1. В. А. Веников. Дальние электропередачи. ГЭИ, 1960.
2. Под ред. В. А. Веникова. Примеры анализа и расчетов режимов электропередач, имеющих автоматическое регулирование и управление. «Высшая школа», 1967.
3. Под общей ред. А. М. Некрасова, С. С. Рокотьяна. Сб. статей «Дальние электропередачи 500 кв». «Энергия», 1964.
4. Н. А. Мельников, С. С. Рокотян, А. Н. Шеренцис. Проектирование электрической части воздушных линий электропередачи 330—500 кв. ГЭИ, 1963.
5. С. А. Совалов. Режимы электропередач 400—500 кв. «Энергия», 1967.
6. В. К. Щербakov и др. Настроенные электропередачи. Сибирское отд. АН СССР. 1963.
7. Г. Е. Поспелов. Элементы технико-экономических расчетов систем электропередач. «Высшая школа», Минск, 1967.
8. К. Баудиш. Передача энергии постоянным током высокого напряжения. ГЭИ, 1968.
9. Л. Р. Нейман, С. Р. Глинттерник и др. Электропередача постоянного тока как элемент энергетических систем. АН СССР, 1962.
10. В. В. Худяков. Передача энергии постоянным током высокого напряжения. ВЗПИ, 1958.
11. М. П. Костенко, Л. Р. Нейман, Г. Н. Блавдзевич. Электромагнитные процессы в системах с мощными выпрямительными установками. АН СССР, 1946.
12. Ф. И. Бутаев, Н. С. Климов, М. Ф. Костров. Мощный высоковольтный вентиль. «Электричество», 1958, № 5.
13. Л. Р. Нейман, А. В. Поссе, Н. Н. Щедрин. Технические характеристики электропередач постоянного тока. Известия НИИПТ, Сборник 6, 1960.
14. Г. И. Денисенко. Передача электрической энергии пульсирующим током. Львовский университет, 1971.
15. Типовая методика технико-экономических расчетов эффективности капиталовложений. Утв. 8.9.1969 г. АН СССР, Госстроем и Госпланом СССР.
16. Правила устройства электроустановок. «Энергия», 1964.

§ 2-1. ОСНОВНЫЕ СООТНОШЕНИЯ МЕЖДУ ПАРАМЕТРАМИ РЕЖИМА ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Передача электроэнергии переменным током. Эта передача рассматривается как процесс, связанный с распространением вдоль проводов линии электромагнитных волн*. Такое представление о передаче электроэнергии позволяет строить теорию передачи энергии, исходя из основных законов распространения электромагнитных волн.

При анализе работы электропередач длиной до 200—300 км относительно невысокого номинального напряжения в большинстве случаев можно не учитывать волновой характер передачи электроэнергии. Как правило, режимы работы таких электропередач рассчитывают на основе их схем замещения с сосредоточенными параметрами. В этих случаях пренебрегают токами утечки через гирлянды изоляторов и токами, соответствующими потерям на корону и емкости между проводами.

В линиях большой протяженности, длина которых соизмерима с длиной волны, равно как и в относительно коротких линиях сверхвысокого напряжения, появляется необходимость в той или иной мере учитывать волновой характер передачи электроэнергии. При этом анализ работы подобных электропередач должен основываться на представлении линии длиной l как цепи с распределенными параметрами (рис. 2-1), где каждый малый элемент линии dl обладает активным сопротивлением $r_0 dl$ и индуктивностью $x_0 dl$, а между проводами имеет место активная $g_0 dl$ и емкостная $b_0 dl$ проводимости.

Линия будет однородной, если считать, что ее параметры (сопротивление, активная и емкостная проводимости, индуктивность) равномерно распределены вдоль линии. Такое представление линии электропередачи связано, однако, с некоторой идеализацией, поскольку ряд факторов, например наличие провеса проводов в пролете, изменяют равномерность распределения индуктивности и емкости проводов. Наличие токов, связанных с активной и реактивной проводимостями

* Заметим, что в этом случае излучения в пространство существенного количества энергии, соизмеримого с передаваемой, не происходит. Однако имеющееся малое излучение приводит к появлению радиопомех, мешающих воздействий на провода связи и т. д.

электропередач, приводит к тому, что ток вдоль линии не остается постоянным. Последнее является причиной изменения напряжения по длине линии. Таким образом, напряжение и ток вдоль линии не остаются постоянными. Однако мгновенное значение напряжения в какой-либо точке линии без потерь, отстоящей на расстоянии x от начала, повторяет напряжение передающего конца спустя некоторое время, которое является функцией частоты синусоидального тока, скорости распространения электромагнитных волн и величины x .

Следовательно, характерная особенность протяженных линий электропередач заключается не только в том, что токи и напряжения вдоль такой линии не остаются постоянными, но и в том, что изменение состояния в какой-либо точке цепи не сразу проявляется в изменении состояния ее других точек и частей.

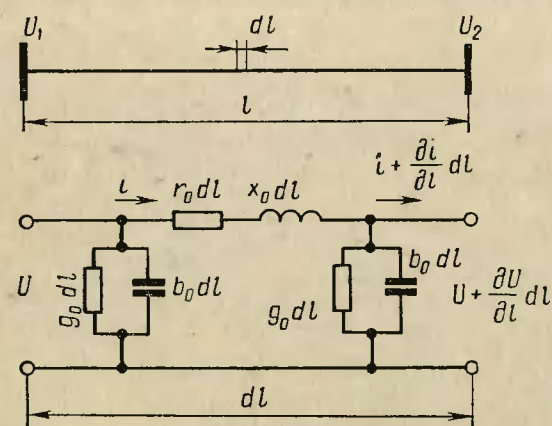


Рис. 2-1

тивные мощности, напряжения и токи как по концам электропередачи, так и в наиболее важных по тем или иным соображениям точках, а также угол сдвига между напряжениями по концам электропередачи. Состояние электропередачи, которое определяется указанными выше величинами, называется *режимом электропередачи*. Количественные и качественные показатели работы электропередачи, изменяющиеся при изменениях ее режима, т. е. напряжения, токи, активная и реактивная мощность и т. д., называются *параметрами режима электропередачи*.

Расчет режима электропередачи предполагает выявление характеризующих его соотношений между параметрами, при которых обеспечивается как допустимость величины каждого параметра по техническим показателям, так и их экономическая целесообразность. В частности, передаваемая по линии активная мощность при соблюдении нормированных коэффициентов запаса по устойчивости должна обеспечивать баланс мощности системы в целом и способствовать экономически выгодному распределению активной мощности между электростанциями системы. Выявление же коэффициентов запаса по устойчивости системы, в составе которой работает электропередача, связано с величиной угла сдвига между напряжениями по концам электропередачи, определяемого в процессе расчета параметров ее режима. Таким образом, расчет режима электропередачи и характеризующих его параметров представляет собой технико-экономическую задачу.

К энергетическим характеристикам протяженных электропередач относится и величина предельной передаваемой по линии активной мощности, которая не только определяет пропускную способность электропередачи, но и позволяет, в случае необходимости, оценить мероприятия, направленные на ее увеличение.

Процессы, происходящие при передаче электроэнергии по протяженным линиям конечной длины. Эти процессы следует рассматривать в общем случае, когда нагрузка по линии такова, что сопротивление приемного конца отлично от волнового.

Кроме того, линия передачи обычно соединяет две системы или удаленную станцию с системой, т. е. в конце линии имеется источник э. д. с. Передача энергии связана с распространением бегущих результирующих волн тока и напряжения, каждую из которых для удобства анализа представляют двумя бегущими волнами — прямой и обратной. При холостом ходе электропередачи в линии без потерь имеют место только стоячие волны, а при нагрузке, сопротивление которой равно волновому, скорость волны близка к скорости света. Передача активной мощности по линии совершается именно за счет движения результирующих волн напряжения и тока. Как прямая, так и обратная волны несут активную и реактивную мощность. В реальных линиях перенос мощности сопровождается ее потерями, что находит отражение в изменении амплитуды результирующих волн тока и напряжения при их передвижении вдоль линии со скоростью v . Последнее показано на рис. 2-2, а, где 1 — результирующая волна в некоторый момент времени t_1 , а 2 и 3 — соответственно для последующих моментов времени t_2 и t_3 при $t_3 > t_2$.

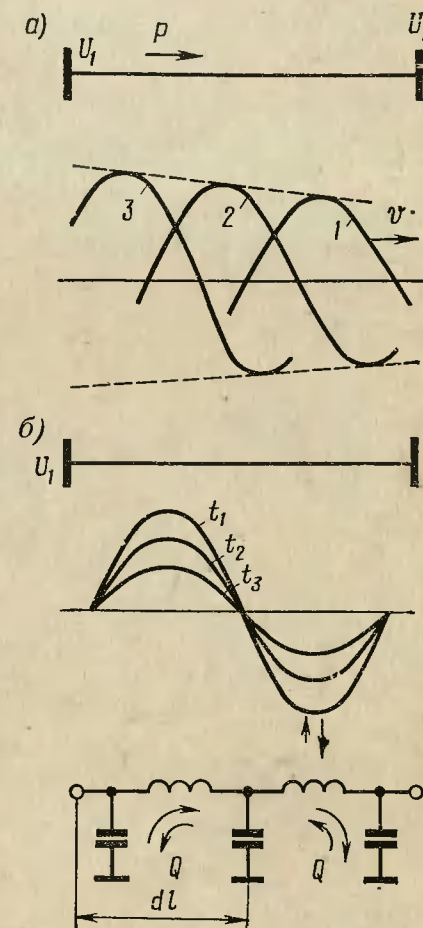


Рис. 2-2

Заметим, что режим, обеспечивающий наименьшие потери активной мощности, а следовательно, и наибольший к. п. д. передачи, имеет место при определенном соотношении между падающей и отраженной от конца волнами, т. е. при некотором значении активной мощности, которое в общем случае отлично от натуральной и является функцией длины и параметров линии. Поэтому следует различать режимы работы линии при максимальном к. п. д.* и при наибольшей отдаче мощности источником энергии, когда отсутствуют обратные волны, а параметры линии и нагрузки являются согласованными.

Установившийся режим холостого хода электропередачи без потерь, включенной с одной стороны, характеризуется стоячими волнами,

* Этот вопрос рассматривается в § 2-5.

которые можно рассматривать состоящими из прямых и обратных волн. Эти волны не переносят вдоль линии активной мощности. Амплитуда стоячих волн в этом режиме меняется во времени (t_1, t_2, t_3), т. е. имеют место пульсации волн (рис. 2-2, б), которым отвечает обмен реактивной мощности Q между емкостью и индуктивностью участка dl (рис. 2-2, в). В линии с потерями, включенной с одной стороны, движение волны сопровождается постепенным уменьшением ее скорости, которая становится равной нулю в конце.

Решая известные дифференциальные уравнения, описывающие электрическое состояние цепи с распределенными параметрами при приложении к ее зажимам синусоидально изменяющегося напряжения $\dot{U} = Ue^{j\omega t}$, можно найти закон распределения напряжения и тока вдоль длинной линии. При этом для некоторой точки, расположенной на расстоянии x от конца передачи, векторы напряжения и тока, представленные через прямые и обратные волны, могут быть найдены с помощью уравнений:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_x &= A_1 e^{\beta_0 x} e^{j\alpha_0 x} + A_2 e^{-\beta_0 x} e^{-j\alpha_0 x}; \\ \dot{I}_x &= B_1 e^{\beta_0 x} e^{j\alpha_0 x} + B_2 e^{-\beta_0 x} e^{-j\alpha_0 x}, \end{aligned} \right\} \quad (2-1)$$

где A_1, A_2, B_1, B_2 — комплексные постоянные интегрирования; β_0 — коэффициент, или постоянная, затухания, который характеризует затухание волны напряжения (тока) при распространении ее вдоль линии на единицу длины, $1/\text{км}$; α_0 — коэффициент изменения фазы, характеризующий поворот вектора напряжения (тока) при распространении волны вдоль линии на единицу длины, рад/км (эл. град/км).

Так как при передаче по линии активной мощности результирующая, а следовательно, падающая и обратная волны будут бегущими, то их основными характеристиками являются фазовая скорость и длина волны. Фазовая скорость $\left(\frac{\text{рад/сек}}{\text{рад/км}} \right)$ или $\left(\frac{\text{эл. град/сек}}{\text{эл. град/км}} \right)$

$$v = \frac{\omega}{\alpha} = \frac{f}{\alpha_0}.$$

Длиной волны (км) называется расстояние между двумя соседними точками на линии, фазы колебания которых отличаются на 2π :

$$\Lambda = 2\pi/\alpha_0.$$

Преобразуя уравнения (2-1) *, получим основные соотношения, связывающие напряжения ($\dot{U}_1, \dot{U}_2$) и токи ($\dot{I}_1, \dot{I}_2$) по концам протяженной линии ее с параметрами ($Z_c, \alpha_0, \beta_0, l$):

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_1 &= \dot{U}_2 \text{ch } \gamma_0 l + \sqrt{3} \dot{I}_2 Z_c \text{sh } \gamma_0 l; \\ \dot{I}_1 &= \dot{I}_2 \text{ch } \gamma_0 l + \frac{\dot{U}_2}{\sqrt{3} Z_c} \text{sh } \gamma_0 l, \end{aligned} \right\} \quad (2-2)$$

где Z_c — волновое сопротивление линии, ом ; $\gamma_0 = \beta_0 + j\alpha_0$ — коэффициент распространения волны на единицу длины, $1/\text{км}$; l — длина

* Более подробно эти преобразования рассмотрены в т. II «Электрические сети» под ред. В. А. В е н и к о в а. «Высшая школа», 1971, стр. 67—70.

линии электропередачи, км ; 1, 2 — индексы у векторов напряжения (тока) для начала и конца линии соответственно.

Волновое сопротивление, определяющее токи прямой и обратной волн по соответствующим напряжениям, является функцией параметров линии электропередачи, связанных с ее конструкцией:

$$Z_c = \sqrt{\frac{r_0 + jx_0}{g_0 + jb_0}} = \sqrt{\frac{Z_0}{Y_0}} = z_c e^{-\gamma_c l}. \quad (2-3)$$

Величина волнового сопротивления колеблется от 400 ом для воздушных линий с одним проводом в фазе, до $\sim 270 \text{ ом}$ при расщеплении проводов фазы на четыре. Аргумент волнового сопротивления обычно отрицателен, так как $\frac{r_0}{x_0} > \frac{g_0}{b_0}$, а величина его лежит в пределах $1-2^\circ$.

Коэффициент распространения волны

$$\gamma_0 = \sqrt{Z_0 Y_0} = \beta_0 + j\alpha_0. \quad (2-4)$$

Для воздушных линий электропередач величина β_0 определяется значениями $2 \cdot 10^{-5} - 6 \cdot 10^{-5} \text{ 1/км}$, причем меньшее из них относится к линиям с одним проводом в фазе, а большее — к линиям, выполненным расщепленными проводами. Значение α_0 составляет $(1,04 - 1,1) 10^{-3} \text{ рад/км}$, или $0,06 - 0,065 \text{ эл. град/км}$ *. Как коэффициент распространения волны γ_0 , так и его составляющие β_0 и α_0 зависят от параметров линии передачи и ее конструктивного исполнения.

Для линии без потерь, или, как иногда говорят, идеализированной линии, волновое сопротивление является действительной величиной, а коэффициент γ_0 — мнимой:

$$Z_c = z_c = \sqrt{x_0/b_0}; \quad \gamma_0 = j\sqrt{x_0/b_0}.$$

Коэффициент распространения волны линии длиной l

$$\gamma = \gamma_0 l = l \sqrt{Z_0 Y_0} = \beta_0 l + j\alpha_0 l.$$

В этом случае величина $\alpha_0 l$ характеризует изменение фазы волны при движении ее от одного конца линии до другого и может быть выражена в долях от длины волны:

$$\alpha_0 l = 2\pi \frac{l}{\Lambda} = \lambda.$$

Величина λ называется волновой длиной линии (рад или эл. град). Волновая длина линии не тождественна ее геометрической длине и изменяется при изменении частоты в системе и скорости распространения волны вдоль линии.

* Принимая во внимание значение α_0 , можно найти длину волны напряжения и тока:

$$\Lambda = 360/\alpha_0 \approx 6000 \text{ км}.$$

Форма записи уравнений (2-2) может быть и иной, например, с учетом (2-3) и (2-4) они будут иметь вид:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_1 &= \dot{U}_2 \operatorname{ch} \sqrt{ZY} + \sqrt{3} \dot{I}_2 Z_c \operatorname{sh} \sqrt{ZY}; \\ \dot{I}_1 &= \dot{I}_2 \operatorname{ch} \sqrt{ZY} + \frac{\dot{U}_2}{\sqrt{3} Z_c} \operatorname{sh} \sqrt{ZY}, \end{aligned} \right\} \quad (2-5)$$

где $Z = Z_0 l$; $Y = Y_0 l$.

Оценка режимов работы электропередачи. Чтобы оценить режимы работы, необходимо выявить соотношения между напряжениями и мощностями по концам электропередачи. Для этого преобразуем выражения (2-2), предположив линию идеализированной:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_1 &= \dot{U}_2 \cos \alpha_0 l + j \sqrt{3} \dot{I}_2 z_c \sin \alpha_0 l; \\ \dot{I}_1 &= \dot{I}_2 \cos \alpha_0 l + j \frac{\dot{U}_2}{\sqrt{3} z_c} \sin \alpha_0 l. \end{aligned} \right\} \quad (2-6)$$

Для упрощения рассуждений будем считать, что в конце линии на шины с напряжением $\dot{U}_2$ включена нагрузка с некоторым сопротивлением $Z_2 = R_2 \pm jX_2$ и током $\dot{I}_2 = \dot{U}_2 / (\sqrt{3} Z_2)$. При принятых условиях первое уравнение (2-6) запишется как

$$\dot{U}_1 = U_2 \cos \alpha_0 l + j U_2 \frac{z_c}{Z_2} \sin \alpha_0 l = U_2 \left(\cos \alpha_0 l + j \frac{z_c}{Z_2} \sin \alpha_0 l \right), \quad (2-7)$$

где предположено, что вектор напряжения в конце линии совпадает с осью действительных величин, т. е. $\dot{U}_2 = U_2$.

Выразим величину $1/Z_2$ через мощность $\dot{S}_2$, приходящую к шинам приемной системы с напряжением U_2 . Если из линии в систему поступает мощность при токе, отстающем от напряжения, то, учитывая положительное направление потоков мощности (рис. 2-3, а), можно записать

$$\dot{S}_2 = \sqrt{3} \dot{U}_2 \dot{I}_2 = P_2 + jQ_2 = U_2^2 / \hat{Z}_2,$$

откуда

$$\frac{1}{\hat{Z}_2} = \frac{P_2 + jQ_2}{U_2^2}; \quad \frac{1}{Z_2} = \frac{P_2 - jQ_2}{U_2^2}. \quad (2-8)$$

Напомним, что натуральную мощность линии с номинальным напряжением $U_{\text{ном}}$ определяют как

$$\dot{S}_c = \dot{U}_{\text{ном}}^2 / \hat{Z}_c,$$

причем $\hat{Z}_c$ — величина, сопряженная комплексному значению волнового сопротивления.

Для линии без потерь натуральная мощность будет чисто активной, т. е.

$$\dot{S}_c = P_c = U_{\text{ном}}^2 / z_c,$$

где $z_c = \sqrt{x_0 / b_0}$.

Волновое сопротивление линии без потерь можно выразить через натуральную мощность:

$$z_c = U_{\text{ном}}^2 / P_c. \quad (2-9)$$

Принимая во внимание соотношения (2-8) и (2-9), можно найти отношение z_c / Z_2 , входящее в уравнение (2-7):

$$\frac{z_c}{Z_2} = \frac{U_{\text{ном}}^2}{U_2^2} \cdot \frac{P_2 - jQ_2}{P_c} = \left(\frac{U_{\text{ном}}}{U_2} \right)^2 (P_{*2} - jQ_{*2}), \quad (2-10)$$

где активная и реактивная мощность в конце передачи выражена в долях от натуральной, т. е. $P_{*2} = P_2 / P_c$, а $Q_{*2} = Q_2 / P_c$.

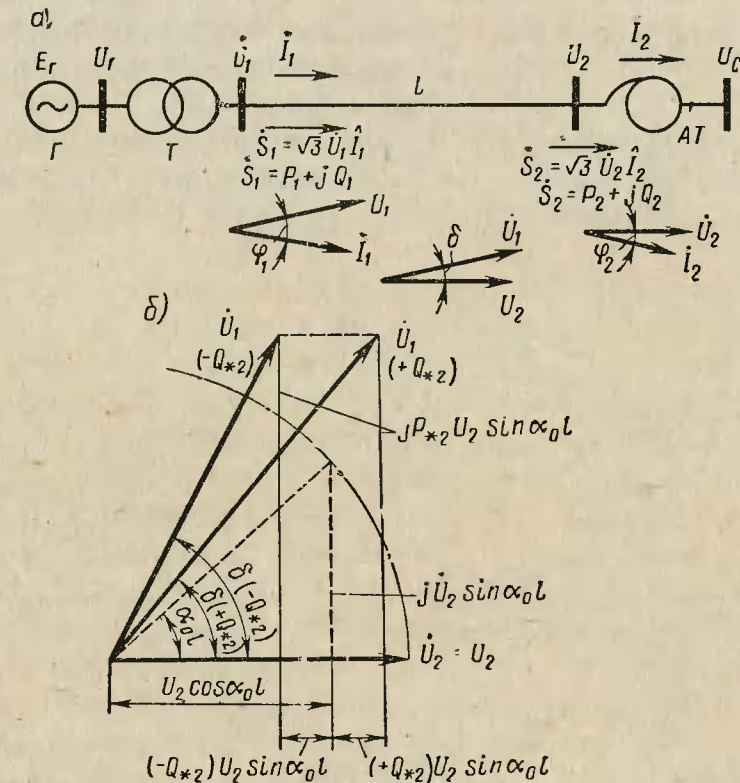


Рис. 2-3

В частном случае, когда $U_2 = U_{\text{ном}}$, равенство (2-10) упрощается:

$$z_c / Z_2 = P_{*2} - jQ_{*2}. \quad (2-11)$$

Подставив (2-11) в (2-7), окончательно получим

$$\dot{U}_1 = U_2 (\cos \alpha_0 l + Q_{*2} \sin \alpha_0 l + j P_{*2} \sin \alpha_0 l). \quad (2-12)$$

Обратим внимание на следующие два обстоятельства. Во-первых, в рассуждениях было принято условие — реактивная мощность выдается от линии передачи в систему (идентично включению в конце линии индуктивного сопротивления). При этом в (2-12) перед состав-

* Так как рассматривается линия без потерь, то

$$P_{*2} = \frac{P_2}{P_c} = \frac{P_1}{P_c} = \frac{P}{P_c} = P_*.$$

Поэтому в дальнейшем активная мощность в ряде случаев записывается без индекса.

ляющей $Q_{*2} \sin \alpha_0 l$ получился знак «+». Если же реактивная мощность в конце передачи будет передаваться от системы в линию, то этот знак необходимо изменить на обратный. Таким образом, знак перед составляющей $Q_{*2} \sin \alpha_0 l$ зависит от режима работы линии. Во-вторых, в выражении (2-12) принято, что $U_2 = U_{ном}$. Однако в действительности напряжение U_2 , хотя и близко к $U_{ном}$, но отличается от него. Поэтому в тех случаях, когда $U_2 \neq U_{ном}$, за базисную мощность, в долях которой находятся P_{*2} и Q_{*2} , должна быть принята мощность $P_6 = U_2^2 / z_c$. Последнюю легко получить, воспользовавшись выражением (2-10).

Отметим, что уравнение (2-12) связывает параметры режима (U_1 , U_2 , P_2 , Q_2) и волновую длину линии электропередачи ($\alpha_0 l$).

Для линии длиной l величина и фаза напряжения в начале линии являются функциями напряжения, активной и реактивной мощностей в конце электропередачи, поэтому изменение этих величин приводит к изменению напряжения $\dot{U}_1$. В то же время при одинаковых U_2 , P_{*2} и Q_{*2} , но вариациях длины линии напряжение в начале ее не остается постоянным.

Часто режим электропередачи определяют параметрами P_2 , U_2 и U_1 , что вполне оправдано, так как величина активной мощности, передаваемой в систему, задается по условиям работы всей системы. Величина напряжения в конце электропередачи (U_2) определяется режимами работы нагрузки системы и ее устойчивостью, напряжение в начале электропередачи (U_1) имеет ограничения по длительно допустимому уровню и зависит опять-таки от коэффициентов запаса по устойчивости. Из сказанного следует, что величина Q_2 не может быть произвольной и должна находиться в соответствии с (2-12).

Воспользовавшись выражением (2-12), можно представить векторную диаграмму (рис. 2-3, б), иллюстрирующую в наглядной форме связь между режимными параметрами электропередачи и ее волновой длиной. На рисунке приняты следующие обозначения: U_1 ($-Q_{*2}$) и δ ($-Q_{*2}$) — напряжение $\dot{U}_1$ и угол δ между векторами $\dot{U}_1$ и $\dot{U}_2$ при направлении реактивной мощности в конце линии от системы в линию; U_1 ($+Q_{*2}$) и δ ($+Q_{*2}$) — то же, при потоке реактивной мощности в конце линии, направленном в систему.

Если известны значения U_2 , P и Q_2 , то можно найти напряжение в любой точке линии, отстоящей на расстоянии x от ее конца:

$$\dot{U}_x = U_2 (\cos \alpha_0 x + Q_{*2} \sin \alpha_0 x + j P_{*2} \sin \alpha_0 x). \quad (2-13)$$

Уравнение (2-13) получено из (2-12) при замене l на x . Из соотношений (2-12) и (2-13) можно установить характер изменения напряжения вдоль линии в зависимости от напряжения в конце U_2 и режима линии. Так, при передаче по линии мощности $P_{*2} = P_{*1} = 1$ и при $Q_{*2} = 0$ напряжение $\dot{U}_1$ изменяется по закону:

$$\dot{U}_1 = U_2 (\cos \alpha_0 l + j \sin \alpha_0 l). \quad (2-14)$$

Из (2-14) видно, что конец вектора напряжения в любой точке линии передачи $\dot{U}_x$ будет описывать окружность, если изменять длину линии от нуля до значения длины волны.

На рис. 2-4, а показано распределение напряжения вдоль линии длиной до 6000 км при $Q_2 = 0$. Здесь приведены зависимости при $P_2 = P = P_c$ (1), при $P_2 = P > P_c$ (2) и при $P_2 = P < P_c$ (3). Через $\dot{U}$, $\dot{U}'$, $\dot{U}''$ обозначено напряжение в точке, расположенной на расстоянии 1000 км от конца линии соответственно при передаче мощности, равной натуральной, больше и меньше натуральной. Угол сдвига между напряжениями $\dot{U}_2$ и $\dot{U}$ при передаче по линии длиной 1000 км натуральной мощности равен $\alpha_0 l$ и обозначен через δ .

Из векторной диаграммы (см. рис. 2-3, б) и выражения (2-12) можно видеть, что при передаче по линии активной мощности больше натуральной с увеличением длины линии будет быстрее, чем в предыдущем случае, расти величина $P_{*2} \sin \alpha_0 l$. При этом окружность, образованная концом вектора $\dot{U}_1$, вследствие изменения длины линии от нуля до значения длины волны будет вытягиваться по вертикали, превращаясь в эллипс (см. зависимость 2 на рис. 2-4, а). Если по линии будет передаваться мощность меньше натуральной, то указанная окружность будет сжиматься вдоль той же оси, образуя эллипс (см. зависимость 3 на рис. 2-4, а), большая ось которого равна $2U_2$. Предельным случаем режимов при $P_2 = P < P_c$ будет холостой ход линии, когда $P = 0$. При этом эллипс вырождается в прямую линию (рис. 2-4, б).

При наличии в конце линии передачи реактивной мощности ($\cos \varphi_2 \neq 1$) оси эллипсов будут располагаться не по действительной и мнимой осям, а с наклоном к ним. Когда $Q_{*2} > 0$, большая ось эллипса по отношению к действительной оси будет располагаться под углом $0-90^\circ$, т. е. эллипс напряжения вытягивается в сторону вектора напряжения приемного конца U_2 . Если же $Q_{*2} < 0$, то большая ось эллипса будет располагаться под углом $90-180^\circ$ к действительной оси, совпадающей с вектором напряжения U_2 . На рис. 2-5 показано распределение напряжения вдоль линии без потерь длиной до 6000 км при передаче по линии мощности $P_2 = P = 1,5 P_c$. Здесь приведены зависимости: 1 — при $Q_2 = 0$; 2 — при $Q_2 > 0$ и $\cos \varphi_2 = 0,8$; 3 — при $Q_2 < 0$ и $\cos \varphi_2 = 0,8$. В случае $\cos \varphi_2 = 1$ напряжение на расстоянии 1000 км от конца линии передачи обозначено через U , а угол между напряжениями U_2 и U — через δ . Большие оси эллипсов 2 и 3 имеют соответственно обозначения $2'-2''$ и $3'-3''$.

Таким образом, при одинаковой длине линии и передаваемой активной мощности величина напряжения в начале является функцией реактивной мощности конца линии передачи. Так, при $l = 1000$ км

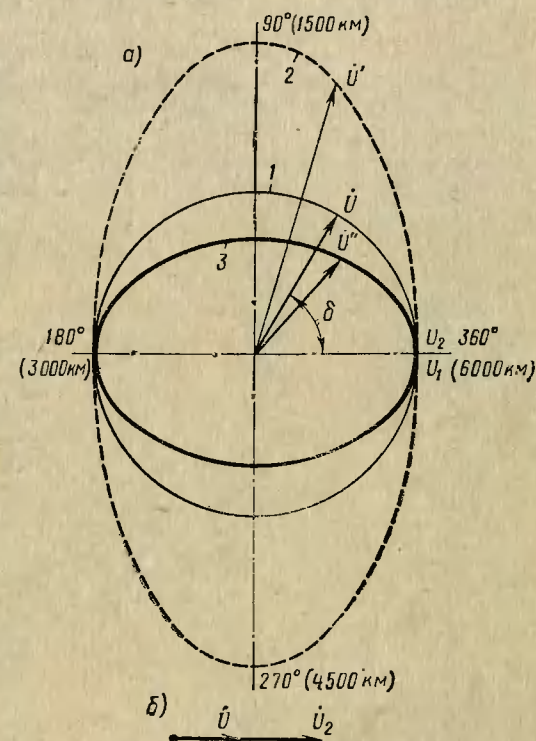


Рис. 2-4

наименьшее напряжение в начале линии U'' соответствует случаю передачи реактивной мощности из конца в начало ($Q_{*2} < 0$, $\cos \varphi_2 \neq 0,8$). По мере уменьшения потока Q_2 напряжение в начале линии возрастает, т. е. U'' будет меньше, чем U , когда $\cos \varphi_2 = 1$. Изменение направления Q_2 (от линии передачи в приемную систему) ведет к дальнейшему росту напряжения в начале линии, где U' при $Q_2 > 0$ ($\cos \varphi_2 = 0,8$) больше U . С учетом сказанного имеем $U' > U > U''$. Величина и направление Q_2 изменяют также угол между напряжениями по концам линии передачи. Наименьшее значение угла между напряжениями по концам δ' будет в случае $Q_2 > 0$, а наибольшее значение $\delta'' \rightarrow$ при $Q_2 < 0$. Таким образом $\delta' < \delta < \delta''$.

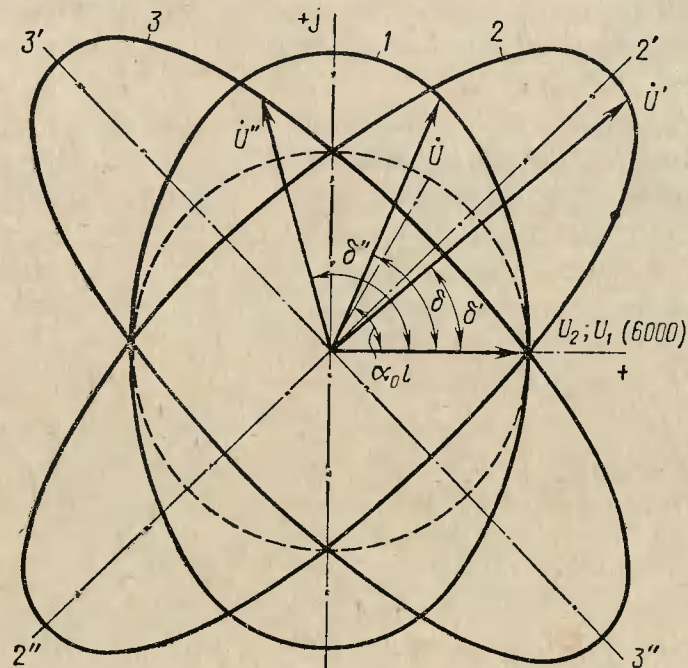


Рис. 2-5

Изменение U_1 и угла δ в функции направления потока Q_2 можно видеть и на векторной диаграмме рис. 2-3, б.

При передаче по линии активной мощности $P = P_c$ и $\cos \varphi_2 \neq 1$ показанная штриховой линией окружность, образованная концом вектора $\dot{U}_x$ (см. рис. 2-4), вырождается в эллипсы, оси которых имеют наклон к осям координат аналогично тому, как это имело место в случае $P = 1,5 P_c$ (см. рис. 2-5).

В тех случаях, когда известны напряжение, реактивная мощность в начале линии и активная мощность, передаваемая по линии, напряжение в конце

$$\dot{U}_2 = U_1 (\cos \alpha_0 l - Q_{*1} \sin \alpha_0 l - j P_* \sin \alpha_0 l). \quad (2-14a)$$

В последнем выражении за базисную принимается мощность $P_6 = U_1^2 / z_c$. Если за базисную принимается натуральная мощность $P_c = U_{\text{ном}}^2 / z_c$, то уравнение (2-14a) запишется как

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 [\cos \alpha_0 l - Q'_{*1} (U_{\text{ном}} / U_1)^2 \sin \alpha_0 l - j P'_* (U_{\text{ном}} / U_1)^2 \sin \alpha_0 l], \quad (2-14b)$$

где $P'_* = P / P_c$; $Q'_{*1} = Q_1 / P_c$.

Знаку «—» у реактивной мощности Q_1 в (2-14a) и (2-14b) соответствует положительное направление Q_1 , т. е. от начала к концу.

Выражения (2-12) и (2-14a) определяют не только напряжения по концам электропередачи, но и соотношения между ними и мощностями. Отношение модуля вектора напряжения начала линии к модулю вектора напряжения в конце ее называется *перепадом напряжения*:

$$K = |\dot{U}_1 / \dot{U}_2|. \quad (2-15)$$

Принимая во внимание (2-15), можно записать, что

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 K e^{j\delta}; \quad \dot{U}_2 = \frac{\dot{U}_1}{K} e^{-j\delta}.$$

Подставляя в уравнение (2-15) соответственно (2-12) и (2-14a), после преобразования получим

$$K = \frac{U_1}{U_2} = \sqrt{(\cos \alpha_0 l + Q_{*2} \sin \alpha_0 l)^2 + (P_* \sin \alpha_0 l)^2}; \quad (2-16)$$

$$K = \frac{U_1}{U_2} = \sqrt{\left[\cos \alpha_0 l + Q'_{*2} \left(\frac{U_{\text{ном}}}{U_2} \right)^2 \sin \alpha_0 l \right]^2 + \left[P'_* \left(\frac{U_{\text{ном}}}{U_2} \right)^2 \sin \alpha_0 l \right]^2} \quad (2-16a)$$

или

$$\frac{1}{K} = \frac{U_2}{U_1} = \sqrt{(\cos \alpha_0 l - Q_{*1} \sin \alpha_0 l)^2 + (P_* \sin \alpha_0 l)^2}; \quad (2-17)$$

$$\frac{1}{K} = \frac{U_2}{U_1} = \sqrt{\left[\cos \alpha_0 l - Q'_{*1} \left(\frac{U_{\text{ном}}}{U_1} \right)^2 \sin \alpha_0 l \right]^2 + \left[P'_* \left(\frac{U_{\text{ном}}}{U_1} \right)^2 \sin \alpha_0 l \right]^2}. \quad (2-17a)$$

В выражениях (2-16a) и (2-17a) за базисную принята натуральная мощность $P_c = U_{\text{ном}}^2 / z_c$, а в выражениях (2-16) и (2-17) соответственно

$$P_6 = U_2^2 / z_c \quad \text{и} \quad P_6 = U_1^2 / z_c.$$

Из уравнений (2-16) и (2-17), определяющих перепад напряжения по концам линии, видно, что при заданных мощностях по линии величина K зависит от длины линии электропередачи. Исключение здесь составляет случай передачи по линии активной мощности, равной натуральной, и реактивной мощности $Q_2 = 0$. В этом режиме при любой длине линии перепад напряжения $K = 1$, а $U_1 = U_2 = U_x$ (см. окружность 1 на рис. 2-4). Если же $Q_{*2} > 0$, то по мере роста длины линии электропередачи (примерно до 1500 км) значение K постепенно повышается, оставаясь больше единицы. Увеличение длины линии l от 1500 км приводит к постепенному снижению K вплоть до длины 3000 км, когда $K = 1$.

Изменение потока активной мощности при определенной длине линии приводит к изменению K . Так, для линии длиной до 1500 км и передаче активной мощности $P > P_c$ при коэффициенте мощности $\cos \varphi_2 = 1$ перепад напряжения $K > 1$, а для передачи по такой

линии $P < P_c$ и $\cos \varphi_2 = 0$ необходимо обеспечить $K < 1$, т. е. иметь напряжение в начале линии меньше, чем в конце.

Обычно поток активной мощности, передаваемой по линии в систему, определяется ее режимом работы. В этих условиях изменение величины и направления реактивной мощности позволяет получить тот или иной перепад напряжения. Но поток реактивной мощности, в свою очередь, зависит от потерь активной мощности во всех элементах электропередачи. Естественно, что изменение потока реактивной мощности приведет к изменению потерь активной мощности электропередачи. Следовательно, расчет режима передачи при той или иной величине P связан с выявлением оптимального перепада напряжений по концам и обусловленного им распределения реактивной мощности по линии. Если же перепад напряжения по концам линии при данном P будет по тем или иным соображениям задан, то следствием принятых условий будет вынужденный режим по реактивной мощности в начале и конце линии. Такое положение может быть, если напряжение в конце электропередачи будет определяться требованиями работы приемной системы, а напряжение в начале — желаемыми коэффициентами запаса по устойчивости. Разумеется, могут быть и другие условия, когда на линии передачи необходимо иметь определенный перепад напряжений по концам. В большинстве подобных случаев в конце линии поток реактивной мощности отличается от того, который необходим приемной системе. Так, например, при длине линии меньше 3000 км и передаче по ней активной мощности $P > P_c$ для обеспечения $K = 1$ ($U_1 = U_2 = U$) оказывается необходимым передавать реактивную мощность в линию как от генераторов станции, так и из приемной системы. Если же передаваемая по линии активная мощность меньше натуральной, то при тех же условиях из линии перетекает реактивная мощность в генераторы передающей станции и приемную систему. Рассмотренные примеры показывают, что реактивная мощность в конце передачи при определенном перепаде напряжений по концам может изменяться по величине и направлению в зависимости от передаваемой активной мощности, что может привести к нарушению в системе баланса реактивной мощности. По этой причине, а также в целях улучшения устойчивости объединенной системы, на подстанции приемной системы устанавливают синхронные компенсаторы. Для уменьшения потока реактивной мощности, направленной в генераторы станции ($P < P_c$), в начале линии или на шинах высшего напряжения подключают реакторы.

Расчет режимов электропередачи при учете активного сопротивления (учете потерь). Этот расчет приходится проводить в соответствии с выражениями (2-2), содержащими гиперболические функции комплексных переменных. Однако в дальних линиях электропередач, которые выполняются расщепленными проводами крупных сечений, активное сопротивление мало (составляет 8% и менее от x_0). Это дает основание рассматривать отношение r_0/x_0 как малый параметр. Кроме того, при расчете режимов линий обычно пренебрегают активной проводимостью как величиной, не оказывающей существенного влияния на режим напряжений вдоль электропередачи. С учетом сказанного

выражения для волнового сопротивления и коэффициента затухания волны линии передачи можно записать как

$$Z_c = \sqrt{\frac{r_0 + jx_0}{jb_0}} = \sqrt{\frac{x_0}{b_0} \left(1 - j \frac{r_0}{x_0}\right)} = z_c \sqrt{1 - j \frac{r_0}{x_0}};$$

$$\gamma_0 = \sqrt{(r_0 + jx_0)jb_0} = \sqrt{j^2 x_0 b_0 \left(1 - j \frac{r_0}{x_0}\right)} = j\alpha_0 \sqrt{1 - j \frac{r_0}{x_0}}.$$

Входящий в оба эти выражения член $\sqrt{1 - j \frac{r_0}{x_0}}$ можно разложить в ряд, который сходится, если $-1 < \frac{r_0}{x_0} < 1$. Учитывая только первый член ряда, получим

$$\sqrt{1 - j \frac{r_0}{x_0}} = \left(1 - j \frac{r_0}{2x_0}\right).$$

Окончательно будем иметь

$$Z_c = \sqrt{\frac{x_0}{b_0}} \left(1 - j \frac{r_0}{2x_0}\right) = z_c \left(1 - j \frac{r_0}{2x_0}\right); \quad (2-18)$$

$$\gamma_0 = j \sqrt{x_0 b_0} \left(1 - j \frac{r_0}{2x_0}\right) = \frac{r_0}{2x_0} \alpha_0 + j\alpha_0. \quad (2-19)$$

При длине линии l коэффициент распространения волны

$$\gamma_0 l = \frac{r_0}{2x_0} \alpha_0 l + j\alpha_0 l = \frac{r_0}{2x_0} \lambda + j\lambda. \quad (2-20)$$

Из (2-18) и (2-19) видно, что волновое сопротивление и коэффициент распространения волны линии с потерями, при принятом подходе, можно определять как для линии без потерь (т. е. считать волновое сопротивление равным z_c и $\alpha_0 l = \lambda$), а активное сопротивление линии учитывать введением малых поправок, зависящих от удельного активного сопротивления линии r_0 . При этом поправки на волновое сопротивление и коэффициент распространения волны соответственно равны $-j \frac{r_0}{2x_0} z_c$ и $\frac{r_0}{2x_0} \alpha_0 l = \frac{r_0}{2x_0} \lambda$. Принимая во внимание (2-18) и (2-20), можно преобразовать выражения $\text{ch } \gamma_0 l$ и $\text{sh } \gamma_0 l$, входящие в (2-2). При этом получим

$$\text{ch } \gamma_0 l \approx \text{ch} \left(\frac{r_0}{2x_0} \lambda + j\lambda \right) \approx \cos \lambda + j \frac{r_0}{2x_0} \lambda \sin \lambda, \quad (2-21)$$

где с учетом малости $r_0/(2x_0)$ принято

$$\text{ch} \left(\frac{r_0}{2x_0} \lambda \right) \approx 1; \quad \text{sh} \left(\frac{r_0}{2x_0} \lambda \right) \approx \frac{r_0}{2x_0} \lambda.$$

Аналогично можно найти

$$\left. \begin{aligned} \text{sh } \gamma_0 l &\approx \frac{r_0}{2x_0} \lambda \cos \lambda + j \sin \lambda; \\ \text{th } \gamma_0 l &\approx \frac{r_0}{2x_0} \lambda \frac{1}{\cos^2 \lambda} + j \text{tg } \lambda. \end{aligned} \right\} \quad (2-22)$$

Заметим, что упрощенный подход к учету активного сопротивления линии передачи длиной до 2000 км, напряжением 500 кВ дает погрешность в определении $\operatorname{ch} \gamma_0 l$, $\operatorname{sh} \gamma_0 l$ и $\operatorname{th} \gamma_0 l$ в пределах 2—3%; для линий напряжением 750 кВ эта погрешность будет еще меньше.

После подстановки в (2-2) равенств (2-18), (2-21) и (2-22) получим

$$\begin{aligned}\dot{U}_1 &= \dot{U}_2 \left(\cos \lambda + j \frac{r_0}{2x_0} \lambda \sin \lambda \right) + \sqrt{3} \dot{I}_2 z_c \left(1 - j \frac{r_0}{2x_0} \right) \left(\frac{r_0}{2x_0} \lambda \cos \lambda + j \sin \lambda \right); \\ \dot{I}_1 &= \dot{I}_2 \left(\cos \lambda + j \frac{r_0}{2x_0} \lambda \sin \lambda \right) + \frac{\dot{U}_2}{\sqrt{3} z_c \left(1 - j \frac{r_0}{2x_0} \right)} \left(\frac{r_0}{2x_0} \lambda \cos \lambda + j \sin \lambda \right).\end{aligned}$$

Преобразуя первое из этих выражений, окончательно найдем

$$\begin{aligned}\dot{U}_1 &= \dot{U}_2 \left[\cos \lambda + (\lambda \cos \lambda + \sin \lambda) \frac{r_0}{2x_0} P_{*2} + Q_{*2} \sin \lambda \right] + \\ &+ j \dot{U}_2 \left[\frac{r_0}{2x_0} \lambda \sin \lambda + P_{*2} \sin \lambda - (\lambda \cos \lambda + \sin \lambda) \frac{r_0}{2x_0} Q_{*2} \right], \quad (2-23)\end{aligned}$$

где за базисную принята мощность $P_6 = U_2^2 / z_c$.

Из (2-23) видно, что упрощенный подход к учету активного сопротивления линии передачи позволяет рассчитывать режимы таких линий не по гиперболическим функциям комплексного переменного, а по круговым функциям, что существенно упрощает расчет, несмотря на кажущуюся, с первого взгляда, громоздкость рассматриваемого равенства. При этом вследствие учета активного сопротивления в (2-23) появились составляющие, имеющие сомножителем $r_0 / (2x_0)$ или $r_0 \lambda / (2x_0)$. Если принять, что $r_0 / (2x_0) = 0$, то (2-23) упрощается и принимает вид (2-12), характерный для линии без потерь.

Для реальных линий, имеющих потери, распределение напряжения будет таким, что конец вектора напряжения в начале линии при изменении ее длины будет образовывать спираль (рис. 2-6), которая построена для случая, когда передаваемая мощность $P = 0,8 P_c$ и $Q_2 > 0$ ($\cos \varphi_2 = 0,8$).

Ниже приведены соотношения, связывающие напряжения по концам линии с потерями при заданных мощностях в начале линии, а также выражение для перепада напряжений по концам линии:

$$\begin{aligned}\dot{U}_2 &= \dot{U}_1 \left\{ \left[\cos \lambda - \frac{r_0}{2x_0} (\lambda \cos \lambda + \sin \lambda) \frac{P_{*1}}{K^2} - \frac{Q_{*1}}{K^2} \sin \lambda \right] + \right. \\ &+ j \left[\frac{r_0}{2x_0} \lambda \sin \lambda - \frac{P_{*1}}{K^2} \sin \lambda + \frac{r_0}{2x_0} (\lambda \cos \lambda + \sin \lambda) \frac{Q_{*1}}{K^2} \right] \left. \right\},\end{aligned}$$

$$\text{где } K = \left| \frac{U_1}{U_2} \right|; \quad P_{*1} = \frac{P_1}{P_6}; \quad Q_{*1} = \frac{Q_1}{P_6};$$

$$P_6 = \frac{U_2^2}{z_c} = \frac{U_2^2}{\sqrt{x_0/b_0}};$$

$$\begin{aligned}\dot{U}_2 &= \dot{U}_1 \left\{ \left[\cos \lambda - \frac{r_0}{2x_0} (\lambda \cos \lambda + \sin \lambda) P_{*1} - Q_{*1} \sin \lambda \right] + \right. \\ &+ j \left[\frac{r_0}{2x_0} \lambda \sin \lambda - P_{*1} \sin \lambda + \frac{r_0}{2x_0} (\lambda \cos \lambda + \sin \lambda) Q_{*1} \right] \left. \right\}; \quad P_6 = \frac{U_1^2}{z_c};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}K = \frac{U_1}{U_2} &= \sqrt{\left[\cos \lambda + \frac{r_0}{2x_0} (\lambda \cos \lambda + \sin \lambda) P_{*2} + Q_{*2} \sin \lambda \right]^2 + \dots \rightarrow} \\ &\dots \rightarrow + \left[\frac{r_0}{2x_0} \lambda \sin \lambda + P_{*2} \sin \lambda - \frac{r_0}{2x_0} (\lambda \cos \lambda + \sin \lambda) Q_{*2} \right]^2;\end{aligned}$$

$$P_6 = U_2^2 / z_c;$$

$$\begin{aligned}\frac{1}{K} = \frac{U_2}{U_1} &= \sqrt{\left[\cos \lambda - \frac{r_0}{2x_0} (\lambda \cos \lambda + \sin \lambda) P_{*1} - Q_{*1} \sin \lambda \right]^2 + \dots \rightarrow} \\ &\dots \rightarrow + \left[\frac{r_0}{2x_0} \lambda \sin \lambda - P_{*1} \sin \lambda + \frac{r_0}{2x_0} (\lambda \cos \lambda + \sin \lambda) Q_{*1} \right]^2;\end{aligned}$$

$$P_6 = U_1^2 / z_c;$$

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{\frac{r_0}{2x_0} \lambda \sin \lambda + P_{*2} \sin \lambda - \frac{r_0}{2x_0} (\lambda \cos \lambda + \sin \lambda) Q_{*2}}{\cos \lambda + \frac{r_0}{2x_0} (\lambda \cos \lambda + \sin \lambda) P_{*2} + Q_{*2} \sin \lambda}; \quad P_6 = \frac{U_2^2}{z_c}.$$

Заметим, что учет активного сопротивления линии передачи изменяет количественные соотношения между режимными параметрами линии и ее длиной. Качественно все связи между режимными параметрами и длиной линии остаются прежними. Поэтому более подробно на этих вопросах останавливаться не будем.

Угол δ — величина, характеризующая режим протяженной электропередачи и ее устойчивость. Возможность передачи по линии активной мощности связана с наличием угла сдвига между напряжениями по концам линии передачи. Изменение впуска энергоносителя в турбины передающей станции влияет на их механическую мощность, что находит свое отражение в изменении электрического режима линии электропередачи, а следовательно, и угла δ .

Воспользовавшись уравнением (2-12) и векторной диаграммой (см. рис. 2-3, б), можно найти выражение для угла δ через параметры режима и волновую длину линии:

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{P_* \sin \alpha_0 l}{\cos \alpha_0 l \pm Q_{*2} \sin \alpha_0 l} = \frac{P_* \operatorname{tg} \alpha_0 l}{1 \pm Q_{*2} \operatorname{tg} \alpha_0 l}. \quad (2-24)$$

Здесь знак «+» перед реактивной мощностью соответствует перетоку Q_2 из линии в приемную систему. Из (2-24) видно, что угол сдвига напряжений по концам линии увеличивается с ростом передаваемой активной мощности. Однако интенсивность увеличения угла при этом зависит от длины линии электропередачи.

Изменение величины и направления потока реактивной мощности в конце линии также позволяет менять угол δ . Например, для линии длиной 1000 км характер изменения угла δ в функции $\pm Q_2$ в условиях постоянства активной мощности линии можно видеть на рис. 2-5, где

$$\delta'_{Q_2} > 0 < \delta_{Q_2=0} < \delta''_{Q_2} < 0.$$

Таким образом, увеличивая поток реактивной мощности, поступающей в приемную систему, можно уменьшить угол δ . Если реактивная мощность передается из приемной системы в электропередачу, то увеличение ее вызывает и рост угла δ . Но потоки реактивной мощности по концам электропередачи связаны с перепадом напряжения K . Следовательно, воздействуя на перепад напряжения по концам линии,

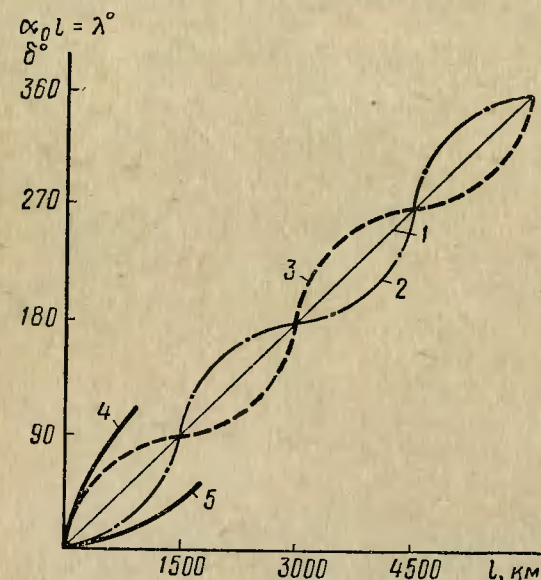


Рис. 2-7

можно обеспечить тот или иной угол δ при заданной активной мощности линии.

Изменение перетоков реактивной мощности в линии влияет на величину потерь в электропередаче и приводит к перераспределению напряжения вдоль по линии, поэтому целесообразность поддержания определенного угла в том или ином режиме передачи путем воздействия на потоки реактивной мощности должна быть обоснована технико-экономическими расчетами.

Из (2-24) следует, что при прочих равных условиях угол δ является функцией длины линии l . Графически зависимости $\delta = f(l)$ представ-

лены на рис. 2-7, где 1 — характеристика, определенная при $P_* = 1$ и $Q_2 = 0$, отвечает изменению волновой длины линии λ в функции l ; 2 — при $P_* < 1$ и $Q_2 = 0$; 3 — при $P_* > 1$ и $Q_2 = 0$; 4 — при $P_* > 1$ и $Q_2 < 0$; 5 — при $P_* > 1$ и $Q_2 > 0$. Эти характеристики показывают, что в каждом режиме, который характеризуется величинами P и Q_2 , угол δ растет по мере увеличения l , при этом его значение отличается от угла, соответствующего волновой длине. Только в частном случае, когда $P_* = 1$ и $Q_2 = 0$, углы δ и $\lambda = \alpha_0 l$ равны и изменяются пропорционально изменению длины линии l , что следует из (2-24).

Наличие в конце линии потока реактивной мощности, даже при $P_* = 1$, приводит к тому, что характер зависимости $\delta = f(l)$ меняется, а равенство $\delta = \lambda$ имеет место лишь в особых точках, где $l = 3000$ и 6000 км*.

Вообще длина линии (км), при которой имеет место равенство углов δ и $\alpha_0 l$, зависит от активной мощности, а также коэффициента мощ-

ности в конце передачи и может быть найдена из соотношения

$$l = \frac{\arctg \frac{P_* - 1}{\pm Q_{*2}}}{\alpha_0},$$

которое получено из (2-24).

При расчете режимов линии с потерями можно воспользоваться выражениями, приведенными выше. Однако учет активного сопротивления при определении угла δ не обязателен, так как поправка на величину угла обычно лежит в пределах точности расчетов, оказываясь заметной при длинах линий 2000—3000 км и 5000—6000 км.

Предельная мощность линии. Ранее отмечалось, что при постоянной активной мощности линии по мере увеличения длины линии передачи угол δ растет и приближается к значению, соответствующему пределу по мощности линии. Указанное обстоятельство является одной из причин уменьшения передаваемой мощности при увеличении длины линии электропередачи. Другая причина заключается в том, что с ростом длины линии электропередачи предельная мощность изменяется. Чтобы определить предельную мощность линии длиной l и соответствующий ей угол δ , обратимся к векторной диаграмме (см. рис. 2-3), построенной для линии без потерь.

Из этой диаграммы следует, что

$$\sin \delta = \frac{P_* U_2 \sin \alpha_0 l}{U_1} = \frac{P_*}{K} \sin \alpha_0 l;$$

$$P_* = \frac{U_1}{U_2} \cdot \frac{\sin \delta}{\sin \alpha_0 l}.$$

Принимая во внимание, что $P_6 = U_2^2 / z_c$, окончательно получим

$$P = P_1 = P_2 = \frac{U_1 U_2}{z_c \sin \alpha_0 l} \sin \delta = P_{\text{пр}} \sin \delta, \quad (2-25)$$

где

$$|P_{\text{пр}}| = \left| \frac{U_1 U_2}{z_c \sin \alpha_0 l} \right| \equiv \left| \frac{1}{\sin \alpha_0 l} \right|.$$

Изменение углов исходного режима при $P_* = \text{const}$ и увеличении длины линии в соответствии с (2-25) показано на рис. 2-8; где a — характеристики мощности линии длиной 500 км (1), 1000 км (2), 1500 км (3); b — линии 3500 км (1) и 4000 км (2). При длине линии более 3000 км (когда $\sin \alpha_0 l < 0$) рабочий угол равен $(180^\circ + \delta_0)$, что вытекает из необходимости соблюдения устойчивости ($dP/d\delta > 0$).

Для линии без потерь длиной до 1500 км угол, соответствующий предельному режиму, т. е. такому, когда по линии передается мощность $P_{\text{пр}}$, равен 90° . При длине линии свыше 3000 км этому режиму соответствует угол между векторами напряжений по концам, равный 270° .

* Точнее говоря, в районе указанных длин, поскольку коэффициент изменения фазы волны $\alpha_0 = \sqrt{x_0 b_0}$ близок, но не равен 0,06 эл. град/км.

В диапазоне длин линий 1500—3000 км угол между векторами напряжений $\dot{U}_1$ и $\dot{U}_2$ при осуществлении рабочих режимов должен будет изменяться в пределах 90—180°. Однако генераторы станций, объединенные линиями электропередач длиной 1500—3000 км, не обладают естественной устойчивостью, так как $dP/d\delta < 0$. Чтобы обеспечить устойчивую работу генераторов объединенной системы, необходимо

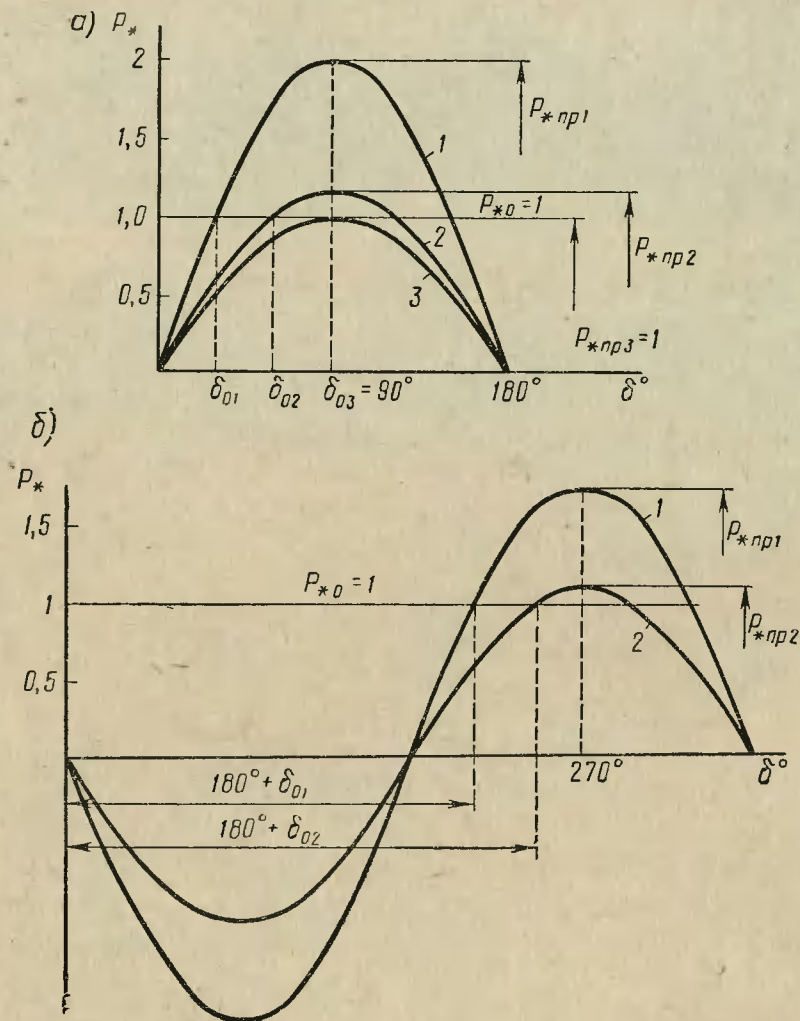


Рис. 2-8

применять меры повышения устойчивости. Одна из таких мер заключается в компенсации параметров линии.

Предельная передаваемая по линии мощность, т. е. наибольшая возможная в данных условиях, когда напряжения по концам U_1 и U_2 неизменны [см. (2-25)], является только функцией длины линии передачи. Графически зависимости $|P_{*пр}| = f(l)$ изображены на рис. 2-9, где 1 — характеристика идеализированной линии ($r_0 = 0$); 2 — характеристика линии с потерями, откуда следует, что при увеличении длины линии ее предельная мощность уменьшается, принимая наименьшее значение $P_* = 1$ в случае, когда длина линии составляет 1500 км.

Дальнейшее увеличение длины линии (свыше 1500 км) приводит к повышению предельной мощности линии. Для линии без потерь длиной 3000 км предельная мощность линии оказывается бесконечной (см. рис. 2-9, зависимость 1). Разрывы кривых при указанных длинах связаны с принятым допущением — отсутствием активного сопротивления линии, т. е. с идеализацией линии. Для реальных линий, обладающих активным сопротивлением, предельная передаваемая мощность хотя и велика, но имеет ограничения. Однако общий ход зависимости $P_{пр} = f(l)$ в остальном существенно не изменится (см. рис. 2-9). Чтобы найти предельную мощность линии с потерями 2, где $P_1 \neq P_2$, и рассчитать режим, можно воспользоваться выражениями, приведенными ниже:

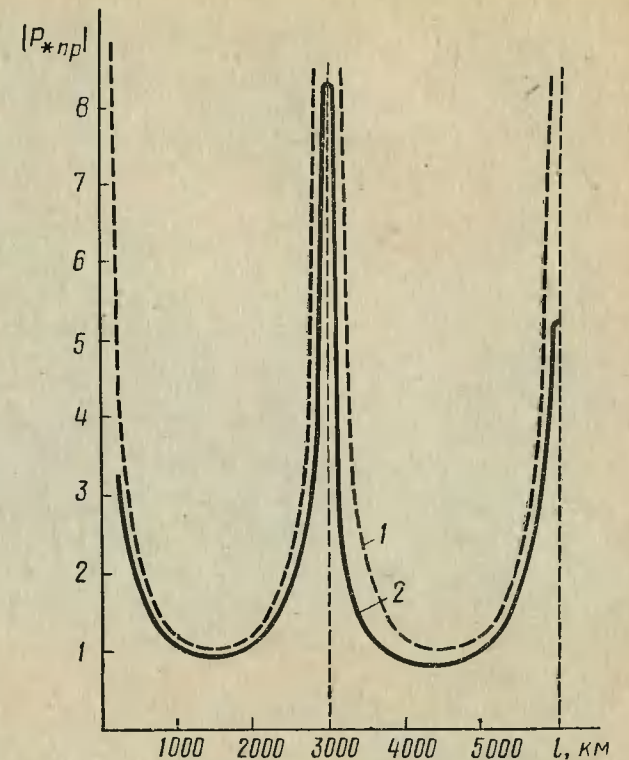


Рис. 2-9

$$P_1 = \frac{\frac{r_0}{2x_0} U_1^2 \left(\lambda + \frac{1}{2} \sin 2\lambda \right) - \frac{r_0}{2x_0} U_1 U_2 (\lambda \cos \lambda + \sin \lambda) \cos \delta + U_1 U_2 \sin \lambda \sin \delta}{\sqrt{\frac{x_0}{b_0} \left[\sin^2 \lambda + \left(\frac{r_0}{2x_0} \lambda \right)^2 \cos^2 \lambda \right]}};$$

$$Q_1 = \frac{\left[1 - \left(\frac{r_0}{2x_0} \lambda \right)^2 \right] U_1^2 \sin \lambda \cos \lambda - \left(\frac{r_0}{2x_0} \right)^2 U_1^2 \lambda \sin^2 \lambda - \frac{r_0}{2x_0} (\lambda \cos \lambda + \sin \lambda) \times}{\sqrt{\frac{x_0}{b_0} \left[\sin^2 \lambda + \left(\frac{r_0}{2x_0} \lambda \right)^2 \cos^2 \lambda \right]}} \times U_1 U_2 \sin \delta - U_1 U_2 \sin \lambda \cos \delta;$$

$$P_2 = \frac{-\frac{r_0}{2x_0} \left(\lambda + \frac{1}{2} \sin 2\lambda \right) U_2^2 + \frac{r_0}{2x_0} (\lambda \cos \lambda + \sin \lambda) U_1 U_2 \cos \delta + U_1 U_2 \sin \lambda \sin \delta}{\sqrt{\frac{x_0}{b_0} \left[\sin^2 \lambda + \left(\frac{r_0}{2x_0} \lambda \right)^2 \cos^2 \lambda \right]}};$$

$$Q_2 = \frac{-\left[1 - \left(\frac{r_0}{2x_0} \lambda \right)^2 \right] U_2^2 \cos \lambda \sin \lambda + \left(\frac{r_0}{2x_0} \right)^2 U_2^2 \lambda \sin^2 \lambda - \frac{r_0}{2x_0} (\lambda \cos \lambda + \sin \lambda) \times}{\sqrt{\frac{x_0}{b_0} \left[\sin^2 \lambda + \left(\frac{r_0}{2x_0} \lambda \right)^2 \cos^2 \lambda \right]}} \times U_1 U_2 \sin \delta + U_1 U_2 \sin \lambda \cos \delta.$$

Угол, при котором наступает максимум P_1 ,

$$\delta_{P_{пр}} = \arcsin \sqrt{\frac{1}{1 + \left(\frac{r_0}{2x_0} \right)^2 (\lambda \operatorname{ctg} \lambda + 1)^2}}.$$

Таким образом, с увеличением длины линии предельная передаваемая мощность снижается, а угол, соответствующий исходному режиму, увеличивается. Оба эти обстоятельства ведут к ухудшению устойчивости системы и снижению пропускной способности электропередачи, что и является причиной уменьшения передаваемой по линии активной мощности P по мере увеличения ее длины до 1500 км и более 3000 км.

При определении пределов по мощности линий относительно небольшой длины (200—250 км) обычно используют более простое по сравнению с (2-25) выражение, которое можно получить следующим образом. При указанных длинах линий без ущерба для точности расчета можно принять, что

$$\sin \alpha_0 l \approx \alpha_0 l = \sqrt{x_0 b_0} l.$$

Подставив в (2-25) это соотношение, получим

$$P = \frac{U_1 U_2 \sin \delta}{\sqrt{\frac{x_0}{b_0}} \sqrt{x_0 b_0} l} = \frac{U_1 U_2}{x_0 l} \sin \delta = \frac{U_1 U_2}{x_n} \sin \delta. \quad (2-26)$$

Таким образом, выражение (2-26) определяет активную мощность при расчетах сравнительно коротких электропередач, где, как правило, нет необходимости учитывать волновой характер процессов, связанных с передачей электроэнергии.

Характерные особенности линии длиной порядка 1500 км. Волновая длина при этом составляет четверть волны. Выше было показано, что угол сдвига между напряжениями по концам линии такой длины при $Q_2 = 0$ независимо от передаваемой активной мощности равен 90° (см. рис. 2-7, характеристики 1, 2, 3). Остановимся на этом более подробно. Напряжения и токи по концам идеализированной линии длиной 1500 км связаны между собой соотношениями

$$\begin{aligned} \dot{U}_1 &= j \sqrt{3} \dot{I}_2 z_c; \\ \dot{I}_1 &= j \frac{\dot{U}_2}{\sqrt{3} z_c}, \end{aligned}$$

которые нетрудно получить, воспользовавшись уравнениями (2-6) и учтя, что $\sin \alpha_0 l = \sin (\pi/2) = 1$, $\cos \alpha_0 l = 0$.

Из формул, приведенных выше, видно, что вектор напряжения $\dot{U}_1$ опережает вектор тока в конце линии на 90° , а ток в начале линии $\dot{I}_1$ также на 90° опережает вектор напряжения в конце линии. Если вектор тока в конце передачи $\dot{I}_2$ отстает от вектора напряжения $\dot{U}_2$ на угол φ_2 , то угол между векторами напряжений по концам линии $\delta = 90^\circ - \varphi_2$. В том случае, когда по линии передается только активная мощность ($\varphi_2 = 0$), сдвиг между напряжениями по концам линии $\delta = 90^\circ$, независимо от величины передаваемой активной мощности, предельное значение которой равно натуральной (см. рис. 2-9). Таким образом, по линии длиной порядка 1500 км можно передавать мощность $P_* < 1$, но обязательно при этом иметь поток реактивной мощности, поступающей в приемную систему. В противном случае для любого режима с $P > 0$ система, содержащая передачу такой длины,

будет находиться на границе устойчивости, так как во всех режимах угол $\delta = 90^\circ$. Относительно малая величина предельной мощности и работа в нормальных режимах с углами, близкими к 90° , практически приводит к необходимости предусматривать специальные мероприятия, обеспечивающие устойчивость систем с линиями электропередач такой длины.

Определение потоков реактивной мощности по концам линии электропередачи, круговые диаграммы ЛЭП. Поскольку в ряде случаев для линии длиной l при передаваемой мощности P бывает целесообразно иметь тот или иной перепад напряжений по концам K , то это ведет к необходимости обеспечения определенного потока реактивной мощности в электропередаче по величине и направлению. Этот поток определяется режимом электропередачи и ее длиной. Связь с режимом всей системы в целом выражается в необходимости поддержания того или иного напряжения в конце передачи.

На шинах подстанции приемной системы может возникнуть небаланс реактивной мощности, для устранения которого приходится предусматривать установку источников реактивной мощности в конце электропередачи. Чтобы предварительно оценить возможность осуществления того или иного режима системы, включающей электропередачу, необходимо знать возможную величину и направление реактивной мощности Q_2 в функции передаваемой активной мощности P и перепада напряжений по концам линии K . Найти искомую связь можно с помощью уравнения (2-16). Решая его относительно Q_{*2} , найдем мощность, поступающую в нагрузку системы из линии электропередачи:

$$Q_{*2} = -\operatorname{ctg} \alpha_0 l + \sqrt{\left(\frac{K}{\sin \alpha_0 l}\right)^2 - P_*^2}, \quad (2-27)$$

где за базисную принята мощность $P_0 = U_2^2 / z_c$.

В (2-27) перед корнем выбран знак «+», поскольку в режиме передачи по линии активной мощности, равной натуральной, реактивная мощность в конце линии должна быть равна нулю ($P_* = 1$; $U_1 = U_2 = 1$; $K = 1$). При ненагруженной линии, включенной с двух сторон, мощность Q_2 должна быть положительной (из линии в систему). Кроме того, из (2-27) видно, что при передаче по некомпенсированной линии длиной 1000—1500 км мощности, равной (1,3—1,5) P_c , необходимо создавать перепад напряжений по концам линии, что следует из неравенства

$$P_* < \frac{K}{\sin \alpha_0 l}.$$

Выражение (2-27) указывает на возможность простой геометрической интерпретации связи между активной и реактивной мощностью в конце линии при той или иной ее длине и перепаде напряжений по концам электропередачи. В самом деле, из (2-27) можно получить соотношение

$$P_*^2 + (Q_{*2} + \operatorname{ctg} \alpha_0 l)^2 = \left(\frac{K}{\sin \alpha_0 l}\right)^2,$$

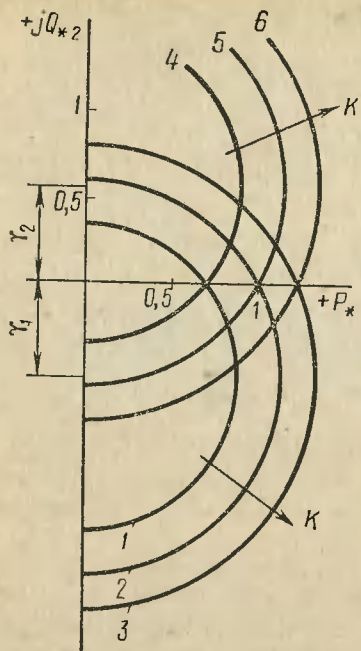


Рис. 2-10

инного режима линии как по техническим, так и по экономическим показателям.

Чтобы найти реактивную мощность в начале линии электропередачи, воспользуемся выражением $\dot{S}_1 = \sqrt{3} \dot{U}_1 \dot{I}_1$. Если ток $\dot{I}_1$ отстает от напряжения, то $\dot{S}_1 = P_1 + jQ_1$ и тогда

$$P_1 + jQ_1 = \sqrt{3} U_1 \left(\dot{I}_2 \cos \alpha_0 l - j \frac{\dot{U}_2}{\sqrt{3} z_c} \sin \alpha_0 l \right).$$

Из (2-6) имеем

$$\dot{I}_2 = \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2 \cos \alpha_0 l}{-j \sqrt{3} z_c \sin \alpha_0 l}.$$

После подстановки $\dot{I}_2$ в выражение $\dot{S}_1$ найдем

$$\dot{S}_1 = j \frac{U_1^2}{z_c} \operatorname{ctg} \alpha_0 l - j \frac{\dot{U}_1 \dot{U}_2}{z_c \sin \alpha_0 l}.$$

Однако

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 \cos \alpha_0 l + j \sqrt{3} \dot{I}_2 z_c \sin \alpha_0 l = \dot{U}_2 \left(\cos \alpha_0 l + j \frac{z_c}{z_2} \sin \alpha_0 l \right),$$

где

$$Z_2 = R_2 + jX_2,$$

тогда

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 \left[\cos \alpha_0 l + j \frac{z_c (R_2 - jX_2)}{z_2^2} \sin \alpha_0 l \right].$$

Учтя последнее выражение, получим мощность в начале линии

$$\dot{S}_1 = j \frac{U_1^2}{z_c} \operatorname{ctg} \alpha_0 l - j \frac{U_2^2}{z_c} \operatorname{ctg} \alpha_0 l - j \frac{U_2^2 x_2}{z_2^2} + \frac{U_2^2 R_2}{z_2^2}. \quad (2-28)$$

Принимая во внимание, что $(U_2^2/z_2^2) x_2 = Q_2$, окончательно из (2-28) будем иметь

$$Q_1 = \left(\frac{U_1^2 - U_2^2}{z_c} \right) \operatorname{ctg} \alpha_0 l - Q_2, \quad (2-29)$$

что в долях от мощности $P_6 = U_2^2/z_c$ составляет

$$Q_{*1} = (K^2 - 1) \operatorname{ctg} \alpha_0 l - Q_{*2}. \quad (2-29a)$$

Уравнения (2-29) и (2-29a) связывают реактивную мощность по концам линии передачи с перепадом напряжения по линии и ее длиной. Составляющую вида $(K^2 - 1) \operatorname{ctg} \alpha_0 l$ в (2-29a) можно рассматривать как алгебраическую сумму потерь реактивной мощности в индуктивности линии и мощности, соответствующей емкостной проводимости линии. Здесь, однако, следует добавить, что величина реактивной мощности Q_{*2} , входящая в (2-29a), не может выбираться произвольно. В частности, ею нельзя задаваться, исходя из соображений режима системы в целом, так как величина Q_{*2} должна удовлетворять уравнению (2-27). Если же по тем или иным соображениям при передаваемой по линии мощности P_* целесообразно иметь в конце линии поток реактивной мощности Q_{*2} , то из (2-27) необходимо найти перепад напряжений по концам линии, затем по известным Q_{*2} и K вычислить величину реактивной мощности в начале линии (2-29).

Можно получить и другое выражение для реактивной мощности в начале линии. Так, подставив (2-27) в (2-29), после соответствующих преобразований получим

$$Q_{*1} = K^2 \operatorname{ctg} \alpha_0 l - \sqrt{\left(\frac{K}{\sin \alpha_0 l} \right)^2 - P_*^2}. \quad (2-30)$$

Круговой диаграмме мощностей начала линии соответствует уравнение

$$P_*^2 + (Q_{*1} - K^2 \operatorname{ctg} \alpha_0 l)^2 = \left(\frac{K}{\sin \alpha_0 l} \right)^2.$$

Для принятых условий ($U_2 = \text{const}$) изменение напряжения в начале линии влияет на перепад напряжений K , что является причиной изменения одной из координат центра $(0; +K^2 \operatorname{ctg} \alpha_0 l)$ и радиуса $(K/(\sin \alpha_0 l))$ этой круговой диаграммы.

При равенстве напряжений по концам линии ($K = 1$), независимо от длины линии и передаваемой по ней активной мощности, реактивная мощность в начале передачи будет равна по величине и противоположна по направлению реактивной мощности в конце линии ($Q_1 = -Q_2$). Таким образом, в рассматриваемых условиях характеристика $Q_{*1} = f_1(P_*)$ является зеркальным отображением соответствующей зависимости конца линии, а именно $Q_{*2} = f_2(P_*)$.

При передаче по линии любой длины активной мощности $P_* = 1$, реактивные мощности по концам линии без потерь будут отсутствовать ($Q_1 = Q_2 = 0$), если $U_1 = U_2$.

Наличие перепада напряжений по концам линии меняет указанные закономерности. Причем влияние его будет различным для линий разной длины. Так, при передаче по линии длиной порядка 1000 км

активной мощности, равной натуральной, реактивная мощность будет поступать из линии в приемную систему и генераторы передающей станции, если $K > 1$. Если же $K < 1$, то реактивная мощность должна передаваться в линию как от генераторов, так и из приемной системы.

Когда натуральная мощность передается по линии, длина которой несколько больше 3000 км, то при $K > 1$ реактивная мощность должна поступать от удаленной станции в линию, при этом имеется поток реактивной мощности в приемную систему. Обеспечить при тех же условиях перепад напряжений $K < 1$ можно, передавая реактивную мощность из приемной системы в линию, при этом реактивная мощность в начале линии будет направлена в генераторы передающей станции.

При холостом ходе линии ($P = 0$) перепад напряжений по концам

$$K = \frac{U_1}{U_2} = \frac{U_2 \cos \alpha_0 l}{U_2} = \cos \alpha_0 l.$$

Подставив значение K для этого режима в (2-27) и (2-29), получим

$$Q_{2x, x} = 0; \quad Q_{1x, x} = -\frac{U_2^2}{z_c} \cdot \frac{\sin 2\alpha_0 l}{2}, \quad (2-31)$$

где реактивная мощность выражена через напряжение конца электропередачи. Принимая во внимание, что $U_1 = U_2 \cos \alpha_0 l$, можно найти зависимость реактивной мощности $Q_{1x, x}$ через напряжение в начале линии:

$$Q_{1x, x} = -(U_1^2/z_c) \operatorname{tg} \alpha_0 l.$$

Если учитывается активное сопротивление линии передачи, то зависимости, аналогичные (2-27) — (2-30), запишутся как

$$Q_{*1} = \frac{Q_1}{P_6} = \frac{K^2 \left[1 - \left(\frac{r_0}{2x_0} \lambda \right)^2 \right] \sin 2\lambda}{2 \left[\sin^2 \lambda + \left(\frac{r_0}{2x_0} \lambda \right)^2 \cos^2 \lambda \right]} \sqrt{\frac{K^2 \left[1 + \frac{r_0}{x_0} (\lambda + 0,5 \sin 2\lambda) P_{*1} \right]}{\sin^2 \lambda + \left(\frac{r_0}{2x_0} \lambda \right)^2 \cos^2 \lambda}} - P_{*1}^2,$$

где $P_{*1} = \frac{P_1}{P_6}$; $K = \frac{U_1}{U_2}$; $P_6 = \frac{U_2^2}{z_c}$;

$$Q_{*2} = -\frac{\left[1 - \left(\frac{r_0}{2x_0} \lambda \right)^2 \right] \sin 2\lambda}{2 \left[\sin^2 \lambda + \left(\frac{r_0}{2x_0} \lambda \right)^2 \cos^2 \lambda \right]} + \sqrt{\frac{K^2 - \frac{r_0}{2x_0} (\lambda + 0,5 \sin 2\lambda) P_{*2}}{\sin^2 \lambda + \left(\frac{r_0}{2x_0} \lambda \right)^2 \cos^2 \lambda}} - P_{*2}^2.$$

Учет активного сопротивления линии изменяет ход зависимостей Q_1 и Q_2 в функции P .

Остановимся еще на одной возможности определения реактивных мощностей по концам линии передачи. Из векторной диаграммы (см. рис. 2-3) имеем

$$U_1 \cos \delta = U_2 \cos \alpha_0 l + Q_{*2} U_2 \sin \alpha_0 l,$$

откуда

$$\left. \begin{aligned} Q_{*2} &= -\operatorname{ctg} \alpha_0 l + K \frac{\cos \delta}{\sin \alpha_0 l}; \\ Q_2 &= -\frac{U_2^2}{z_c} \operatorname{ctg} \alpha_0 l + \frac{U_1 U_2}{z_c \sin \alpha_0 l} \cos \delta. \end{aligned} \right\} \quad (2-32)$$

Аналогично можно найти

$$Q_1 = \frac{U_1^2}{z_c} \operatorname{ctg} \alpha_0 l - \frac{U_1 U_2}{z_c \sin \alpha_0 l} \cos \delta. \quad (2-33)$$

Выше (стр. 151) зависимости Q_1 и Q_2 выражены через угол сдвига между напряжениями по концам линии с потерями.

Используя данные, приведенные в настоящей главе, можно рассчитать режим линии электропередачи и найти все режимные параметры, если на линии отсутствуют компенсирующие устройства, отборы мощности вдоль по линии и связи с промежуточными системами. Наличие компенсирующих устройств на линии и связей с промежуточными системами может менять соотношения между режимными параметрами линии электропередачи. Это особенно относится к случаям, когда участки линии между подстанциями, содержащими компенсирующие устройства или присоединения к системам, будут сравнительно небольшой длины, а величина отборов мощности соизмерима с передаваемой по линии активной мощностью. В подобных случаях применяются иные методы определения параметров режима.

§ 2-2. ОСНОВНЫЕ СООТНОШЕНИЯ МЕЖДУ ПАРАМЕТРАМИ РЕЖИМА ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Анализ режимов передачи энергии постоянным током. Наиболее существенное значение здесь имеет рассмотрение работы преобразовательных устройств, характеристики которых определяют режим передачи в целом. Поэтому определение основных соотношений между параметрами уместно начать с изучения характеристик трехфазной мостовой схемы, работающей в режиме выпрямителя с неуправляемыми вентилями (или управляемыми, но с углом управления, равным нулю).

Рассмотрим приведенную на рис. 2-11 трехфазную мостовую схему * выпрямителя B , включенную через трансформатор T , имеющий группу соединений обмоток $Y_0/Y-12$, к сети переменного тока, в которой действует э. д. с. E . Так как схемы соединений первичной (сетевой) и вторичной (вентильной) обмоток трансформатора одинаковы, то величины и формы кривых токов, проходящих через эти обмотки, во всех режимах работы схемы также будут одинаковы. Если пренебречь потерями мощности холостого хода и короткого замыкания трансформатора и положить его коэффициент трансформации равным единице, то можно считать, что напряжение, приложенное к сетевой обмотке, уравнивается падением напряжения в обеих обмотках трансформатора и напряжением его вентильной обмотки, приложенным к преобразовательной схеме. Это дает возможность заменить исходную схему (рис. 2-11, а) расчетной схемой замещения (рис. 2-11, б). Введем следующие обозначения: e_a, e_b, e_c — синусоидальные фазовые э. д. с., образующие симметричную трехфазную систему; E — действующее

* Эта схема была предложена для целей выпрямления проф. А. Н. Ларионовым и носит его имя.

значение этих э. д. с.; $E_{\text{л}} = \sqrt{3} E$ — действующее значение линейной э. д. с.; $x_{\gamma} = x_c + x_T$ — реактивность коммутации, которая складывается из реактивности первичной сети (или генератора) x_c и трансформатора x_T ; 1—6 — управляемые вентили, пронумерованные в порядке

зажигания; i_A, i_B, i_C — мгновенные значения фазных токов вентильной обмотки трансформатора; i_a, i_b, i_c — мгновенные значения линейных (фазных) токов сетевой обмотки трансформатора; u_A, u_B, u_C — мгновенные значения фазных напряжений вентильной обмотки трансформатора; $i_1, \dots, i_6$ — мгновенные значения токов, проходящих через вентили (анодных токов); $u_1, \dots, u_6$ — мгновенные значения напряжений на вентилях (анодных напряжений); u_{D0} — мгновенное значение напряжения между анодным полюсом D схемы и нулевой точкой вентильной обмотки трансформатора; u_{K0} — мгновенное значение напряжения между катодным полюсом K схемы и нулевой точкой вентильной обмотки трансформатора; R_d — активное сопротивление в цепи постоянного тока; L_d — индуктивность в цепи постоянного тока (линейный реактор); $E_{\text{дин}}$ — противо-э. д. с. инвертора в цепи постоянного тока; U_d, u_d — среднее и мгновенное значение выпрямленного напряжения; I_d, i_d — среднее и мгновенное значение выпрямленного тока.

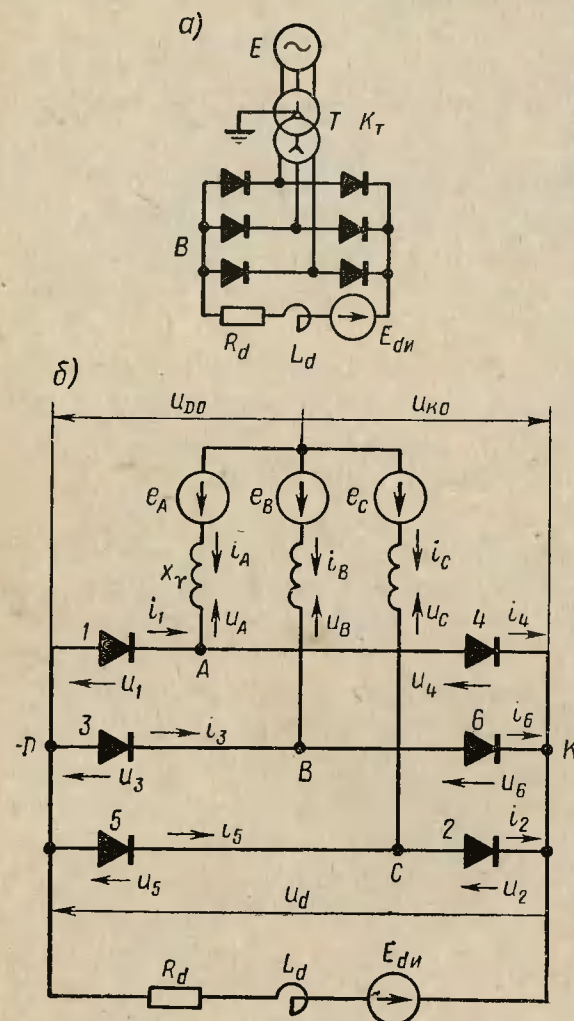


Рис. 2-11

При рассмотрении режимов схемы приняты следующие допущения:

- 1) вентили идеальные: $\Delta U_{\theta} = 0$; $U_s = 0$;
- 2) индуктивность сглаживающего реактора $L_d = \infty$;
- 3) намагничивающая мощность, потери в меди и стали трансформатора равны нулю. Активные сопротивления в сети переменного тока равны нулю;

4) фазные э. д. с. образуют симметричную систему и выражаются уравнениями:

$$\left. \begin{aligned} e_A &= \sqrt{2} E \sin (\vartheta - 120^\circ); \\ e_B &= \sqrt{2} E \sin (\vartheta + 120^\circ); \\ e_C &= \sqrt{2} E \sin \vartheta, \end{aligned} \right\} \quad (2-34)$$

где $\vartheta = \omega t$ — время, эл. град;

5) собственные емкости оборудования при рассмотрении основных режимов работы схемы не учитываются (кроме режимов холостого хода и прерывистого тока). Вентили 1, 3, 5 имеют общий потенциал анода и потому называются *вентильми анодной группы*; вентили 4, 6, 2 — соответственно *вентильми катодной группы*. Вентили и другие элементы, включенные между точкой D или K и точками A, B, C , называются *плечами схемы*. Трехфазная мостовая схема имеет шесть плеч.

На рис. 2-11 показаны положительные направления напряжений и токов при работе схемы в выпрямительном режиме. При анализе режимов работы схемы устанавливаются условия существования того или иного режима, выводятся соотношения между токами и напряжениями, находятся выражения внешней и энергетической характеристики и формы кривых токов и напряжений и эквивалентная схема замещения.

Внешней характеристикой преобразовательной схемы называется зависимость напряжения на зажимах схемы U_d от тока I_d . Внешняя характеристика состоит из отдельных участков, каждый из которых соответствует определенному режиму. Поэтому уравнения токов и напряжений схемы приходится составлять по интервалам времени, в пределах которых никаких изменений не происходит, причем эти интервалы меньше одного периода промышленной частоты. Схема имеет 6 узлов и 10 ветвей. Следовательно, для нахождения неизвестных токов и напряжений в общем виде нужно составить 10 уравнений. В частных случаях количество уравнений значительно сокращается.

При работе схемы по мере увеличения нагрузки количество одновременно горящих вентилях постепенно возрастает от двух до четырех. Схема при этом как бы переходит от одного режима к другому. Название режима соответствует количеству одновременно горящих вентилях.

Холостой ход, или режим 0. В этом режиме $I_d = 0$, вентили не проводят ток, и процесс выпрямления тока вообще не имеет места. Напряжение U_d — величина неопределенная.

Известно, что вентили имеют собственные емкости между анодом и катодом, которые здесь учитываются. Если предположить, что собственные емкости всех вентилях равны между собой, то в силу симметрии схемы можно считать, что в этом режиме $u_{D0} = u_{K0} = u_0 = 0$, $u_d = 0$, и к вентилям будут приложены фазные напряжения. При этом

$$u_1 = -u_4 = -e_A; \quad u_5 = -u_2 = -e_C; \quad u_3 = -u_6 = -e_B.$$

Режим малых токов, или режим 2*. При очень малых токах (менее 5% от номинального тока) можно допустить, что коммутация тока осуществляется мгновенно, т. е. $x_{\gamma} \cdot di/d\vartheta = 0$. Поэтому можно записать, что $e_A = u_A$; $e_B = u_B$; $e_C = u_C$.

На рис. 2-12 и 2-13 приведены кривые токов и напряжений схемы в режиме 2. Там же приведена векторная диаграмма э. д. с. и момен-

* Этот режим обычно также называется *режимом условного холостого хода*, однако, при этом предполагается, что вентили пропускают ток.

тов отпирания вентиляй. На рис. 2-12 относительно оси 1 построены кривые э. д. с. e_A, e_B, e_C , отвечающие системе уравнений (2-34). Очевидно, что эти э. д. с. равны напряжениям в точках A, B и C схемы соответственно.

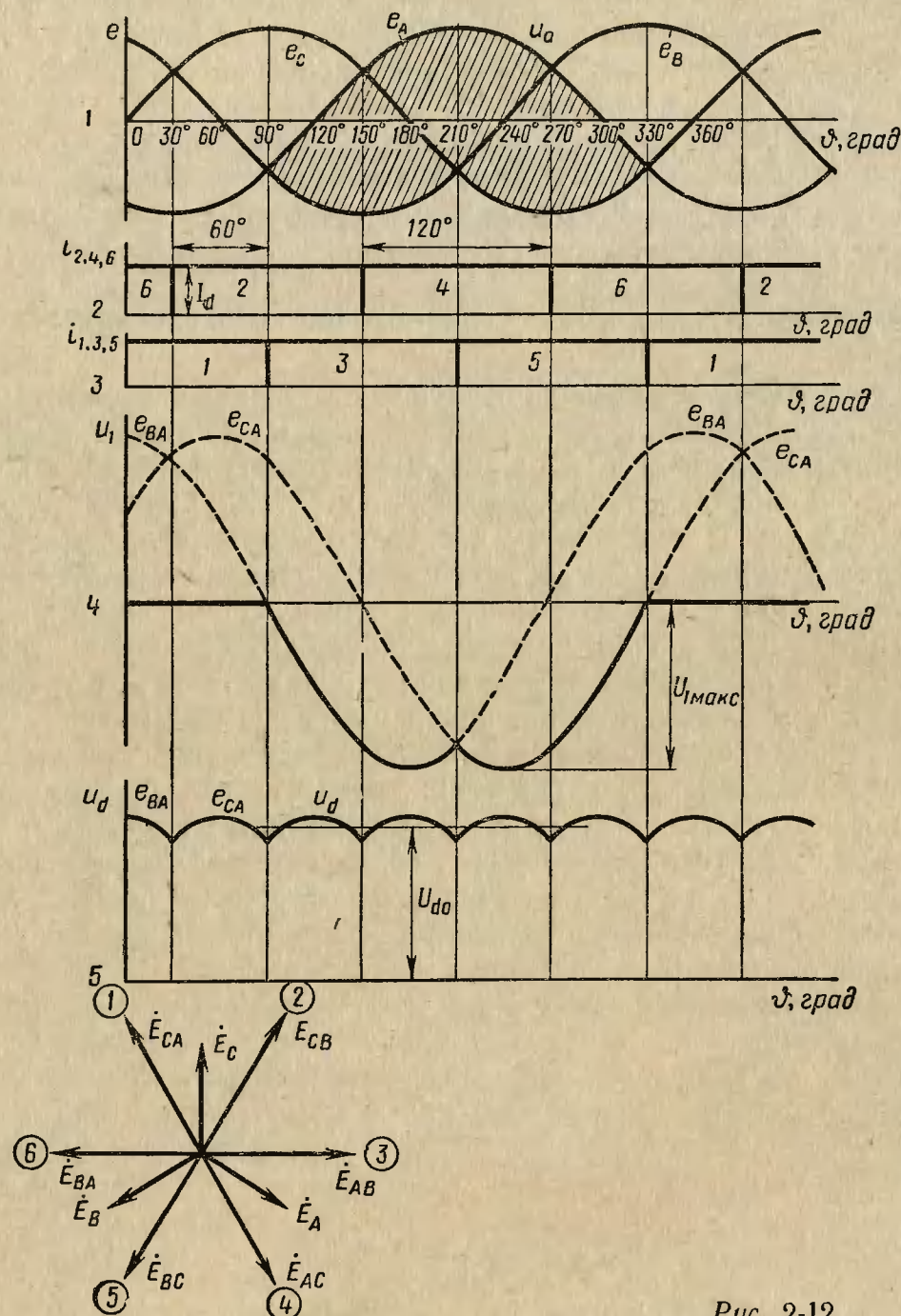


Рис. 2-12

Относительно оси 2 построены кривые токов, проходящих через вентили катодной группы. Относительно оси 3 — кривые токов, проходящих через вентили анодной группы. В каждый момент времени ток проводит тот вентиль анодной группы, катод которого имеет самый низкий потенциал. Аналогично из вентиляй катодной группы проводит ток всегда только тот, анод которого имеет самый высокий потен-

циал. В момент $\vartheta = 0$ самый низкий потенциал катода имеет вентиль 1, самый высокий потенциал анода — вентиль 6. Поэтому в момент $\vartheta = 0$ ток проходит через фазы A и B , вентили 1 и 6 и цепь постоянного тока R_d, L_d . Ток в фазе C в этот момент отсутствует. Рассмотрим условия отпирания вентиля 2. В интервале времени $0 \leq \vartheta < 30^\circ$ ток пропускают только вентили 1 и 6, следовательно,

$$i_2 = i_3 = i_4 = i_5 = 0; \quad U_1 = 0; \quad U_6 = 0.$$

Из общих уравнений для узлов схемы находим

$$\left. \begin{aligned} i_1 &= i_6 = i_d; \\ i_A &= i_4 - i_1 = -i_1; \\ i_B &= i_6 - i_3 = i_6; \\ i_C &= i_2 - i_5 = 0. \end{aligned} \right\} \quad (2-35)$$

В этом интервале точка A связана электрически через проводящий вентиль 1 с точкой D , а точка B — через проводящий вентиль 6 с точкой K . Поэтому на зажимах выпрямителя действует напряжение

$$u_d = e_B - e_A = e_{BA},$$

а на вентиле 2 — напряжение

$$u_2 = e_C - e_B = e_{CB}.$$

Момент зажигания вентиля 2 ($\vartheta_2 = 30^\circ$) соответствует моменту перехода через нуль э. д. с. e_{CB} . В этот момент потенциалы фаз B и C уравниваются, и ток с вентиля 6 мгновенно переходит на вентиль 2, вентиль 6 запирается, вентиль 2 отпирается. Аналогично определяются и моменты отпирания остальных вентиляй, которые изображены на векторной диаграмме э. д. с., построенной для момента $\vartheta = 90^\circ$ (см. рис. 2-12), в виде векторов, обозначенных цифрами в кружках (1, 2, ..., 6).

Кривая выпрямленного напряжения u_d , построенная относительно оси 5, в рассматриваемом интервале времени изменяется по кривой e_{BA} . Относительно оси 6 (см. рис. 2-13) построены кривые напряжений u_{K0} и u_{D0} . В рассматриваемом интервале времени $u_{D0} = e_A$, $u_{K0} = e_B$. На рис. 2-12 относительно оси 4 построено анодное напряжение вентиля 1.

Кривая анодного напряжения вентиля 1, как и любого другого вентиля, на всем протяжении отрицательна, поэтому это напряжение в режиме выпрямителя называется обратным напряжением. Обратное

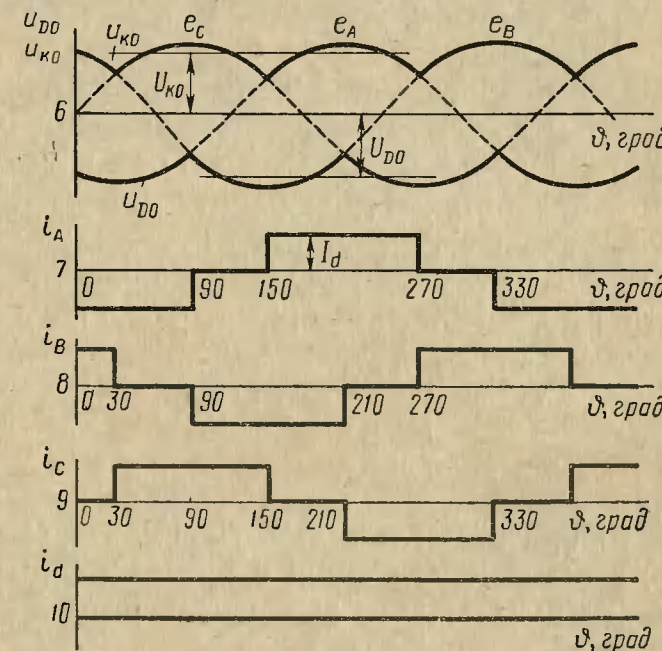


Рис. 2-13

напряжение на вентиле 1, построенное относительно оси 1 (см. рис. 2-12), выделено штриховкой. Продолжительность пропускания тока каждым вентилем, называемая *проводящей частью периода*, составляет 120° ; длительность обратного напряжения на вентиле, называемая *непроводящей частью периода*, составляет 240° .

Максимальное значение обратного напряжения $U_{\text{обр. макс}} = \sqrt{2}\sqrt{3}E$.

Выпрямленное напряжение представляет собой пульсирующую кривую, состоящую из отрезков кривых линейных напряжений, пульсации которой определяются коммутациями в каждой группе.

На осях 7—9 (см. рис. 2-13) приведены кривые фазных токов трансформатора, построенные по (2-35). В силу принятых допущений фазные токи, как и токи, проходящие через вентили, представляют собой прямоугольники, высота которых равна выпрямленному току I_d . Следовательно, фазные токи представляют собой периодические не-синусоидальные кривые с периодом $T = 360^\circ$.

Кривая выпрямленного тока, который является чисто постоянным, построена относительно оси 10 (см. рис. 2-13).

При расчетах выпрямителей часто оперируют со средними значениями выпрямленного напряжения и тока. Поэтому индекс «ср» опускают. Среднее значение выпрямленного напряжения при холостом ходе снабжают индексом «0» и обозначают U_{d0} . При отсутствии дополнительных индексов величины на стороне переменного тока являются действующими, на стороне постоянного тока — средними.

Если начало координат выбрано так, как изображено на оси 5 (см. рис. 2-12), то выпрямленное напряжение при холостом ходе

$$U_{d0} = \frac{1}{\pi} \int_{-\pi/6}^{+\pi/6} \sqrt{2}\sqrt{3}E \cos \vartheta d\vartheta = \frac{3}{\pi} \sqrt{2}\sqrt{3}E = 2,34E. \quad (2-36)$$

Выпрямитель в этом случае может быть замещен генератором пульсирующего напряжения с нулевым внутренним сопротивлением, т. е. можно считать, что э. д. с. генератора

$$E_B = U_d = U_{d0}.$$

Для этого режима среднее значение анодного тока вентиля

$$I_a = I_d/3, \quad (2-37)$$

а действующее значение фазного тока

$$I_\Phi = \sqrt{2 \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi/3} I_d^2 d\vartheta} = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} I_d = 0,816 I_d. \quad (2-38)$$

Так как кривая фазного тока искажена (но ее первая гармоника совпадает по фазе с э. д. с.), то выпрямитель в этом режиме потребляет из сети активную мощность и мощность искажения. Реактивная мощность выпрямителя в этом режиме равна нулю.

Режим прерывистого тока, или режим 0-1. Режим прерывистого тока возникает также при очень малых токах, проходящих через вентили (порядка 5% от номинального тока).

Выпрямленный ток и ток вентиля могут быть прерывистыми, если длительность пропускания тока каждым вентилем меньше 60° . В этом случае, очевидно будут иметь место интервалы между коммутациями очередных вентилях, находящихся в одной группе, когда в схеме проводит ток только один вентиль или ни один. Эти же интервалы будут и в кривой выпрямленного тока. Однако такие режимы возможны в реальных условиях. В этом случае путь для замыкания тока в интервале, когда пропускает ток только один вентиль, лежит через собственные емкости полюса, нейтраль схемной обмотки трансформатора и другого оборудования — на землю.

Режим прерывистого тока возникает на выпрямителе (или на инверторе) передачи постоянного тока во время пуска при больших углах управления выпрямителя, когда анодный ток вентиля мал, и вентиль запирается раньше, чем отпирается следующий. Этот режим может возникать и в ряде переходных процессов, например, при резком увеличении угла управления выпрямителя или инвертора. Режим прерывистого

тока вызывает нарушение работы передачи, поскольку может происходить на выпрямителе и на инверторе независимо, и приводит к перенапряжениям на вентилях и трансформаторах, так как на фазные напряжения накладываются напряжения, возникшие на собственных емкостях после их зарядки прерывистыми токами вентилях.

Режим прерывистого тока длится обычно в течение нескольких периодов после пуска передачи и переходит затем в режим малых токов.

Режим нормальной работы, или режим 2-3. Этот режим является основным эксплуатационным режимом работы выпрямителя и инвертора, он определяет их характеристики и связан с понятием длительности коммутации.

При малых токах предполагалось, что $x_\gamma di/dt = 0$, и поэтому коммутация двух вентилях одной группы осуществляется мгновенно. В действительности же $x_\gamma di/dt \neq 0$, и коммутация происходит за время, называемое *углом коммутации* и обозначаемое буквой γ (эл. град).

Для простоты положим здесь $E_{dн} = 0$, что не исказит результатов. Рассмотрим коммутацию между вентилями 1 и 3 анодной группы, т. е. переход тока с запирающегося вентиля 1 на отпирающийся вентиль 3. Как видно из рис. 2-12, эта коммутация может начаться в мо-

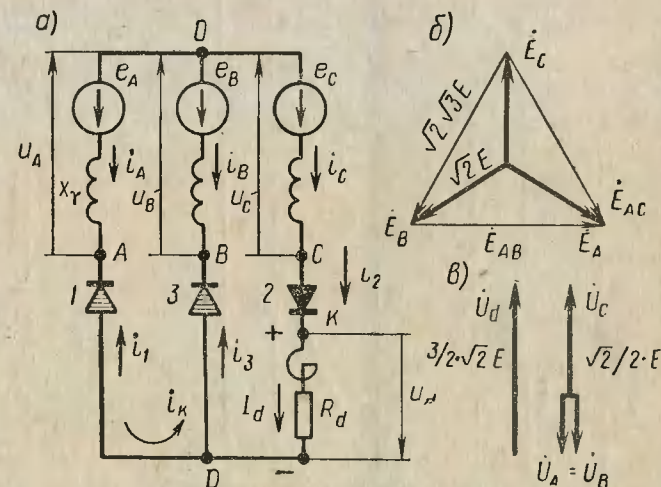


Рис. 2-14

мент времени $\vartheta = 90^\circ$, когда $e_A = e_B$. Примем этот момент за начало отсчета времени: $\vartheta_0 = 0$.

На рис. 2-14, а приведена трехфазная мостовая схема в момент коммутации вентилей 1 и 3. Коммутирующие вентили заштрихованы, горящие — зачернены. Стрелками показан путь тока коммутации i_k в интервале $\vartheta_0 \leq \vartheta < \vartheta_2$, где $\vartheta_2 - \vartheta_0 = \gamma$ — угол коммутации. Как видим, схема содержит два контура: $DAOCKD$, называемый *рабочим контуром*, и $DAOBD$, называемый *контуром коммутации*, в котором происходит коммутация тока с вентилей 1 на вентиль 3. На рис. 2-14, б и в показаны векторные диаграммы э. д. с. и напряжений в момент $\vartheta = \vartheta_0$. Кривые токов и напряжений в схеме во время коммутации приведены на рис. 2-15. Кривые анодного тока и напряжения на вентиле 1 при $\alpha = 0$, $\gamma = 45^\circ$ показаны на рис. 2-16, а. Очевидно, что в те моменты времени, когда коммутации нет, например в момент, когда $\vartheta_3 > \vartheta_2$, проводят ток вентили 2 и 3, и все напряжения и токи в схеме изменяются по законам, выведенным при рассмотрении режима малых оков. В момент же, когда $\vartheta_0 < \vartheta_1 < \vartheta_2$, горят одновременно вентили 1, 2 и 3, и из общих уравнений (2-35) для схемы можно записать, что

$$i_4 = 0; i_5 = 0; i_6 = 0;$$

$$i_1 + i_3 = i_2 = I_d;$$

$$i_A = -i_1; i_B = -i_3; i_C = i_2.$$

Рассчитаем схему (см. рис. 2-14) методом контурных токов.

Ток в контуре коммутации обозначим через i_k . Ток в рабочем контуре равен I_d . Обходя контур коммутации, запишем уравнение по II закону Кирхгофа:

$$e_A - e_B = 2x_\gamma \frac{di_k}{d\vartheta},$$

или

$$\sqrt{2} \sqrt{3} E \sin \vartheta = 2x_\gamma \frac{di_k}{d\vartheta}.$$

Последнее уравнение называется *уравнением коммутации*; э. д. с. E_{AB} — э. д. с. коммутации; реактанс в контуре коммутации $x_\gamma = \omega L_\gamma$ — реактансом коммутации.

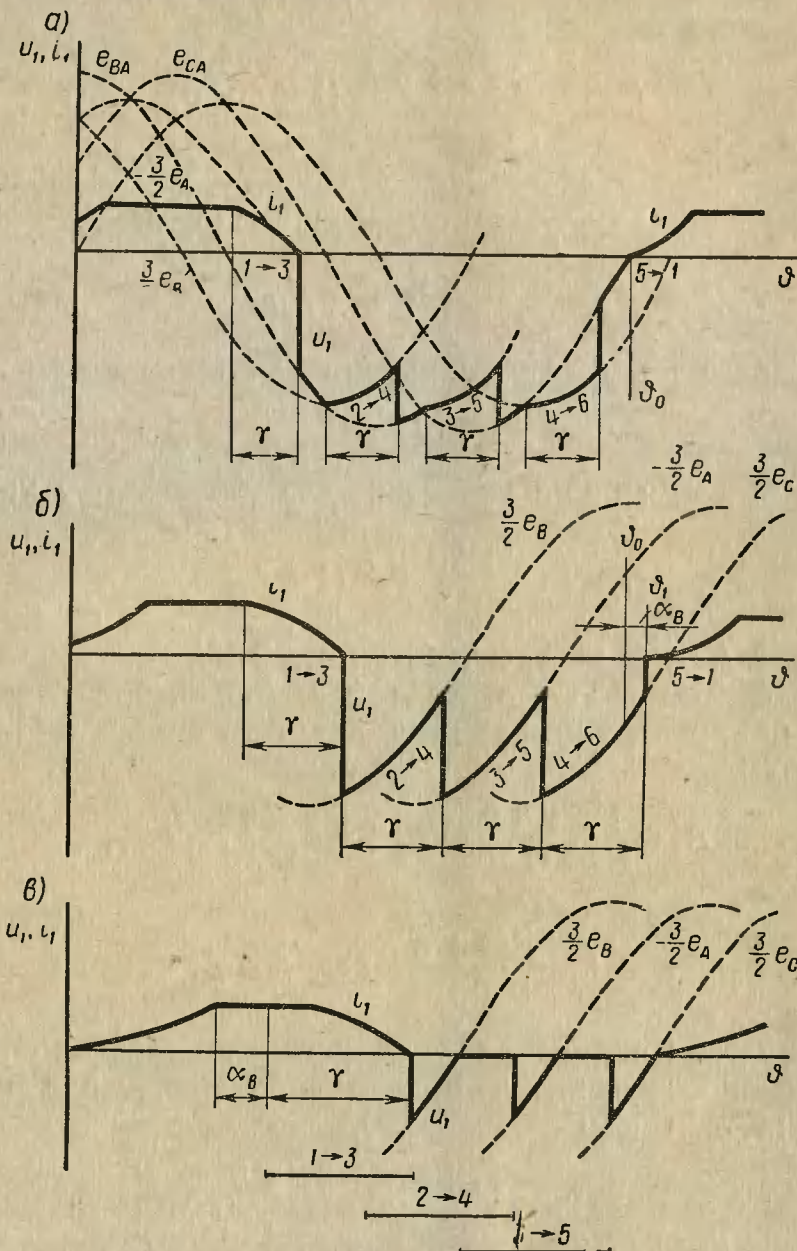


Рис. 2-16

Интегрируя уравнение коммутации, получим

$$i_k = \int \frac{\sqrt{2} \sqrt{3} E}{2x_\gamma} \sin \vartheta d\vartheta = -\frac{\sqrt{2} \sqrt{3} E}{2x_\gamma} \cos \vartheta + A_1. \quad (2-39)$$

Постоянная интегрирования A_1 определяется из граничных условий:

$$\vartheta = 0, i_k = 0; \vartheta_2 = \gamma, i_k = I_d. \quad (2-40)$$

Подставляя граничные условия в (2-39), находим при $\vartheta = 0$

$$A_1 = \frac{\sqrt{2} \sqrt{3} E}{2x_\gamma}; \quad (2-41)$$

при $\vartheta = \gamma$

$$A_1 = I_d + \frac{\sqrt{2} \sqrt{3} E}{2x_\gamma} \cos \gamma, \quad (2-42)$$

откуда

$$i_k = i_3 = \frac{\sqrt{2} \sqrt{3} E}{2x_\gamma} (1 - \cos \vartheta). \quad (2-43)$$

Ток коммутации является, следовательно, током двухфазного короткого замыкания между коммутирующими фазами, амплитуда которого

$$I_{к. макс}^{(2)} = \sqrt{2} \sqrt{3} E / (2x_\gamma).$$

Найдем далее ток i_1 . Из уравнений для токов имеем

$$i_1 = I_d - i_3.$$

Подставляя это значение в уравнение для тока коммутации, получим

$$i_1 = I_d - \frac{\sqrt{2} \sqrt{3} E}{2x_\gamma} (1 - \cos \vartheta). \quad (2-44)$$

Кривые токов i_1 и i_3 построены на рис. 2-15.

Теперь выразим угол γ через э. д. с. E и выпрямленный ток I_d . Для этого приравняем выражения для постоянной интегрирования (2-41) и (2-42):

$$A_1 = \frac{\sqrt{2} \sqrt{3} E}{2x_\gamma} = I_d + \frac{\sqrt{2} \sqrt{3} E}{2x_\gamma} \cos \gamma,$$

откуда

$$I_d = \frac{\sqrt{2} \sqrt{3} E}{2x_\gamma} (1 - \cos \gamma). \quad (2-45)$$

Определим значения напряжений вентильной обмотки трансформатора. Из общих уравнений и векторной диаграммы напряжений (см. рис. 2-14, в), имеем

$$u_A = u_B = \frac{e_A + e_B}{2} = -\frac{\sqrt{2} E}{2} \cos \vartheta. \quad (2-46)$$

Таким образом, во время коммутации напряжения коммутирующих фаз изменяются по полусумме фазных э. д. с., что показано на рис. 2-15.

Найдем связь между выпрямленным напряжением и током. Для рабочего контура можно записать уравнение напряжений с учетом того, что $I_d = \text{const}$, $u_d = e_c - u_A$, откуда с учетом (2-46) получим

$$u_d = e_c - \frac{e_A + e_B}{2} = \sqrt{2} E \cos \vartheta + \frac{\sqrt{2}}{2} E \cos \vartheta = \frac{3}{2} \sqrt{2} E \cos \vartheta. \quad (2-47)$$

Кривая u_d во время коммутации также показана на рис. 2-15. Среднее значение за период повторяемости площадки коммутации ΔU_γ , заштрихованной вертикальной штриховкой, может быть вычислено

как интеграл этой площадки:

$$\Delta U_\gamma = \frac{1}{\pi} \int_{\frac{\pi}{3}}^{\gamma} \left[\sqrt{2} \sqrt{3} E \cos(\vartheta - 30^\circ) - \frac{3}{2} \sqrt{2} E \cos \vartheta \right] d\vartheta = U_{d0} \frac{1 - \cos \gamma}{2}, \quad (2-48)$$

откуда выпрямленное напряжение под нагрузкой

$$U_d = U_{d0} - \Delta U_\gamma = U_{d0} \frac{1 + \cos \gamma}{2}. \quad (2-49)$$

Решая уравнения (2-45) и (2-49) совместно, получим:

$$U_d = U_{d0} - \frac{3}{\pi} I_d x_\gamma. \quad (2-50)$$

Уравнение (2-50) представляет собой внешнюю характеристику выпрямителя. Внешние характеристики удобно записывать в относительных единицах, для чего введем базисные величины:

$$U_6 = U_{d0} = \frac{3}{\pi} \sqrt{2} \sqrt{3} E; \quad (2-51)$$

$$I_6 = I_{к макс}^{(2)} = \frac{\sqrt{2} \sqrt{3} E}{2x_\gamma}. \quad (2-52)$$

Внешнюю характеристику можно представить следующим образом:

$$I_{*d} = 1 - \cos \gamma; \quad (2-53)$$

$$U_{*d} = \frac{1}{2} (1 + \cos \gamma); \quad (2-54)$$

$$U_{*d} = 1 - \frac{1}{2} I_{*d}. \quad (2-55)$$

Угол коммутации γ растет при росте тока I_d по закону (2-45). Проводящая часть периода λ при росте нагрузки увеличивается соответственно от значения $\lambda = 120^\circ$ при малых токах до значения $\lambda = 120^\circ + \gamma$. Так как чередование моментов отпирания вентилей происходит через 60° , то, пока $\gamma < 60^\circ$, имеет место режим 2-3, а при $\gamma = 60^\circ$ коммутации начинают следовать непрерывно друг за другом, и начинается следующий режим 3, когда в любой момент времени проводят ток три вентилля. Следовательно, пределы изменения угла γ , проводящей части периода λ , выпрямленного напряжения и тока в режиме 2-3 следующие:

$$0 \leq \gamma \leq 60^\circ; \quad 120^\circ \leq \lambda \leq 180^\circ;$$

$$0 \leq I_{*d} \leq 0,5; \quad 1 \geq U_{*d} \geq 0,75.$$

Режимы работы выпрямителя могут быть представлены схемами замещения, изображенными на рис. 2-17. Например, для режима 2-3 в схеме (рис. 2-17, б) э. д. с. $E_B = U_{d0}$, а внутреннее сопротивление $r_{вн} = \frac{3x_\gamma}{\pi}$. Схемы замещения пригодны как для установившегося режима, так и для тех переходных режимов, которые не связаны с нару-

шениями коммутаций вентилях выпрямителя. Внешняя характеристика схемы, построенная в относительных единицах, показана на рис. 2-18.

Перегрузочный режим 3. Режим 3 возникает при перегрузках, если выпрямленный ток достигает 50% от амплитуды тока двухфазного короткого замыкания $I_{к\text{ макс}}$. В этом режиме угол γ становится равным 60° . Кривые тока и напряжения вентиля 1 для режима 3 показаны на рис. 2-16, б.

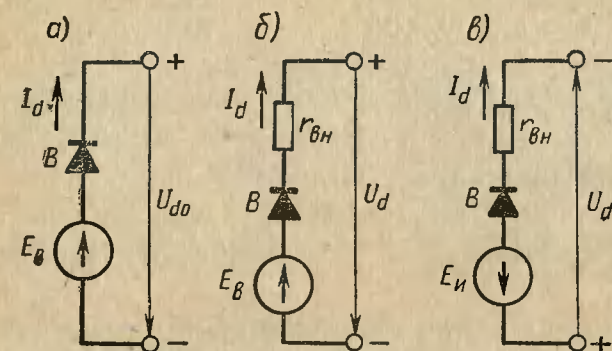


Рис. 2-17

Пусть при коммутации с вентиля 4 на вентиль 6 выпрямленный ток I_d возрастает до значения I_d вследствие уменьшения сопротивления R_d в цепи постоянного тока или снижения противо-э. д. с. инвертора $E_{дн}$. Это повлечет за собой увеличение угла γ на величину $\Delta\gamma$, и коммутация окончится не в момент ϑ_0 , а в момент ϑ_1 . Напряжение

на вентиле 1, который должен вступить в работу вслед за запирающим вентилем 4, окажется в момент ϑ_0 отрицательным (см. рис. 2-16, б). Поэтому вентиль 1 в момент ϑ_0 не сможет отпереться и отперется лишь в момент ϑ_1 с задержкой на угол $\alpha_{\text{вын}} = \vartheta_1 - \vartheta_0$, когда заперется вентиль 4. Угол $\alpha_{\text{вын}}$, называемый *вынужденным углом запаздывания*, может изменяться в пределах от 0 до 30° , так как при $\alpha_{\text{вын}} = 30^\circ$ кривые e_c и $\left(\frac{e_a + e_b}{2}\right)$ пересекаются, и скачок кривой обратного напряжения перед отпиранием вентиля 1 становится равным нулю. Поскольку в схеме все процессы повторяются через 60° , то вентиль 1, если он отпирается на угол $\alpha_{\text{вын}}$ позже, запирается также позже на $\alpha_{\text{вын}}$. Поэтому в этом режиме угол коммутации $\gamma = 60^\circ = \text{const}$. Следовательно, режим 3 характеризуется следующими значениями углов:

$$\gamma = 60^\circ = \text{const};$$

$$0 \leq \alpha_{\text{вын}} \leq 30^\circ;$$

$$\lambda_{\text{вын}} = 180^\circ = \text{const}.$$

В любой момент времени в этом режиме проводят ток три вентиля: первые два коммутируют, третий пропускает постоянный ток. При

коммутации здесь имеет место двухфазное короткое замыкание, как и в режиме 2-3. Поэтому выражения тока коммутации в режимах 3 и 2-3 отличаются только величиной постоянной A , т. е. начальными условиями.

Внешняя характеристика в режиме 3 определяется выражением

$$\left(\frac{U_d}{9E}\right)^2 + \left(\frac{I_d}{\sqrt{3}E}\right)^2 = 1, \quad (2-56)$$

или в относительных единицах

$$\frac{U_{*d}^2}{\left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right)^2} + \frac{I_{*d}^2}{(1)^2} = 1. \quad (2-57)$$

Следовательно, внешняя характеристика в режиме 3 представляет собой эллипс с полуосями $a = \frac{\sqrt{3}E}{\sqrt{2}x_V}$, $b = \frac{9E}{\pi\sqrt{2}}$, причем оси координат совпадают с осями эллипса. Эта характеристика в относительных единицах приведена на рис. 2-18 (участок II).

Переход от режима 3 к следующему режиму 3-4 происходит при $\alpha_{\text{вын}} = 30^\circ$:

$$I_{*d} = \sqrt{3}/2 = 0,866;$$

$$U_{*d} = \sqrt{3}/4 = 0,433.$$

Схема замещения трехфазной мостовой схемы в режиме 3 для сети постоянного тока приведена на рис. 2-17, б.

Перегрузочный режим 3-4. Этот режим наступает в схеме перед полным коротким замыканием и появляется при возрастании нагрузки выше $I_{*d} = 0,866$. Если угол $\alpha_{\text{вын}}$ достигает 30° , то он остается постоянным при дальнейшем увеличении нагрузки. Обратное напряжение при $\alpha_{\text{вын}} = 30^\circ$ переходит через нуль без скачка перед отпиранием вентиля. Так как при $\gamma = 60^\circ$ в любой момент времени горят три вентиля, то при $\gamma > 60^\circ$ будут существовать интервалы времени ($\gamma - 60^\circ$), в течение которых горят четыре вентиля одновременно, так что в эти интервалы происходят две коммутации в обеих группах вентилях. При этом имеет место трехфазное короткое замыкание на стороне схемной обмотки трансформатора. Выпрямленное напряжение в этом интервале также равно нулю.

Режим 3-4 характеризуется следующими пределами изменения основных параметров:

$$\alpha_{\text{вын}} = 30^\circ = \text{const}; \quad 60^\circ \leq \gamma \leq 120^\circ; \quad 180^\circ \leq \lambda \leq 240^\circ;$$

$$0,433 \geq U_{d*} \geq 0; \quad 0,866 \leq I_{*d} \leq 1,15.$$

Значение $I_{*d} = I_{*dk} = 1,15$ будет объяснено ниже.

Кривые тока и напряжения на вентиле 1 в режиме 3-4 при $\alpha_{\text{вын}} = 30^\circ$, $\gamma = 90^\circ$ приведены на рис. 2-16, в.

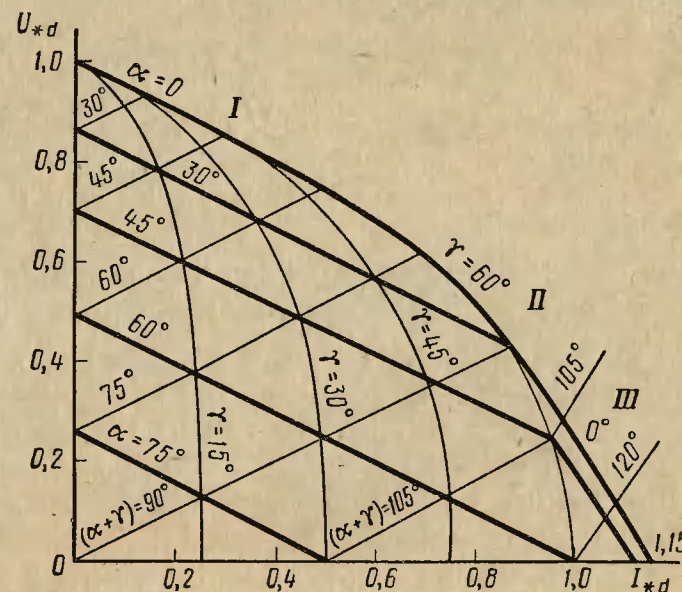


Рис. 2-18

Внешняя характеристика трехфазной мостовой схемы в режиме 3-4 запишется как

$$U_d = \frac{9\sqrt{2}}{\pi} E - \frac{9}{\pi} I_d x_{\gamma}, \quad (2-58)$$

или в относительных единицах

$$U_{*d} = \sqrt{3} - \frac{3}{2} I_{*d}. \quad (2-58a)$$

Внешняя характеристика схемы в режиме 3-4 построена на рис. 2-18 (участок III), а схема замещения — на рис. 2-17, б, где э. д. с. $E_b = \frac{9\sqrt{2}}{\pi} E$, а внутреннее сопротивление $r_{вн} = \frac{9}{\pi} x_{\gamma}$.

Внешние характеристики в режимах 2-3 и 3-4 являются прямыми, касательными к эллипсной характеристике в режиме 3 в точках перехода от одного режима к другому. Значения тока короткого замыкания схемы нетрудно получить из выражений (2-58) и (2-58 а), положив в них $U_d = 0$:

$$I_{dk} = \frac{\sqrt{2} E}{x_{\gamma}} = I_{км}^{(3)}; \quad (2-59)$$

$$I_{*dk} = 2/\sqrt{3} = 1,15, \quad (2-59a)$$

т. е. ток короткого замыкания трехфазной мостовой схемы равен амплитуде установившегося тока трехфазного короткого замыкания на зажимах вентильной обмотки трансформатора.

Таким образом, при росте нагрузки наклон внешней характеристики трехфазной мостовой схемы постепенно увеличивается, схема последовательно переходит из режима 2-3 в режим 3, а затем в режим 3-4, вплоть до короткого замыкания.

Влияние управления вентилями на внешние характеристики выпрямителя. Управление вентилями позволяет отпирать очередной вентиль не только в момент пересечения э. д. с. коммутирующих фаз, но и со сдвигом на некоторый угол α в сторону отставания. Ртутный вентиль нормально заперт сеточным смещением и отпирается при наличии положительного анодного напряжения в момент подачи управляющего импульса на сетку. Тиристорный блок отпирается в момент подачи импульсов тока на управляющие электроды тиристоров при положительном напряжении на их анодах. Этот момент определяется *углом управления* α , который отсчитывается от момента пересечения э. д. с. коммутирующих фаз ($\alpha = 0$) в сторону отставания, причем угол управления теоретически изменяется в диапазоне $0 \leq \alpha < 180^\circ$. Практически этот диапазон не превышает 145° .

Назначение системы управления вентилями состоит в следующем:

- 1) изменять мощность передачи;
- 2) регулировать мощность передачи по определенному закону, например при изменении частоты сети, или поддерживать ее неизменной при изменении напряжения передающей либо приемной сети;
- 3) поддерживать неизменным ток передачи при любых повреждениях в линии или на шинах инверторной подстанции путем быстрого уменьшения э. д. с. выпрямителя;

4) мгновенно включать или отключать передачу путем отпирания или запираания выпрямителя — осуществлять АПВ передачи;

5) переводить выпрямитель в инверторный режим, а также осуществлять реверс потока мощности, переводя выпрямитель в инверторный режим, а инвертор — в выпрямительный;

6) осуществлять автоматически ввод и вывод моста (АВМ), отпирая шунтирующий вентиль и запирая рабочие вентили моста.

Управление вентилями позволяет использовать всю полуплоскость, ограниченную осями координат и предельной внешней характеристикой преобразователя, построенной при $\alpha = 0$.

В современных передачах постоянного тока на управляющие электроды вентилях подаются прямоугольные импульсы управления шириной 120° с крутым фронтом. Фронты импульсов сдвинуты относительно друг друга на 60° , что позволяет отпирать вентили схемы в любой момент времени. Момент появления переднего фронта импульса соответствует моменту отпирания очередного вентиля. При $\alpha = 0$ моменты отпирания вентилях совпадают с моментами перехода через нуль линейных э. д. с. вентильной обмотки трансформатора и имеют форму кривых анодных токов в режиме 2 (см. рис. 2-12). При $\alpha > 0$ векторы моментов зажигания вентилях отстают на угол α от соответствующих линейных напряжений.

Управляемый выпрямитель в режиме 2-3 (рис. 2-19). Рассмотрим коммутацию вентилях 4 и 6 в этом режиме при $\alpha > 0$ (рис. 2-19, а). Диапазон возможного изменения угла α лежит между точками 1 и 2 пересечения э. д. с. e_A и e_B . До точки 1 или после точки 2 отпереть вентиль 6 нельзя, так как его анодное напряжение за пределами этих точек отрицательно. Если импульс управления на вентиль 6 подается в момент $\vartheta_2 = \alpha$, то выпрямленное напряжение снижается по сравнению с напряжением холостого хода U_{d0} на величину, равную среднему значению площадки регулирования F_a , заштрихованной на рис. 2-19, а горизонтально, и среднему значению площадки коммутации F_{γ} , заштрихованной вертикально.

Внешняя характеристика трехфазной мостовой схемы в режиме 2-3 при $\alpha > 0$ (управляемый выпрямитель) определяется выражениями:

$$\left. \begin{aligned} U_d &= U_{d0} \frac{\cos \alpha + \cos (\alpha + \gamma)}{2}; \\ I_d &= \frac{\sqrt{2} \sqrt{3} E}{2x_{\gamma}} [\cos \alpha - \cos (\alpha + \gamma)] \end{aligned} \right\} \quad (2-60)$$

или после преобразований

$$U_d = U_{d0} \cos \alpha - \frac{3}{\pi} I_d x_{\gamma}; \quad (2-61)$$

$$U_{*d} = \cos \alpha - \frac{1}{2} I_{*d}. \quad (2-61a)$$

Как видно из (2-61), регулируемый выпрямитель представляет собой для линии постоянного тока такой же генератор, что и нерегулируемый выпрямитель (см. рис. 2-17, б), с той разницей, что э. д. с. выпрямителя $E_b = U_{d0} \cos \alpha$.

Регулируя угол α , можно менять э. д. с. выпрямителя E_B , изменяя соответственно нагрузку и режим передачи.

Семейство внешних характеристик, а также характеристик $\gamma = \text{const}$ и $(\alpha + \gamma) = \text{const}$ управляемого выпрямителя, было приведено на рис. 2-18. На рис. 2-19, б показано построение тока коммутации при $\alpha = \alpha_2$. Ток коммутации i_k строится как сумма принужденного тока $i_{k, \text{пр}} = I_{k, \text{макс}}^{(2)} \cos \vartheta$, отстающего от э. д. с. коммутации e_k на 90°

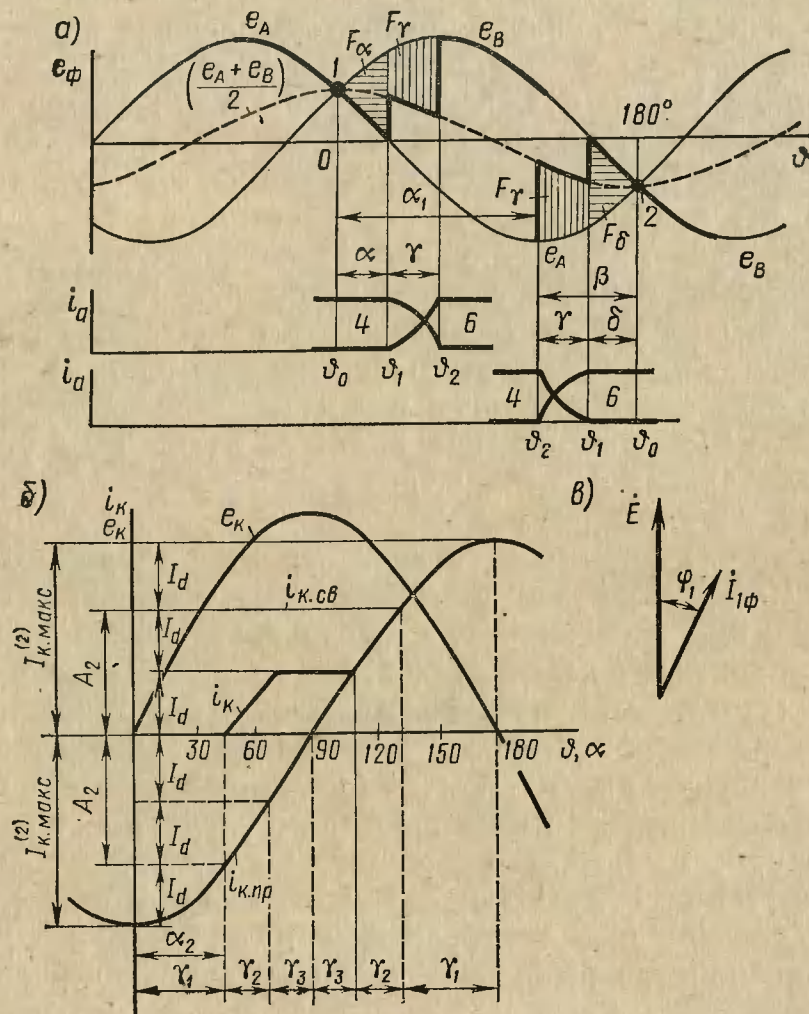


Рис. 2-19

и представляющего собой ток двухфазного короткого замыкания в установившемся режиме, и свободного тока $i_{k, \text{св}}$, который представляет собой прямую, параллельную оси абсцисс, отсекающую на оси ординат отрезок $A_2 = I_{k, \text{макс}}^{(2)} \cos \alpha_2$. Из рис. 2-19, б видно, что при одном и том же токе I_d с увеличением угла α от 0 до 90° угол γ уменьшается, а с ростом α от 90 до 180° (инверторный режим) угол γ снова растет.

Следует отметить, что режим 2-3 управляемого выпрямителя возможен при любом значении α и γ в диапазоне $0 \leq \alpha \leq 120^\circ$. При $\alpha = 90^\circ$ значения $\gamma = 0$, $U_d = 0$, $I_d = 0$. Режим короткого замыкания наступает при $I_{*d} = 1,0$, когда $\gamma = 60^\circ$, $(\alpha + \gamma) = 120^\circ$. Кривая $\gamma = 60^\circ = \text{const}$ разделяет режимы 2-3 и 3-4 управляемого выпрями-

теля. Режим 2-3 при $\gamma \leq 60^\circ$ возможен при $0 \leq \alpha \leq 90^\circ$ и $0 \leq U_{*d} \leq 1$ соответственно. Если $\alpha < 30^\circ$, а $\gamma < 60^\circ$, то можно управлять выпрямителем, осуществляя регулирование углом α . Если же при $\alpha < 30^\circ$ с ростом нагрузки угол коммутации возрастает до $\gamma = 60^\circ$, то выпрямитель перестает управляться при дальнейшем росте нагрузки и переходит в неуправляемый режим 3. При $\alpha = 30^\circ$ режим 3 вырождается

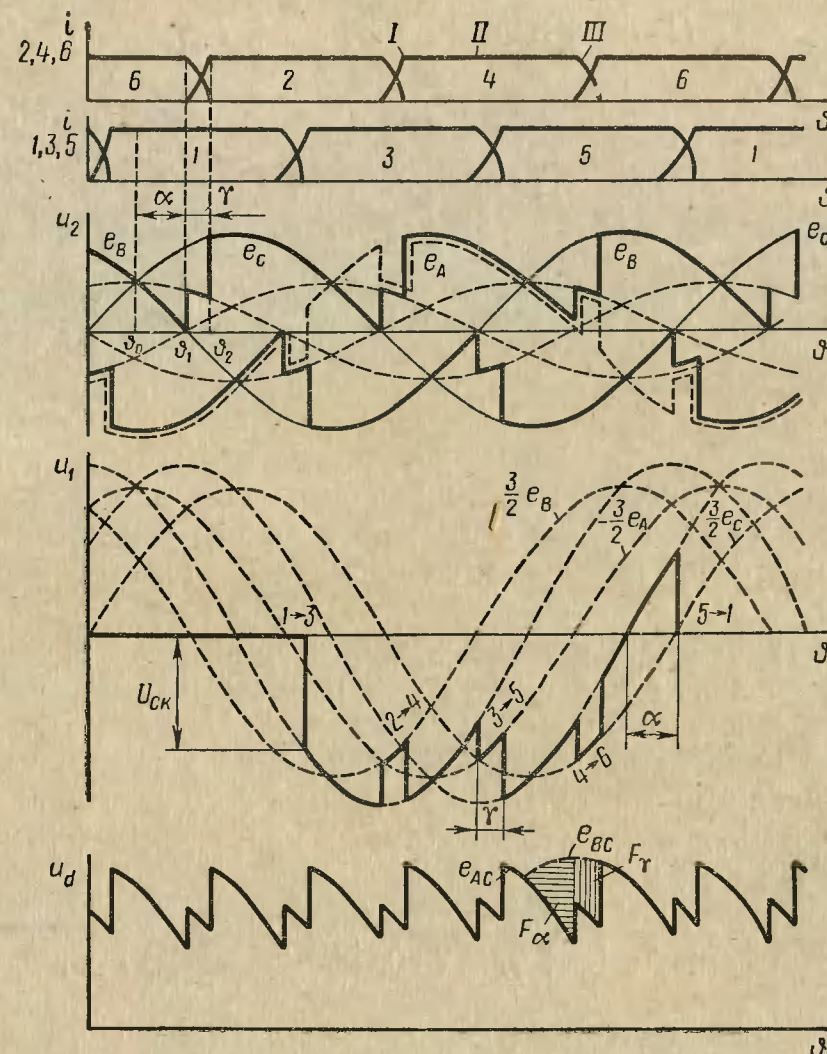


Рис. 2-20

в точку, лежащую на кривой $\gamma = 60^\circ$, и характеристика сразу переходит из режима 2-3 в режим 3-4.

Изменение тока (i) и напряжений (u_2 , u_1 , u_d) выпрямителя в режиме 2-3 при $\alpha = 30^\circ$ и $\gamma = 15^\circ$ приведены на рис. 2-20. Как видно из этого рисунка, анодный ток вентиля состоит из трех участков (I, II, III), которым отвечают следующие соотношения:

$$\left. \begin{aligned} i_I &= I_d \frac{\cos \alpha - \cos \vartheta}{\cos \alpha - \cos (\alpha + \gamma)}; \\ i_{II} &= i_d; \\ i_{III} &= I_d \frac{\cos \vartheta - \cos (\alpha + \gamma)}{\cos \alpha - \cos (\alpha + \gamma)}. \end{aligned} \right\} \quad (2-62)$$

Управляемый выпрямитель в режиме 3-4. Управляемый выпрямитель может работать в режиме 3-4 при $0 \leq \alpha \leq 60^\circ$ и $60^\circ \leq \gamma \leq 120^\circ$. Зависимости, характеризующие управляемый выпрямитель в режиме 3-4, представляются линиями, параллельными соответствующим зависимостям неуправляемого выпрямителя. Они аналогичны (2-58) при учете угла α :

$$U_{*d} = \sqrt{3} \cos(\alpha - 30^\circ) - \frac{3}{2} I_{*d}. \quad (2-63)$$

Таким образом, имеют место три области работы управляемого выпрямителя, обозначенные на рис. 2-18, а римскими цифрами: I — режим 2-3, II — режим 3, III — режим 3-4.

Внешние характеристики трехфазной мостовой схемы в режиме инвертора. Инвертированием называется преобразование постоянного тока в переменный. Перевод преобразователя из выпрямительного в инверторный режим означает изменение направления активной мощности, поступающей из сети переменного тока, и знака (полярности) напряжения. Направление тока не меняется вследствие односторонней проводимости вентилях. Инвертор потребляет активную мощность из сети постоянного тока и выдает ее в сеть переменного тока, поэтому по отношению к сети постоянного тока он аналогичен двигателю и его противо-э. д. с. направлена навстречу току (см. рис. 2-17, в).

Чтобы получить направление э. д. с. выпрямителя противоположным, нужно вначале сделать ее равной нулю, а затем изменить знак, что возможно с помощью системы управления. Переход э. д. с. выпрямителя через нуль от положительных значений к отрицательным является границей выпрямительного и инверторного режимов. Нетрудно найти значения углов α и γ , при которых напряжение U_{*d} переходит через нуль. Из выражения (2-60) имеем

$$\cos \alpha + \cos(\alpha + \gamma) = 2 \cos\left(\frac{2\alpha + \gamma}{2}\right) \cos \frac{\gamma}{2} = 0,$$

откуда

$$\cos\left(\alpha + \gamma/2\right) = 0 \text{ и } \alpha + \gamma/2 = 90^\circ.$$

Это выражение есть граница существования выпрямительного и инверторного режима. При $(\alpha + \gamma/2) < 90^\circ$ значение $U_d > 0$, и преобразователь работает в выпрямительном режиме. При $(\alpha + \gamma/2) = 90^\circ$ значение $U_d = 0$, и активная мощность, проходящая через преобразователь, не поступает в линию постоянного тока, и преобразователь работает в режиме глубокого регулирования. При $(\alpha + \gamma/2) > 90^\circ$ значение $U_d < 0$, и преобразователь работает в инверторном режиме.

С достаточной для практики точностью можно считать, что угол сдвига первой гармоники фазного тока относительно неискаженной э. д. с. сети, питающей преобразователь, $\varphi_1 = \alpha + \gamma/2$. Векторные диаграммы э. д. с. и первой гармоники фазного тока для выпрямительного и инверторного режимов приведены на рис. 2-19, а.

При работе в выпрямительном режиме $\varphi_1 < 90^\circ$, фазный ток отстает от э. д. с. сети, и активная мощность первой гармоники поступает из сети переменного тока на зажимы преобразователя:

$$P_1 = E_1 I_1 \cos \varphi_1 > 0.$$

При $\varphi_1 = 90^\circ$ активная мощность $P_1 = 0$. При работе в инверторном режиме $\varphi_1 > 90^\circ$, а $P_1 < 0$, т. е. активная мощность поступает от преобразователя на шины сети переменного тока. В этом случае удобно рассматривать сдвиг тока $I_{1\phi}$ относительно противо-э. д. с. сети переменного тока ($-E_1$). Ток опережает противо-э. д. с. сети, т. е. инвертор работает как генератор активной мощности переменного тока. Для работы инвертора необходим источник активной мощности в сети постоянного тока и источник реактивной мощности в сети переменного тока. При работе инвертора из сети постоянного тока в сеть переменного поступает ток, определяемый как отношение разности между подведенным к инвертору напряжением постоянного тока и противо-э. д. с. инвертора к внутреннему сопротивлению инвертора. Противо-э. д. с. инвертора — это значение напряжения на зажимах постоянного тока преобразователя при холостом ходе, взятое с обратным знаком:

$$E_{\text{и}} = -E_{\text{в}} = -U_{d0} \cos \alpha.$$

При $\alpha > 90^\circ$ удобнее отсчитывать углы регулирования от точки пересечения отрицательных полуволн синусоид напряжений коммутирующих фаз (для катодной группы), т. е. от точки 2, сдвинутой относительно точки 1 на 180° в сторону отставания (см. рис. 2-19, а). Поэтому основным углом регулирования инвертора является *угол опережения*

$$\beta = 180^\circ - \alpha, \quad (2-64)$$

отсчитываемый от точки пересечения э. д. с. коммутирующих фаз в сторону опережения. Угол опережения определяет момент отпирания очередного вентиля при положительном напряжении на его аноде. Так как угол $\gamma > 0$ и угол $\beta > 0$ всегда, то вентили инвертора должны коммутировать так, чтобы от момента окончания коммутации (точка 2 на рис. 2-19, а) до момента уравнивания значений э. д. с. коммутирующих фаз (2) оставался некоторый угол δ , называемый *углом запираания инвертора*.

Для любого типа вентиля существует некоторый минимальный угол погасания δ_0 , обеспечивающий восстановление управляющих свойств вентиля за счет приложенного к аноду отрицательного напряжения. Для ртутного вентиля этот угол соответствует времени деионизации, для тиристорного блока — времени выключения.

Управляющие импульсы вентилях имеют некоторый разброс δ_p , так что на один вентиль импульс управления может придти на величину δ_p позже, чем на другой.

При возрастании тока инвертора в переходном процессе угол коммутации начинает увеличиваться уже во время коммутации, в результате чего угол δ уменьшается. Следовательно, нужно учитывать неко-

торый угол запаса δ_3 . Поэтому минимально допустимый угол погасания запишется как

$$\delta_{\min} = \delta_0 + \delta_p + \delta_3.$$

Слагаемые в правой части этого выражения определяются типом вентиля, системой управления и параметрами схемы передачи постоянного тока.

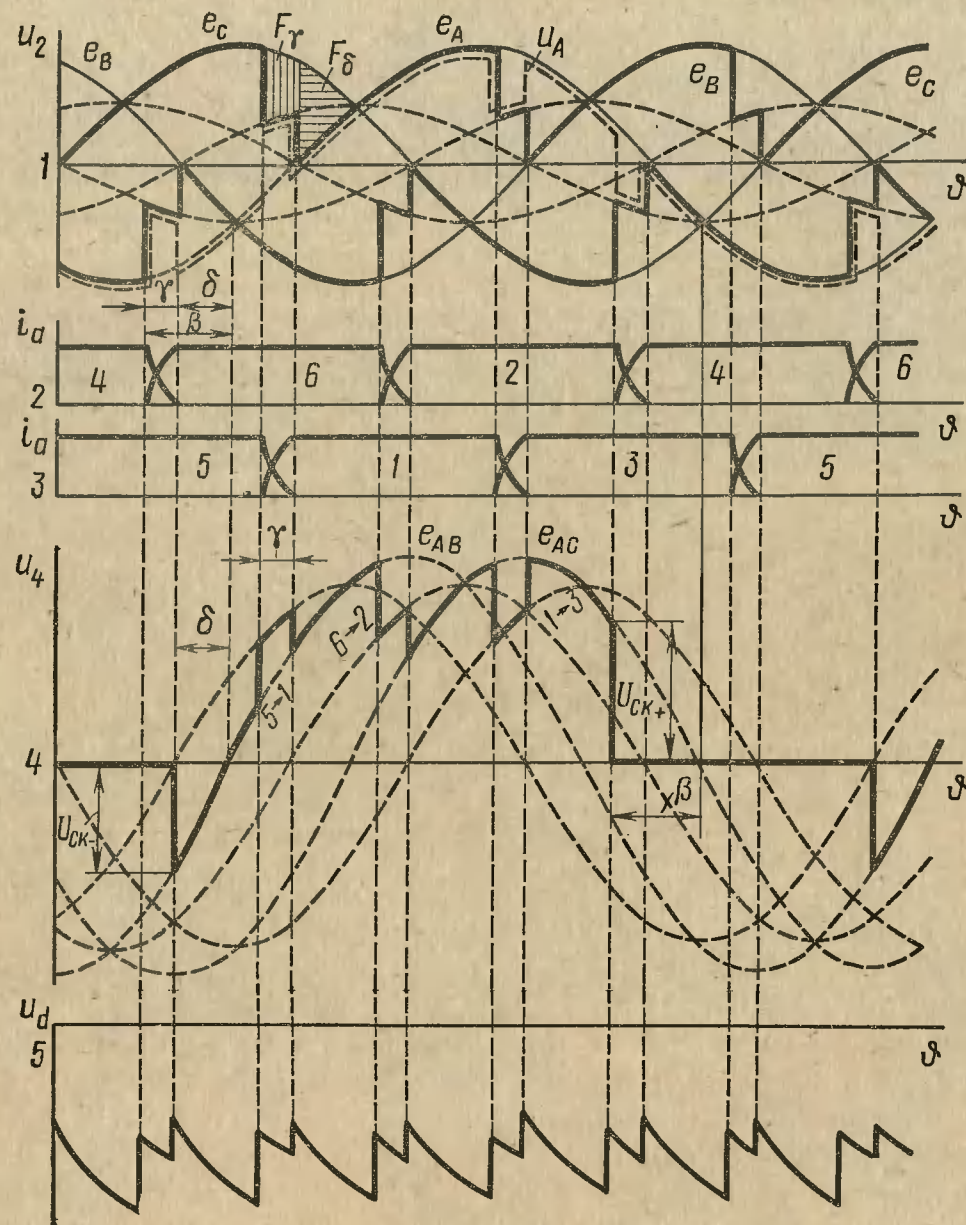


Рис. 2-21

Для современных преобразовательных подстанций, работающих в инверторном режиме, с учетом последнего выражения принимают

$$\delta_{\min} = 15^\circ.$$

Инвертор в режиме 2-3. I. Область работы. Характер токов и напряжений инвертора, работающего в режиме 2-3, показан на рис. 2-21 при $\beta = 45^\circ$, $\gamma = 15^\circ$, $\delta = 30^\circ$.

Область работы инвертора (I) соответствует диапазону изменения угла опережения $0 \leq \beta \leq 60^\circ$. В этой области углы опережения, погасания и коммутации связаны соотношением

$$\delta = \beta - \gamma. \quad (2-65)$$

Анодное напряжение отрицательно после погасания вентиля только на участке времени, измеряемом углом δ . На участке, соответствующем углу $240^\circ - \beta$, анодное напряжение вентиля положительно и поэтому называется *прямым напряжением*. Скачок анодного напряжения после запираания вентиля

$$U_{\text{ск}(-)} = \sqrt{2} \sqrt{3} E \sin \delta.$$

Скачок анодного напряжения перед отпиранием вентиля

$$U_{\text{ск}(+)} = \sqrt{2} \sqrt{3} E \sin \beta.$$

Анодное напряжение вентиля 4 испытывает шесть скачков во время коммутаций других вентилях: $5 \rightarrow 1$, $6 \rightarrow 2$, $1 \rightarrow 3$.

Анодное напряжение вентиля 4 при работе в инверторном режиме является зеркальным отображением анодного напряжения этого вентиля при работе его в выпрямительном режиме при условии, что $\alpha = \delta$ и углы γ равны в обоих случаях, а направление отсчета времени противоположно, т. е., чтобы получить кривую $u_{\text{обр}}$ вентиля 4 в выпрямительном режиме при $\alpha = 30^\circ$, $\gamma = 15^\circ$, надо перевернуть рис. 2-21.

Из рис. 2-21 видно, что при возрастании нагрузки ($\beta = \text{const}$) площадка коммутации F_γ , заштрихованная вертикально, увеличивается за счет площадки погасания F_δ , заштрихованной горизонтально, что вызывает возрастание противо-э. д. с. инвертора с ростом нагрузки. Этим объясняется то, что характеристики инвертора при $\beta = \text{const}$ возрастающие.

Выражение внешней характеристики инвертора при $\beta = \text{const}$ нетрудно получить из (2-61) с учетом (2-64)

$$U_d' = -U_{d0} \cos \beta - \frac{3}{\pi} I_d x_\gamma.$$

Знак «—» означает, что направление инвертируемого напряжения обратно направлению выпрямленного напряжения. Если изменить знак инвертируемого напряжения, то внешняя характеристика инвертора запишется как

$$U_d = U_{d0} \cos \beta + \frac{3}{\pi} I_d x_\gamma, \quad (2-66)$$

или в относительных единицах

$$U_{*d} = \cos \beta + \frac{1}{2} I_{*d}. \quad (2-66a)$$

Это выражение соответствует схеме замещения инвертора, приведенной на рис. 2-17, в, где противо-э. д. с. инвертора $E_{\text{и}} = U_{d0} \cos \beta$, а внутреннее сопротивление $r_{\text{вн}} = \frac{3}{\pi} x_\gamma$. При данных $E_{\text{и}}$ и $r_{\text{вн}}$ инвертор начнет пропускать ток I_d , если на его зажимы подать напряжение U_d со стороны выпрямителя.

На рис. 2-21 напряжение на зажимах инвертора отрицательно, так как полярность инвертора принята той же, что и выпрямителя: катодная шина положительна, анодная — отрицательна. Изменение знака инвертируемого напряжения в (2-66) соответствует изменению полярности инвертора. Напряжение на зажимах инвертора положительно, если считать, что его анодная шина имеет знак «+», а катодная — знак «—», что и принимают на практике.

Характеристика инвертора при $\delta = \text{const}$ для I области работы может быть получена из (2-61) и (2-65)

$$U_d = U_{d0} \cos \delta - \frac{3}{\pi} I_d, \quad (2-67)$$

или в относительных единицах

$$U_{*d} = \cos \delta - \frac{1}{2} I_{*d}. \quad (2-67a)$$

Этому выражению соответствует схема замещения, приведенная на рис. 2-17, в, где $r_{\text{вн}} < 0$.

Таким образом, I область работы инвертора в режиме 2-3 характеризуется следующими условиями:

$$0 \leq \beta \leq 60^\circ; \quad 0 \leq \gamma \leq 60^\circ; \\ 0,5 \leq U_{*d} \leq 1,0; \quad 0 \leq I_{*d} \leq 0,5; \quad \delta = \beta - \gamma.$$

II область работы. Внешняя характеристика инвертора при $\beta = \text{const}$ в этой области работы описывается тем же выражением (2-66), что и в области I, однако выражение характеристики инвертора при $\delta = \text{const}$ изменяется:

$$\frac{U_{*d}^2}{\left[\cos\left(\frac{60^\circ - \delta}{2}\right)\right]^2} + \frac{I_{*d}^2}{\left[2 \sin\left(\frac{60^\circ - \delta}{2}\right)\right]^2} = 1. \quad (2-68)$$

II область работы инвертора характеризуется соотношениями:

$$60^\circ \leq \beta \leq 90^\circ; \quad 0 \leq \gamma \leq 60^\circ; \\ 0,5 \geq U_{*d} \geq 0; \quad 0 \leq I_{*d} \leq 0,866; \quad \delta = 60^\circ - \gamma.$$

Эта область лежит между внешними характеристиками $\beta = 60^\circ$ и $\beta = 90^\circ$.

III область работы. Внешние характеристики инвертора в этой области работы определяются выражениями (2-66) и (2-67), справедливыми для I области работы, но соотношение между углами регулирования, погасания и коммутации изменяется. Эта область работы характеризуется условиями:

$$90^\circ \leq \beta \leq 120^\circ; \quad 0 \leq \gamma \leq 60^\circ; \\ 0 \leq U_{*d} \leq 0,433; \quad 0 \leq I_{*d} \leq 1,0; \quad \delta = \beta - 30^\circ - \gamma.$$

Инвертор в режиме 3-4. Внешняя характеристика инвертора при $\beta = \text{const}$ может быть получена из (2-63) с учетом (2-64) после умножения правой части на (-1) :

$$U_{*d} = \sqrt{3} \cos(\beta + 30^\circ) + \frac{3}{2} I_{*d}. \quad (2-69)$$

Характеристика инвертора при $\delta = \text{const}$ запишется как

$$U_{*d} = \sqrt{3} \cos \delta - \frac{3}{2} I_d. \quad (2-70)$$

Режим 3-4 характеризуется следующими условиями существования:

$$120^\circ \leq \beta \leq 150^\circ; \quad 60^\circ \leq \gamma \leq 120^\circ; \\ 0 \leq U_{*d} \leq 0,433; \quad 0,866 \leq I_{*d} \leq 1,15; \quad \delta = \beta - 30^\circ - \gamma.$$

В режиме 3-4 при $\beta = 150^\circ$ наступает полное короткое замыкание инвертора, причем $I_{*dk} = 1,15$.

Энергетические характеристики выпрямителя и инвертора, включенных по трехфазной мостовой схеме. Энергетические характеристики здесь будут построены для режима малых токов и для режима 2-3, так как они являются основными эксплуатационными режимами работы схемы. По энергетическим характеристикам выбирается мощность трансформатора схемы и проводится анализ основных энергетических соотношений при ее работе.

Вначале рассмотрим энергетические характеристики нерегулируемого выпрямителя.

Режим малых токов (режим 2). Чтобы получить энергетические характеристики, необходимо разложить кривую фазного тока в ряд Фурье. Кривые фазного тока с первичной и со вторичной стороны трансформатора при соединении обмоток по схеме $Y_0/Y-12$ при $K_T = 1$ совершенно одинаковы:

$$i_{\phi I} = i_{\phi II}.$$

Кривая фазного тока представляет собой периодическую нечетную функцию с периодом $T = 2\pi$, симметричную относительно оси абсцисс (см. рис. 2-13). Поэтому в разложении будут отсутствовать: постоянная составляющая, четные гармоники, четные функции (члены, содержащие косинус), а также гармоники, кратные трем. В разложении останутся лишь нечетные функции, причем номер гармоники ν определяется из выражения $\nu = 6K \pm 1$, где $K = 0, 1, 2, \dots$

Разложение имеет вид:

$$i_{\phi} = 2 \frac{\sqrt{3}}{\pi} I_d \left[\sin \vartheta - \frac{1}{5} \sin 5\vartheta - \frac{1}{7} \sin 7\vartheta + \frac{1}{11} \sin 11\vartheta + \frac{1}{13} \sin 13\vartheta - \dots \right] = \\ = q \frac{2\sqrt{3}}{\pi (6K \pm 1)} I_d \sum_{K=0}^{\infty} \sin (6K \pm 1) \vartheta,$$

где $q = (-1)^n$ [здесь $n = (\nu \pm 1)/6$ — целое число].

Действующее значение фазного тока было найдено выше [см. (2-38)]:

$$I_{\phi} = I_d \sqrt{2/3} = 0,816 I_d.$$

Коэффициент амплитуды кривой фазного тока

$$K_a = \frac{I_d}{I_{\phi}} = \frac{I_d}{I_d \sqrt{2/3}} = \sqrt{\frac{3}{2}} = 1,225. \quad (2-71)$$

Коэффициент искажения

$$K_{\kappa} = \frac{I_1}{I_{\phi}} = \frac{2\sqrt{3} I_d}{\pi \sqrt{2} \sqrt{2/3} I_d} = \frac{3}{\pi} = 0,955. \quad (2-72)$$

Рассмотрим далее ту же трехфазную мостовую схему, но включенную через трансформатор с группой соединения $Y_0/\Delta-11$ (рис. 2-22, а)

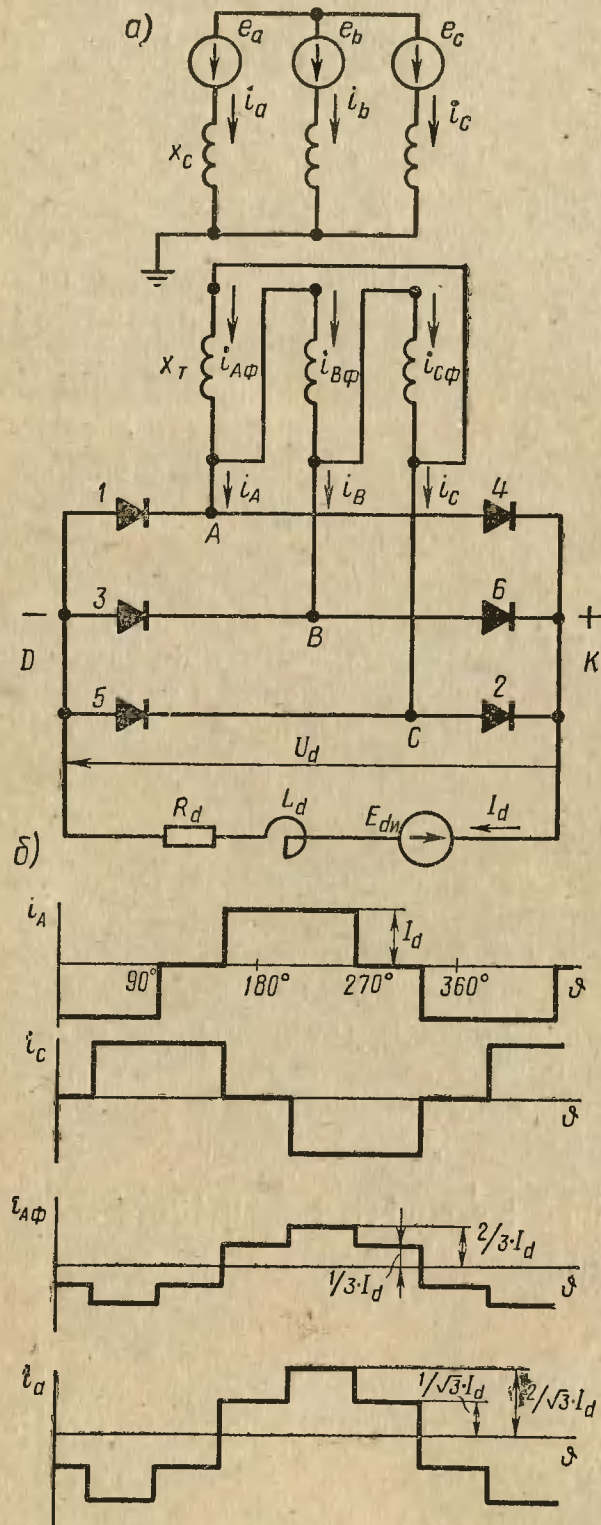


Рис. 2-22

нием кривой этого же тока для схемы, приведенной на рис. 2-11, то окажется, что абсолютные значения амплитуд соответствующих гармоник для обоих видов кривых равны между собой, а фазы 5 и 7-й гармоник сетевого тока для трансформатора с группой соединения обмоток

$Y_0/\Delta-11$ противоположны фазам этих гармоник сетевого тока трансформатора с группой соединения обмоток $Y/Y-12$. Следовательно, если соединить параллельно сетевые обмотки двух трансформаторов, один из которых имеет группу соединения $Y_0/\Delta-11$, другой — группу соединения $Y_0/Y-12$ и коэффициенты трансформации которых по линейным напряжениям одинаковы, а вентильные обмотки включены на разные трехфазные мостовые схемы, то в соединительных шинах сетевых обмоток будут компенсироваться 5 и 7-я гармоники сетевых токов, а 1, 11 и 13-я гармоники будут складываться. Такая схема будет действовать на питающую сеть как 12-фазная схема выпрямления, что для сети более благоприятно.

Нетрудно убедиться, что действующие значения кривых токов, изображенных на рис. 2-13 и 2-22, равны между собой и связаны с током I_d соотношением (2-38). Очевидно, все выведенные выше коэффициенты кривой сетевого тока для трансформатора с группой соединения $Y_0/Y-12$ равны соответствующим коэффициентам кривой сетевого тока трансформатора с группой соединений $Y_0/\Delta-11$.

В дальнейшем режимы работы трансформаторов рассматриваются только для схем, аналогичных приведенной на рис. 2-11.

Выпрямитель питается от сети бесконечной мощности, поэтому напряжение на зажимах сетевой обмотки трансформатора синусоидально, и мощность выпрямителя

$$P_d = U_d I_d.$$

В режиме малых токов $P_d \approx P_{d0} = U_{d0} I_d$. В действительности при работе выпрямителя под нагрузкой $U_d < U_{d0}$; $P_d < P_{d0}$. Однако P_{d0} является расчетной величиной, удобной для построения характеристик выпрямителя, и ею часто пользуются. Эта мощность отдается выпрямителем в сеть постоянного тока. Однако, благодаря несинусоидальному току в фазах питающей сети, выпрямитель потребляет из сети переменного тока большую мощность, чем P_d .

Полная мощность, потребляемая выпрямителем из сети,

$$S = \sqrt{P_1^2 + Q_1^2 + T^2}, \quad (2-73)$$

где $P_1 = P_d = 3U_1 I_1 \cos \varphi_1 = S_1 \cos \varphi_1 = SK_n \cos \varphi_1$ — активная мощность первой гармоники;

$Q_1 = 3U_1 I_1 \sin \varphi_1 = S_1 \sin \varphi_1 = SK_n \sin \varphi_1$ — реактивная мощность первой гармоники;

$T = \sqrt{S^2 - S_1^2} = S\sqrt{1 - K_n^2}$ — мощность искажения, обусловленная высшими гармоническими фазного тока.

Здесь $S_1 = \sqrt{P_1^2 + Q_1^2} = SK_n$ — полная мощность первой гармоники.

Полный коэффициент мощности выпрямителя

$$\chi = P_1 S_1 / (S_1 S) = K_n \cos \varphi_1, \quad (2-74)$$

где $K_n = S_1 / S = I_1 / I$ — коэффициент искажения мощности, который в данном частном случае равен коэффициенту искажения кривой фаз-

ного тока; φ_1 — угол сдвига первой гармоники фазного тока относительно неискаженного фазного напряжения.

Так как по определению в режиме 2 значение $x_\gamma di/dt = 0$, что равносильно отсутствию индуктивности в контуре коммутации, то для этого частного случая $\varphi_1 = 0$, $Q_1 = 0$. Полная мощность, потребляемая выпрямителем из сети переменного тока,

$$S = 3U_\Phi I_\Phi = 3EI_\Phi.$$

Выражая E через U_{d0} [см. (2-36)] и I_Φ через I_d [см. (2-38)], получим

$$S = 3 \frac{\pi}{3\sqrt{2}\sqrt{3}} U_{d0} \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} I_d = 1,05 P_{d0}, \quad (2-75)$$

откуда коэффициент использования трансформатора $K_{и.т} = 1,05$; коэффициент искажения

$$K_{и} = S_1/S = P_{d0}/S = 1/1,05 = 0,955.$$

Так как потерями активной мощности в трансформаторе и падением напряжения в дуге вентилей пренебрегли, то активная мощность выпрямителя

$$P_1 = P_d = K_{и} S = 0,955 \cdot S.$$

Реактивная мощность $Q_1 = 0$. Мощность искажения

$$T = S \sqrt{1 - K_{и}^2} = S \sqrt{1 - 0,955^2} = 0,298 S.$$

При переходе схемы в режим работы 2-3 при $\alpha = 0$ появляется сдвиг первой гармоники анодного тока относительно э. д. с. сети на угол $\varphi_1 \approx 2\gamma/3$. Следовательно, при появлении угла коммутации выпрямитель начинает потреблять из сети реактивную мощность, которая, однако, не поступает в линию постоянного тока и не потребляется вентильми.

Рассмотрим далее вопрос о потреблении выпрямителем реактивной мощности из сети с энергетической стороны. Для выяснения физики процесса потребления реактивной мощности преобразователем следует рассмотреть баланс мгновенных мощностей схемы * в течение двух основных интервалов времени: в интервале между коммутациями и в интервале коммутации.

Интервал между коммутациями. Выпрямитель потребляет активную мощность всех трех фаз, однако из-за того, что каждая фаза пропускает ток в одну сторону только в течение $1/3$ периода, в сеть постоянного тока поступает активная мощность только двух фаз. Неравенство компенсируется мощностью искажения T : $S^2 = P_1^2 + T^2$, где в левой и в правой частях равенства стоят квадраты мощности трех фаз. Можно условно считать, что мощность искажения направлена от

* И. М. Чиженко. Схема преобразования электрического тока «звезда прямая и обратная» с уравнивательными катушками и коммутирующими конденсаторами. Известия Киевского политехнического института, т. 22, 1957.

выпрямителя к сети, т. е. что выпрямитель является генератором высших гармоник.

При наличии идеального фильтра на шинах мощность искажения поглощается фильтром и не поступает в систему. В этом случае напряжение на шинах системы синусоидально.

Интервал коммутации. Для выяснения физического смысла потребления реактивной мощности преобразователем рассмотрим работу трехфазной мостовой схемы (рис. 2-23, а) во время коммутации. При этом справедлива векторная диаграмма напряжений и тока, изображенная на рис. 2-23, б.

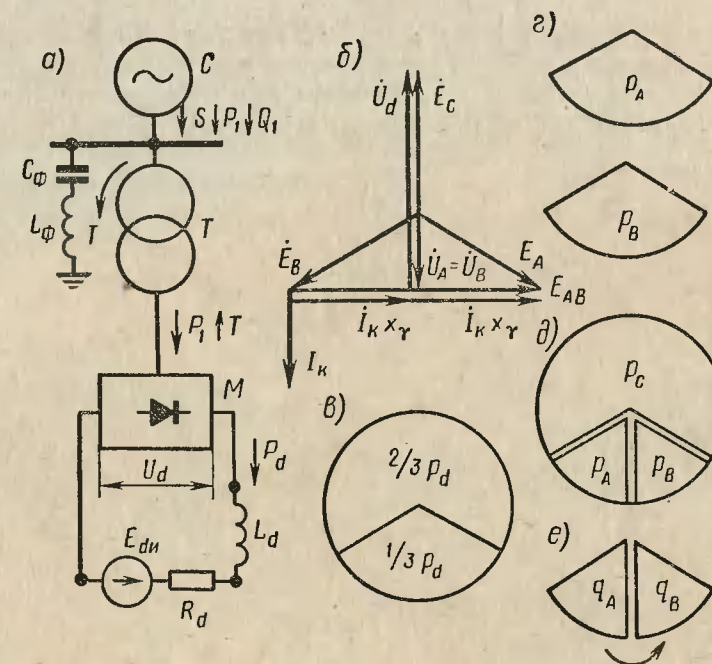


Рис. 2-23

Пользуясь этой векторной диаграммой, выразим мгновенные значения э. д. с. фаз через выпрямленное напряжение:

$$e_A = -\frac{1}{3} u_d + \Delta u_\gamma;$$

$$e_B = -\frac{1}{3} u_d - \Delta u_\gamma;$$

$$e_C = \frac{2}{3} u_d,$$

где u_d — мгновенное значение выпрямленного напряжения во время коммутации; $\Delta u_\gamma = x_\gamma di_k/d\theta$ — мгновенное значение падения напряжения на реактивности коммутации одной фазы.

Допустим, что выпрямленный ток $i_d = I_d$ делится между фазами A и B поровну, что имеет место примерно в середине интервала коммутации. В этом случае можно записать мгновенные значения токов фаз:

$$i_A = -\frac{1}{2} i_d; \quad i_B = -\frac{1}{2} i_d; \quad i_C = i_d.$$

Мгновенные значения мощностей фаз запишутся соответственно как

$$p_A = e_A i_A = \frac{1}{6} u_d i_d - \frac{1}{2} \Delta u_\gamma i_d = \frac{1}{6} p_d - q_A;$$

$$p_B = e_B i_B = \frac{1}{6} u_d i_d + \frac{1}{2} \Delta u_\gamma i_d = \frac{1}{6} p_d + q_B;$$

$$p_C = e_C i_C = \frac{2}{3} u_d i_d = \frac{2}{3} p_d.$$

Мгновенное значение полной мощности, поступающей из системы переменного тока на вход преобразователя,

$$p = p_A + p_B + p_C = p_d - q_A + q_B,$$

где $q_A = q_B = \Delta u_\gamma i_d / 2$ — реактивная мощность, переходящая из фазы A в фазу B (реактивная мощность фаз A и B).

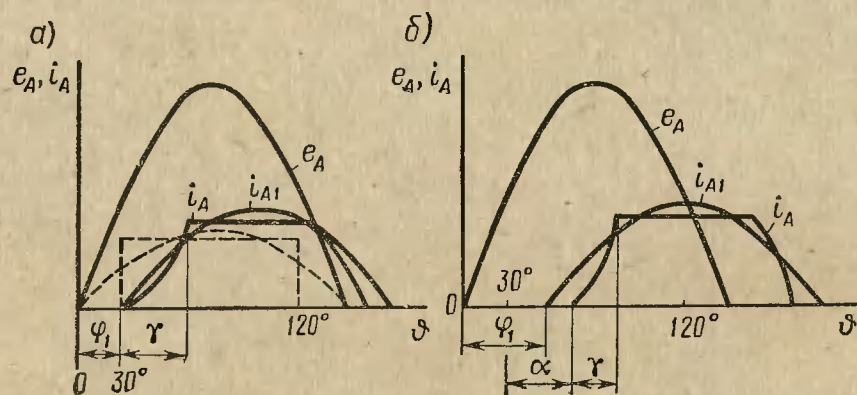


Рис. 2-24

По фазе C из системы в преобразователь поступает активная мощность, равная $2/3 p_d$, а по фазам A и B — активная мощность, равная $1/3 p_d$ (рис. 2-23, в). Кроме того, фаза A , вентиль которой запирается, отдает реактивную мощность q_A , запасенную в полях рассеяния, а фаза B , вентиль которой отпирается, запасает реактивную мощность q_B в полях рассеяния (рис. 2-23, е). Реактивная мощность как бы переходит из фазы A в фазу B (рис. 2-23, д и е).

В начале коммутации по фазе A в линию постоянного тока поступает мощность $1/3 p_d$; в конце коммутации эта же мощность передается по фазе B . При работе преобразователя без регулирования ($\alpha = 0$) сдвиги кривых тока показаны на рис. 2-24, а ($\gamma = 0$ — штриховая линия; $\gamma > 0$ — сплошная). При регулировании преобразователя появляется дополнительный сдвиг кривой фазного тока i_A относительно фазной э. д. с. e_A на угол $\alpha > 0$ (рис. 2-24, б), что вызывает увеличение потребляемой всеми фазами реактивной мощности. При этом первая гармоника фазного тока (i_{A1}) сдвигается относительно э. д. с. системы на угол $\varphi_1 \approx \alpha + \gamma/2$.

Изменение энергетических величин при росте угла α характеризуется следующими данными: при $I_{*d} = 0,2 = \text{const}$ увеличение угла α от 0 до 30° вызывает рост полной мощности, потребляемой выпрямите-

лем из сети, на 23%. При этом активная мощность, отдаваемая выпрямителем в линию передачи, снижается на 16%, реактивная мощность возрастает на 85%, а мощность искажения увеличивается вдвое. Разложение кривой фазного тока регулируемого выпрямителя на высшие гармоники выполняется так же, как и для нерегулируемого выпрямителя, но приводит к весьма громоздким выражениям, которые здесь опущены. Действующие значения активной и реактивной составляющих первой гармоники фазного тока запишутся как

$$\frac{I_{\phi 1a}}{I_d} = \frac{\sqrt{3}}{\pi \sqrt{2}} [\cos \alpha + \cos (\alpha + \gamma)]; \quad (2-76)$$

$$\frac{I_{\phi 1p}}{I_d} = \frac{\sqrt{3}}{2\pi \sqrt{2}} \frac{\sin 2(\alpha + \gamma) - \sin 2\alpha - 2\gamma}{\cos \alpha - \cos (\alpha + \gamma)}, \quad (2-77)$$

где угол γ выражен в радианах.

Те же выражения в относительных единицах имеют вид:

$$I_{*\phi 1a} = \frac{\sqrt{2} \sqrt{3}}{\pi} P_{*d}; \quad (2-78)$$

$$I_{*\phi 1p} = \frac{\sqrt{3}}{2\pi \sqrt{2}} \left[\sin 2(\alpha + \gamma) - \sin 2\alpha - \frac{\pi \gamma^\circ}{90^\circ} \right], \quad (2-79)$$

где γ выражен в электрических градусах. Угол сдвига φ_1 определится из соотношения

$$\tan \varphi_1 = \frac{I_{1p}}{I_{1a}} = \frac{Q_1}{P_1} = \frac{1}{4P_{*d}} \left[\sin 2(\alpha + \gamma) - \sin 2\alpha - \frac{\pi \gamma^\circ}{90^\circ} \right] \quad (2-80)$$

или приближенно

$$\varphi_1 \approx \alpha + \frac{2}{3} \gamma \text{ при } \alpha \leq 10^\circ; \quad (2-81)$$

$$\varphi_1 \approx \alpha + \frac{1}{2} \gamma \text{ при } \alpha \geq 10^\circ. \quad (2-82)$$

Действующее значение фазного тока при любых α и γ

$$I_\phi = I_d \sqrt{\frac{2}{3}} k_\gamma, \quad (2-83)$$

где k_γ — поправочный коэффициент, учитывающий коммутацию:

$$k_\gamma = \sqrt{1 - 0,15 \frac{\gamma^\circ}{60^\circ}}. \quad (2-84)$$

Соотношения между составляющими полной мощности для управляемого и неуправляемого преобразователя определяются по одним и тем же формулам, приведенным выше. Аналогично и энергетические характеристики инвертора определяются теми же выражениями, где вместо угла α следует подставить угол δ . Энергетические характеристики регулируемого выпрямителя, построенные по выведенным фор-

мулам, показаны на рис. 2-25. Эти же характеристики справедливы и для инвертора, если положить $\alpha = \delta$. Из характеристик видно, что при увеличении угла α резко возрастают полная и реактивная мощность, а также мощность искажения (S , Q_1 , T) и падает коэффициент сдвига по первой гармонике $\cos \varphi_1$. Поэтому работа выпрямителя с большим углом α (или инвертора — с большим углом δ) невыгодна.

На практике выпрямительная подстанция обычно работает с углом $\alpha = 5 - 10^\circ$, инверторная подстанция — с углом $\delta = 12 - 18^\circ$. Оперативное регулирование передаваемой мощности осуществляют

перестановкой отпаяк преобразовательных трансформаторов под нагрузкой при изменении угла α только в небольших пределах. Регулирование путем значительных воздействий на угол α осуществляется лишь в аварийных режимах с целью поддержания постоянства тока передачи.

Особенности работы 12-фазной каскадно-мостовой схемы. 12-фазная каскадно-мостовая (двухмостовая) схема приведена на рис. 2-26. Схема состоит из двух мостов M_1 и M_2 , включенных через трансформаторы T_1 и T_2 , имеющие схемы соединения обмоток $Y_0/\Delta-11$ и $Y_0/Y-12$ и коэффициенты трансформации соответственно

$$K_{T1} = \omega_2/\omega_1 = \sqrt{3}; K_{T2} = \omega_2/\omega_1 = 1.$$

Реактивности рассеяния x_T обоих трансформаторов одинаковы и на схеме замещения включены условно в первичные обмотки. При этих условиях первые гармоники линейных

напряжений и токов на обеих сторонах трансформатора всегда равны по величине, а на стороне сети совпадают по фазе. Оба трансформатора питаются с шин сети 12. Э. д. с. сети e_a , e_b и e_c включены за реактивностью x_c .

Схема работает на реактор L_d , сопротивление нагрузки R_d и противо-э. д. с. инвертора E_{di} . Схема рассчитывается при тех же допущениях, что и трехфазная мостовая схема (мост). При работе схемы на выходе моста M_1 выделяется напряжение U_{d1} , на выходе моста M_2 — напряжение U_{d2} , на выходе схемы — напряжение U_d .

Рассмотрим основные режимы работы схемы.

Режим холостого хода и прерывистых токов протекают аналогично рассмотренным выше для одного моста.

Режим малых токов, или режим 4. Векторные диаграммы и кривые э. д. с. сети (C) и напряжений в соответствующих точках схемы при работе ее в режиме 4 или в режиме малых токов,

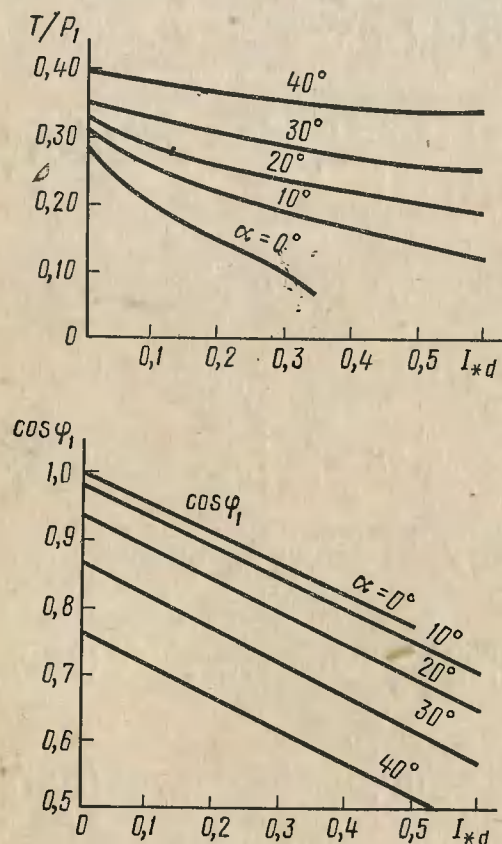


Рис. 2-25

приведены на рис. 2-27. Каждый мост (M_1 , M_2) в этом режиме работает независимо от другого. В каждый момент времени в каждом мосту работают по два вентиля, а всего в схеме — четыре вентиля. Вентили в каждом мосту пронумерованы двухзначными числами в порядке

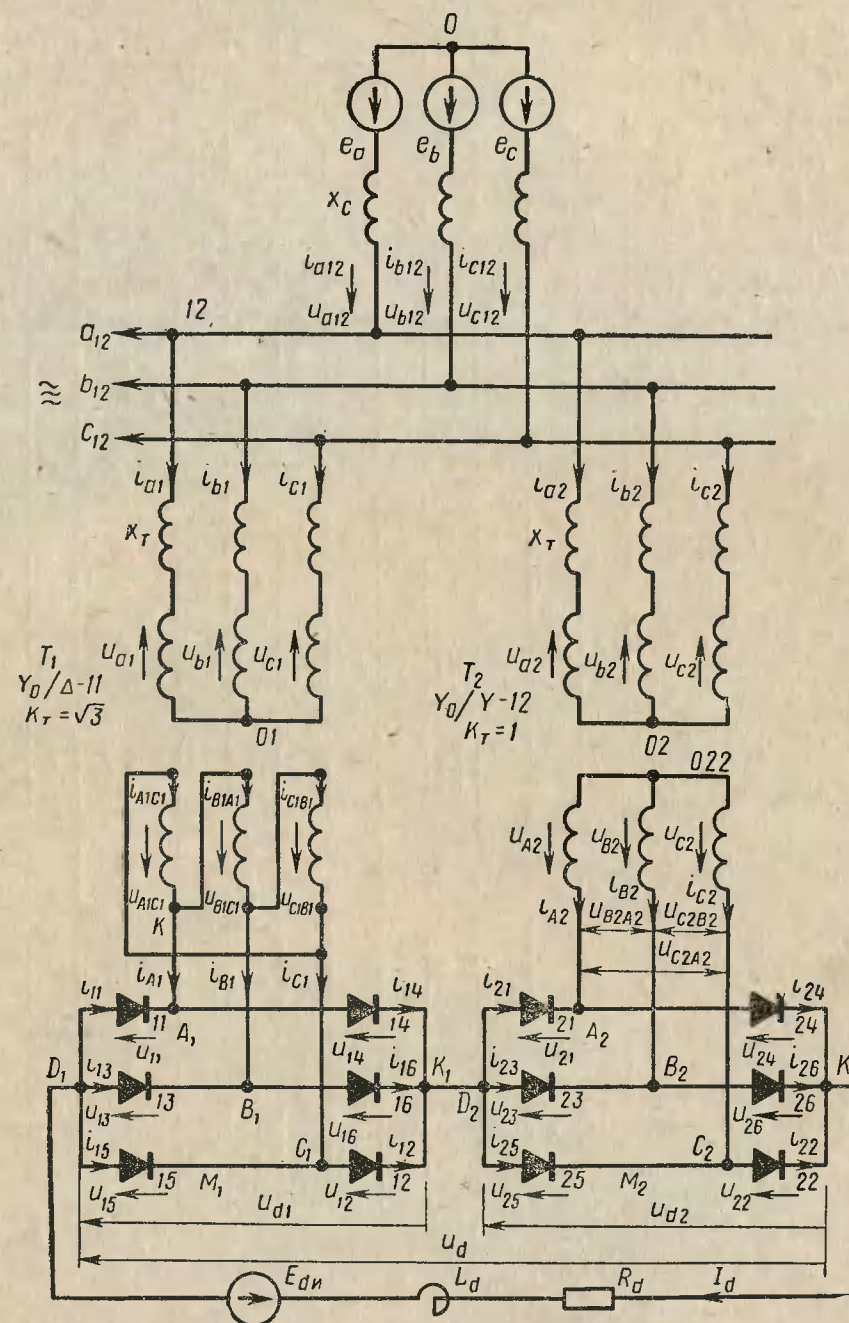


Рис. 2-26

зажигания: первая цифра означает номер моста, вторая — номер вентиля. На рис. 2-27 обозначены номера вентиля, моменты зажигания которых совпадают с переходом через нуль соответствующих линейных напряжений вентильных обмоток трансформаторов.

На рис. 2-28 приведены кривые линейных напряжений вентильных обмоток трансформаторов T_1 (U_{2T1}) и T_2 (U_{2T2}), токов вентилях M_1 (i_{aM1}) и M_2 (i_{aM2}), токов сетевых обмоток T_1 (i_{A1}) и T_2 (i_{A2}), тока

сети $i_c = i_{A12}$, кривые первых гармоник фазных токов ($i_{A1}^{(1)}$, $i_{A2}^{(1)}$ и $i_{A12}^{(1)}$).

В токе сети первые гармоники токов обоих трансформаторов складываются геометрически, 5 и 7-е гармоники уничтожаются, 11 и 13-е

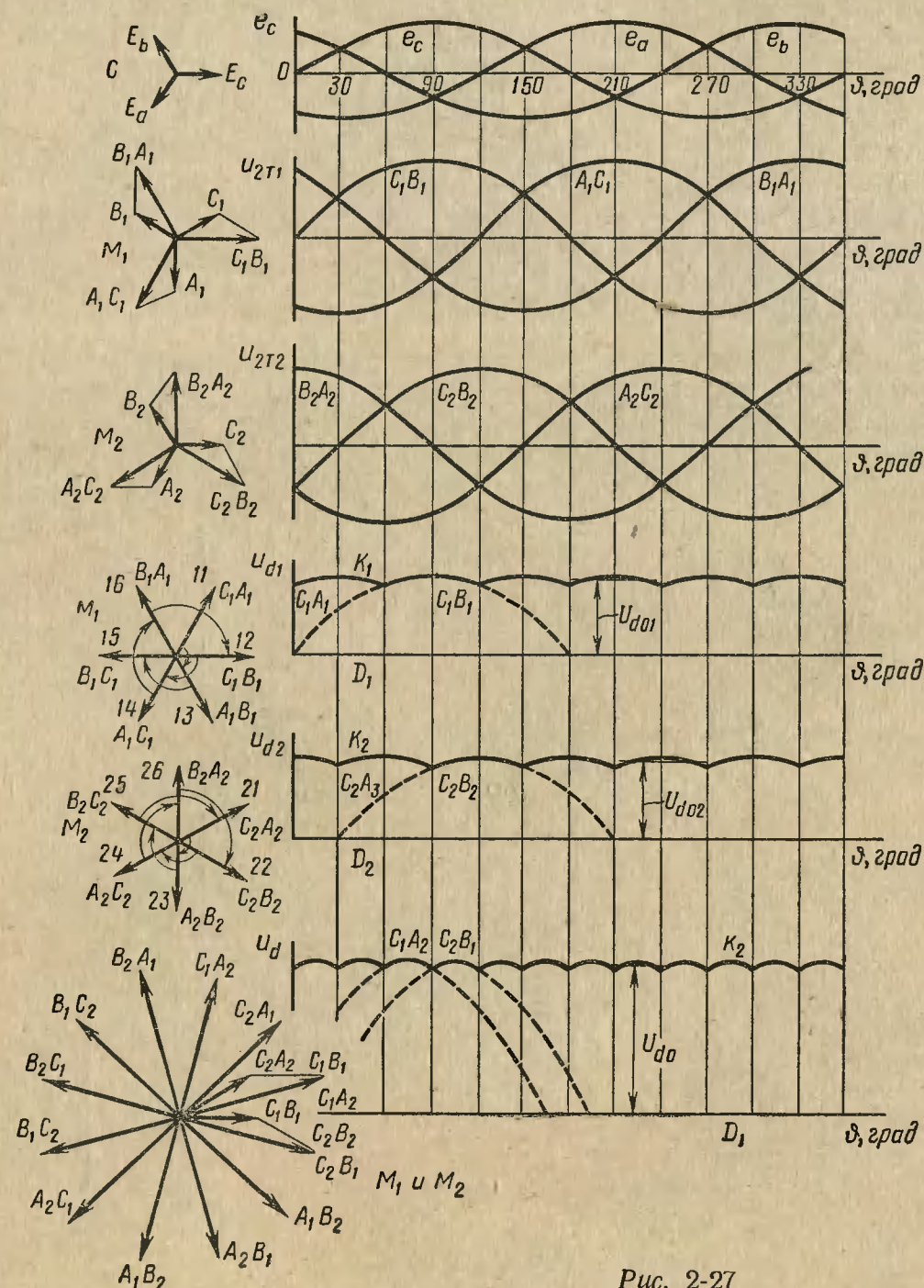


Рис. 2-27

гармоники также складываются геометрически. Кривая тока сети при этом достаточно близка к синусоиде.

При горении соответствующих вентилях обоих мостов напряжение на зажимах каждого моста при малых токах изменяется по кривым $K_1 D_1$, $K_2 D_2$. Напряжение на зажимах каждого моста

$$U_{d0m} = 2,34E = 1,35E_d.$$

Кривая напряжения на зажимах обоих мостов K_2, D_1 определяется геометрической суммой напряжений на каждом мосту:

$$U_{K_2 D_1 \text{ макс}} = U_{d0 \text{ макс}} = 2 \sqrt{2} \sqrt{3} E \cos 15^\circ = 4,73E = 2,73E_d.$$

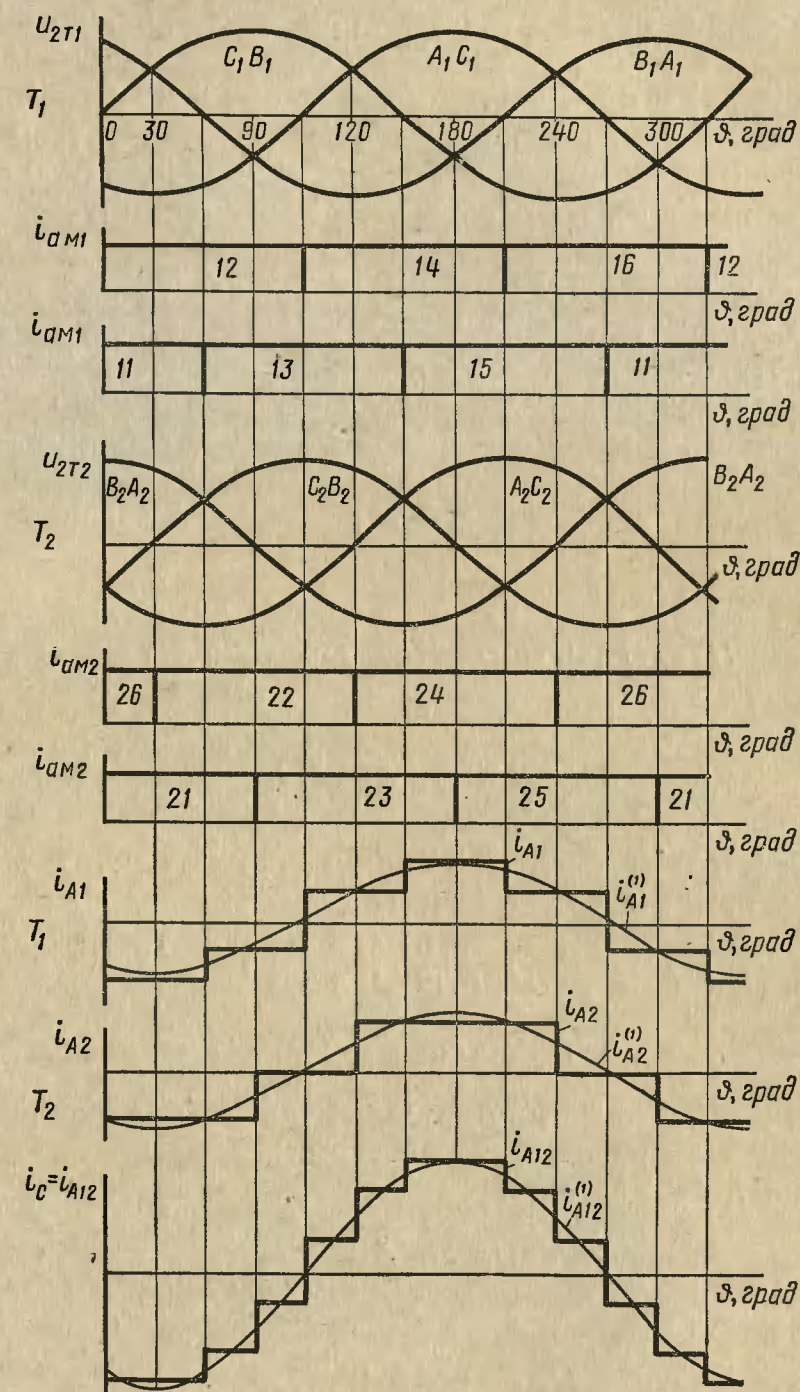


Рис. 2-28

Среднее значение выпрямленного напряжения

$$U_{d0} = \frac{6}{\pi} \int_{-15^\circ}^{+15^\circ} 4,73E \cos \vartheta d\vartheta = \frac{6}{\pi} \sqrt{2} \sqrt{3} E = 4,68E = 2U_{d0m}. \quad (2-85)$$

Коэффициент амплитуды

$$K_a = U_{d0 \text{ макс}} / U_{d0} = 1,01.$$

Таким образом, в двухмостовой схеме максимальные значения выпрямленных напряжений мостов складываются геометрически, а средние — алгебраически. Максимальное значение выпрямленного напряжения отличается от среднего всего на 1%. В выпрямленном напряжении схемы содержатся постоянная составляющая и гармоники, кратные 12.

Основной нагрузочный режим 4-5. Как видно из рис. 2-28, коммутации вентилях следуют друг за другом через 30° . Угол коммутации в режиме 4-5 изменяется в диапазоне $0 \leq \gamma \leq 30^\circ$. При увеличении тока и появлении угла коммутации в каждый момент времени горят либо четыре вентиля (в промежуток времени между коммутациями), либо пять вентилях (когда два из них коммутируют в одном из мостов). Так как $\gamma \leq 30^\circ$, то каждый мост работает независимо от другого в режиме 2-3, а вся схема — в режиме 4-5. Внешняя характеристика каждого моста определяется теми же выражениями, что и трехфазная мостовая схема: при работе ее выпрямителем — выражением (2-61), а при работе инвертором — выражением (2-66). Характеристика двухмостовой схемы в режиме 4-5 запишется следующим образом:

а) при работе выпрямителем

$$U_d = U_{d1} + U_{d2} = 2U_{d0m} \cos \alpha - 2 \frac{3}{\pi} I_d x_\gamma,$$

или

$$U_d = U_{d0} \cos \alpha - \frac{6}{\pi} I_d x_\gamma, \quad (2-86)$$

где $x_\gamma = x_c + x_r$ — реактивность коммутации одного моста (x_c — реактивность питающей системы); $U_{d0} = 2 U_{d0m}$.

Приняв те же базисные величины, что и для трехфазной мостовой схемы $U_0 = U_{d0}$, $I_0 = \sqrt{2} \sqrt{3} E / (2x_\gamma)$, получим

$$U_{*d} = \cos \alpha - I_{*d}/2,$$

т. е. внешняя характеристика двухмостовой схемы совпадает с внешней характеристикой одномостовой схемы;

б) при работе инвертором

$$U_d = U_{d0} \cos \beta + \frac{6}{\pi} I_d x_\gamma, \quad (2-87)$$

или

$$U_{*d} = \cos \beta + \frac{1}{2} I_{*d}. \quad (2-87 \text{ а})$$

Внешние характеристики 12-фазной схемы при работе ее инвертором с заданным углом погасания будут рассмотрены ниже.

Режим 5. Если угол коммутации $\gamma = 30^\circ$ и ток нагрузки продолжает возрастать, то возникает режим горения пяти вентилях при вынужденном угле зажигания $\alpha_{\text{вын}}$. В этом режиме проявляется взаимное влияние мостов через общий реактанс x_c . Режим 5 возникает, если угол регулирования $\alpha < \alpha_{5-6}$, причем величина предельного вынужден-

ного угла зажигания α_{5-6} зависит от коэффициента взаимного влияния мостов

$$A = x_c / (x_c + x_r). \quad (2-88)$$

Коэффициент A показывает, какую долю составляет реактивность системы от общей реактивности коммутации. Если мощность питающей системы бесконечно велика, то $A = 0$. При этом условии режим 5 вообще не имеет места, внешняя характеристика каждого моста не отличается от характеристики одномостовой схемы, а характеристика двухмостовой схемы получается простым сложением средних значений напряжений каждого моста при любой нагрузке. Очевидно, что с влиянием сети приходится считаться в мощных преобразовательных установках, когда $A > 0$. Практически значение коэффициента A лежит в диапазоне $0 \leq A \leq 0,5$.

Внешняя характеристика 12-фазной схемы в режиме 5 в относительных единицах при принятых выше базисных условиях описывается уравнением

$$\left(\frac{U_{*d}}{\cos 15^\circ} \right)^2 + \left(\frac{I_{*d}}{2 \sin 15^\circ} \right)^2 = 1. \quad (2-89)$$

Таким образом, внешняя характеристика 12-фазной каскадно-мостовой схемы, работающей в режиме 5, представляет собой дугу эллипса. При работе преобразователя в инверторном режиме режим 5 не имеет места. В режиме 5 значение угла $\gamma = 30^\circ = \text{const}$, а вынужденный угол зажигания изменяется в диапазоне $0 \leq \alpha_{\text{вын}} \leq \alpha_{5-6}$.

Режим 5 возможен, если угол регулирования $\alpha < \alpha_{5-6}$. При $\alpha = \alpha_{5-6}$ режим 5 вырождается в точку перехода от режима 5 к режиму 5-6. Предельный вынужденный угол зажигания $\alpha_{\text{вын}}$ будет иметь значение

$$\alpha_{5-6} = \arctg \frac{\sqrt{3} A}{4 - 3A}. \quad (2-90)$$

Перегрузочные режимы. При дальнейшем росте нагрузки схема переходит в режимы 5-6, 6, 6-7 и 7-8. Характеристикой схемы в режиме 6 является дуга эллипса, в остальных режимах — прямая линия. Эти режимы на практике имеют меньшее значение, чем разобранные ранее, и поэтому в дальнейшем не рассматриваются. В конце режима 7-8 схема переходит в режим короткого замыкания на стороне постоянного тока. В самом деле, если в схеме горят восемь вентилях (по четыре вентилях в каждом мосту), то на зажимах каждого моста имеет место трехфазное короткое замыкание. Так как оба трехфазных коротких замыкания происходят одновременно, то амплитудное значение установившегося тока трехфазного короткого замыкания для сети

$$I_K^{(3)} = \frac{\sqrt{2} E}{x_c + x_r/2}.$$

Амплитуда установившегося значения тока короткого замыкания для одного моста вдвое меньше

$$I_{dK} = \frac{I_K^{(3)}}{2} = \frac{\sqrt{2} E}{x_\gamma (1 + A)},$$

При $A = 0$ ток короткого замыкания двухмостовой схемы в относительных единицах равен току короткого замыкания одномостовой схемы. На рис. 2-29 штриховой показаны внешние характеристики 3-фазной мостовой схемы (U_{*d6}) в относительных единицах. Там же для сравнения приведены внешние характеристики (сплошные линии) 12-фазной каскадно-мостовой схемы (U_{*d12}) при $A = 0,5$. Базисными величинами в обоих случаях являются напряжения холостого хода на зажимах каждой схемы (для 12-фазной оно вдвое выше, чем для 3-фазной). При одинаковых базисных условиях выпрямленное напряжение 12-фазной каскадно-мостовой схемы в режиме 4-5 при $\gamma \leq 30^\circ$ всегда вдвое выше напряжения 3-фазной мостовой схемы.

Полная внешняя характеристика схемы. Как видно из рис. 2-29, при $A = 0,5$ вследствие взаимного влияния мостов характеристики 12-фазной схемы идут гораздо круче, чем 3-фазной мостовой схемы. Они совпадают только в режиме 4-5. Основными режимами работы регулируемого выпрямителя и инвертора при постоянном угле зажигания $\alpha = \text{const}$ (или $\beta = \text{const}$) являются режимы 4-5 и 5-6. Переход от режима 4-5 к режиму 5-6 осуществляется на пересечении характеристики режима 4-5 с кривой $\gamma = 30^\circ = \text{const}$, показанной штриховой линией (см. рис. 2-29). Переход от режима 5-6 к режиму 6-7 осуществляется при пересечении характеристики режима 5-6 с кривой $\gamma = 60^\circ = \text{const}$.

С увеличением тока углы γ и $\alpha_{\text{вын}}$ при угле зажигания $\alpha = 0$ изменяются по кривым, изображенным жирными линиями (см. рис. 2-29). Угол γ при переходе от режима к режиму возрастает от 0 при холостом ходе до 120° при коротком замыкании. Угол $\alpha_{\text{вын}}$ возрастает от 0 при холостом ходе в конце режима 5 до значения α_{5-6} , а в конце режима 6 до значения α_{6-7} . Полученные углы зависят от коэффициента взаимного влияния мостов A . Угол α_{5-6} определяется из (2-90).

Внешняя характеристика инвертора, работающего с заданным углом погасания. Взаимное влияние мостов приводит к уменьшению угла погасания инвертора от значения δ' , которое он имел бы при $A = 0$, до значения $\delta < \delta'$. Тогда величина δ и будет характеризовать фактический угол погасания инвертора, в то время как потребление реактивной мощности инвертором будет определяться фиктивным углом $\delta' = \alpha$, так как от него зависит сдвиг первой гармоники фазного тока относительно неискаженной фазной э. д. с. Это обстоятельство является главным недостатком взаимного влияния мостов. Применяя те же методы, что и раньше, получим, что инвертор с заданным углом погасания $\delta = \text{const}$ может работать только в режимах 4-5, 5-6 и 6-7 (при $\delta \geq 15^\circ$), причем в режимах 4-5 и 5-6 имеются еще три подрежима, или области, в пределах которых характер кривой внешней характеристики меняется.

Внешние характеристики и соотношения между режимными углами инвертора записываются следующим образом:

$$I_{*dk} = \frac{2}{\sqrt{3}(1+A)}. \quad (2-91)$$

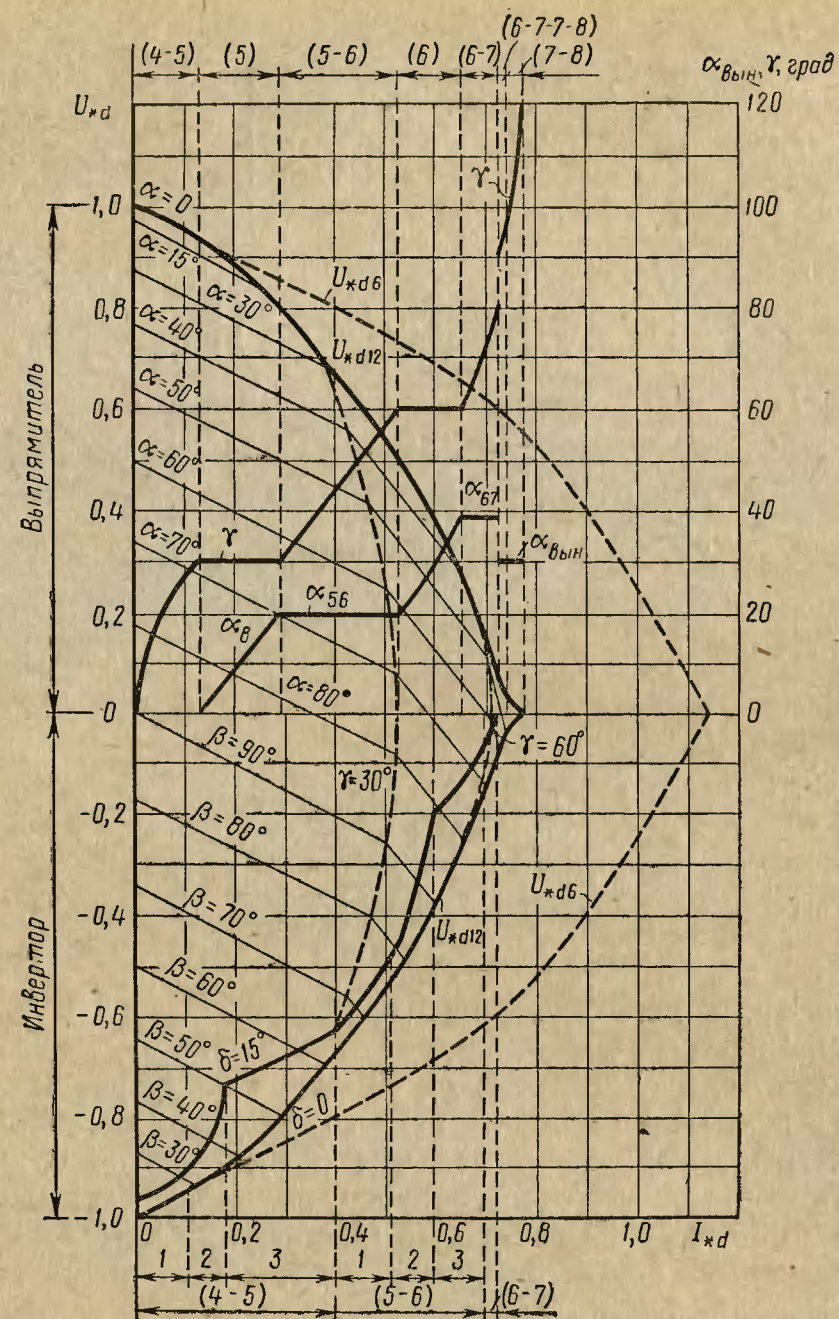


Рис. 2-29

Режим 4-5.
Область I

$$\left. \begin{aligned} 0 \leq \gamma \leq 30^\circ - \delta; \\ \delta \leq \beta \leq 150^\circ; \\ \beta = \gamma + \delta; \end{aligned} \right\} \quad (2-92)$$

$$\left. \begin{aligned} U_{*d} &= \frac{1}{2} (\cos \delta + \cos \beta); \\ I_{*d} &= \cos \delta - \cos \beta; \\ U_{*d} &= \cos \delta - \frac{1}{2} I_{*d}. \end{aligned} \right\} \quad (2-93)$$

Область II

$$\left. \begin{aligned} \gamma &= 30^\circ - \delta = \text{const}; \\ \beta &= \gamma + \delta + \alpha_{\text{вын}}; \\ 30^\circ &\leq \beta \leq 30^\circ + \alpha_{5-6}; \\ 0 &\leq \alpha_{\text{вын}} \leq \alpha_{5-6}; \end{aligned} \right\} \quad (2-94)$$

$$\left[\frac{U_{*d}}{\cos\left(15^\circ - \frac{\delta}{2}\right)} \right]^2 + \left[\frac{I_{*d}}{2 \sin\left(15^\circ - \frac{\delta}{2}\right)} \right]^2 = 1. \quad (2-95)$$

Область III

$$\left. \begin{aligned} 30^\circ - \delta &\leq \gamma \leq 30^\circ; \\ \beta &= \gamma + \delta + \alpha_{5-6}; \\ 30^\circ + \alpha_{5-6} &\leq \beta \leq 30^\circ + \alpha_{5-6} + \delta; \end{aligned} \right\} \quad (2-96)$$

$$U_{*d} = \cos(\delta + \alpha_{5-6}) - \frac{1}{2} I_{*d}. \quad (2-97)$$

Ток короткого замыкания определяется как предельная точка режима 6-7 при $U_{*d} = 0$:

$$I_{*dk} = \frac{K_4}{\sqrt{3}(1+A)} 2 \cos \delta, \quad (2-98)$$

где

$$K_4 = \frac{\sqrt{4+6A+3A^2}}{2+\sqrt{3}A}. \quad (2-99)$$

Внешняя характеристика инвертора, работающего с углом $\delta = 15^\circ = \text{const}$ построена по приведенным выше формулам на рис. 2-29. Эта характеристика отличается от предельной. В режиме 4-5 (область II) и в режиме 5-6 (область II) характеристика инвертора изменяется по дугам эллипса, в остальных режимах — по прямой. Для данного примера ток короткого замыкания $I_{*dk} = 0,721$ [см. (2-98)].

На рис. 2-30 показаны изменения напряжений и токов мостов M_1 и M_2 , обозначенные в соответствии со схемой, приведенной на рис. 2-26.

Режим 4-5, область II:

$$U_{*d} = 0,817; \quad I_{*d} = 0,147; \quad \delta = 15^\circ;$$

$$\gamma = 15^\circ; \quad \beta = 42^\circ; \quad \alpha_{\text{вын}} = 12^\circ;$$

$$\delta' = \delta + \alpha_{\text{вын}} = 27^\circ; \quad \varphi_1 = 34^\circ; \quad \text{tg } \varphi_1 = 0,676.$$

Как видно из рис. 2-30, взаимное влияние мостов уменьшает фактический угол δ от значения $\delta' = 27^\circ$, которое он имел бы при $A = 0$, до значения $\delta = 15^\circ$. При этом потребление реактивной мощности инвертором возрастает, так как

$$\varphi_1 = \delta' + \frac{\gamma}{2} = \beta - \frac{\gamma}{2} > \delta + \frac{\gamma}{2}.$$

Взаимное влияние мостов является серьезным недостатком 12-фазной каскадно-мостовой схемы и проявляется в снижении внешней

характеристики и в уменьшении угла погасания инвертора. В то же время реактивная мощность, потребляемая инвертором, увеличивается.

Для снижения взаимного влияния мостов, которое проявляется при соизмеримой мощности питающей сети и преобразовательной подстанции, принимают специальные меры, которые в конечном счете сводятся к компенсации величины реактивности питающей сети.

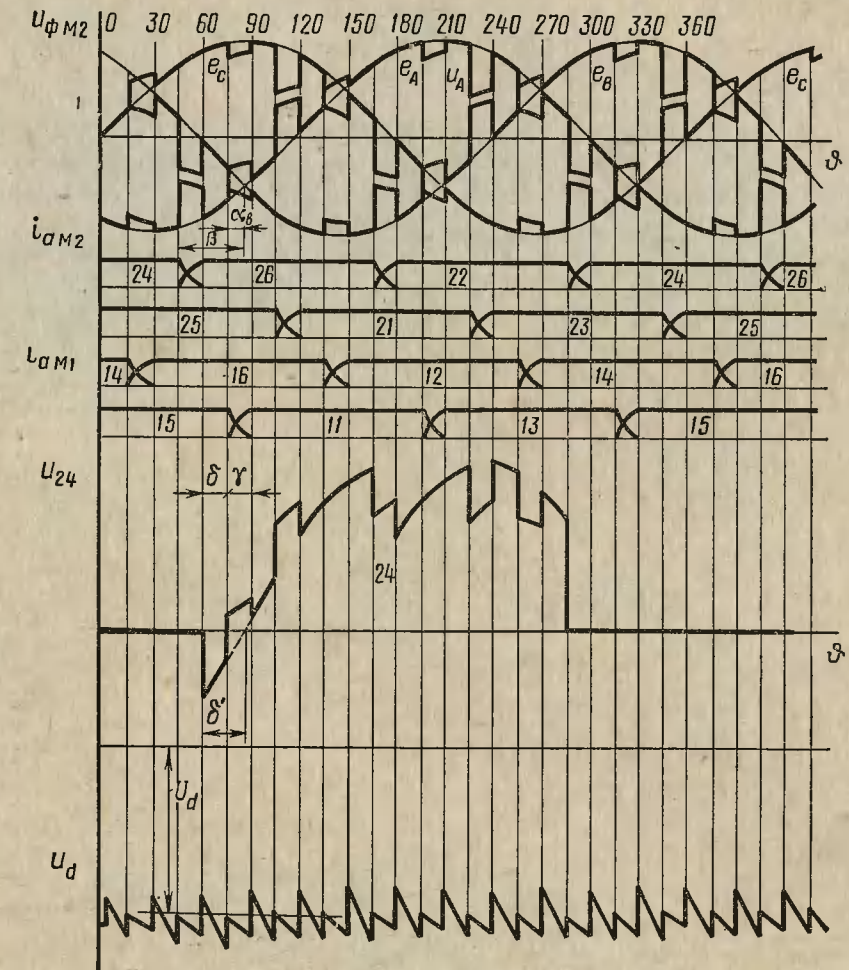


Рис. 2-30

Эту реактивность можно частично компенсировать подключением на шины сети конденсаторов (обычно необходимых для компенсации реактивной мощности инвертора) или резонансных фильтров либо включением сетевых обмоток трансформаторов обоих мостов через расщепленные обмотки реактора.

Первый способ представляет собой обычную параллельную компенсацию. При коммутации вентилей одного моста необходимая реактивная мощность частично компенсируется конденсаторами, что уменьшает скачки напряжения сети. Этот способ применяется обычно на мощных передачах постоянного тока.

При втором способе осуществляется последовательная компенсация падения напряжения на обмотке компенсирующего реактора первого моста с помощью э. д. с., которая трансформируется на эту

обмотку от второго моста, но с обратным знаком. Этот способ, требующий установки специальных реакторов на полный ток каждого моста, дороже первого и применяется на передачах постоянного тока небольшой мощности.

Особенности расчета многомостовых схем. При одновременной работе на подстанции четырех и более мостов одной полупеи расчет режимов проводится по введенным ранее формулам для 12-фазной каскадно-мостовой схемы. Обычно между полюсом и землей включено четное число мостов (от двух до шести). При сложной связи трансформаторов мостов с питающей сетью переменного тока вначале составляют расчетную схему замещения, а затем последовательными преобразованиями упрощают исходную схему, сводя ее к 12-фазной.

При всех случаях сложной связи мостов с системой переменного тока рассчитываются два моста (блок) с учетом одновременно работающих других пар мостов.

Учет фильтров высших гармоник при расчете режимов работы преобразовательных схем. При наличии фильтров высших гармоник на шинах питающей сети внешние характеристики 3-фазной мостовой схемы и 12-фазной каскадно-мостовой схемы отличаются от полученных ранее. Основное отличие внешних характеристик состоит в том, что они не являются прямыми во всех режимах, а наклон их увеличивается. Кроме того, при наличии фильтров угол коммутации уменьшается для тех же значений напряжения и тока, что и без фильтров. Если система достаточно мощная ($A \leq 0,10$), то фильтры оказывают небольшое влияние на внешние характеристики преобразователя, и учет их сводится к тому, что в расчете мощность системы принимается бесконечно большой, т. е. полагают $x_c = 0$, $A = 0$. При этом вводятся допущения, что фильтры идеальные и полностью компенсируют искажения напряжения системы; напряжение на шинах системы синусоидально. В этом случае работу каждого моста можно рассматривать независимо от другого и принимать $x_v = x_r$, т. е. роль фильтров сводится к тому, что они как бы отсекают систему от преобразователя. При маломощной системе и неидеальных фильтрах ($A \geq 0,10$) неучет реактивности системы является более грубым допущением, хотя и применяется в ориентировочных расчетах.

Графо-аналитический расчет нормального режима передачи энергии постоянным током при ручном регулировании. При расчетах нормальных и некоторых переходных процессов в передаче постоянного тока обычно пользуются схемами замещения выпрямителя и инвертора (см. рис. 2-17), а также внешними характеристиками преобразователей. Рабочая точка режима работы передачи определяется как точка пересечения внешних характеристик выпрямителя и инвертора. Чтобы выразить внешние характеристики в относительных единицах, необходимо все характеристики привести к одним базисным величинам, выбранным либо на стороне выпрямителя, либо на стороне инвертора. Удобнее выбрать базисные величины на стороне выпрямителя и привести внешнюю характеристику инвертора к шинам выпрямителя, учтя в ней падение напряжения в линии передачи. При расчете нормальных режимов обычно ограничиваются рассмотрением только режима 2-3 и I области работы инвертора. Поэтому характеристики выпрямителя и инвертора прямолинейны. В качестве базисных величин, вообще говоря, могут быть выбраны любые величины, в том числе U_{d0} и $I_{K \max}^{(2)}$, используемые при построении характеристик 3-фазной мостовой схемы. Однако для расчета передачи обычно выбирают выражения внешних характеристик в абсолютных единицах или базисные величины U_{d0} и $I_{d \text{ ном}}$, т. е. напряжение холостого хода на зажимах выпрямителя и номинальный ток передачи. При этом реак-

тансы коммутации выпрямителя и инвертора не исчезают в выражениях внешних характеристик выпрямителя и инвертора в относительных единицах.

Внешняя характеристика выпрямителя в абсолютных единицах

$$U_{dv} = U_{d0v} \cos \alpha - \frac{3}{\pi} I_d x_{*v}.$$

Разделим обе части равенства на U_{ϕ} и выразим U_{ϕ} через E , а I_{ϕ} через I_d . Принимая $x_{\phi} = E/I_{\phi}$, получим внешнюю характеристику выпрями-

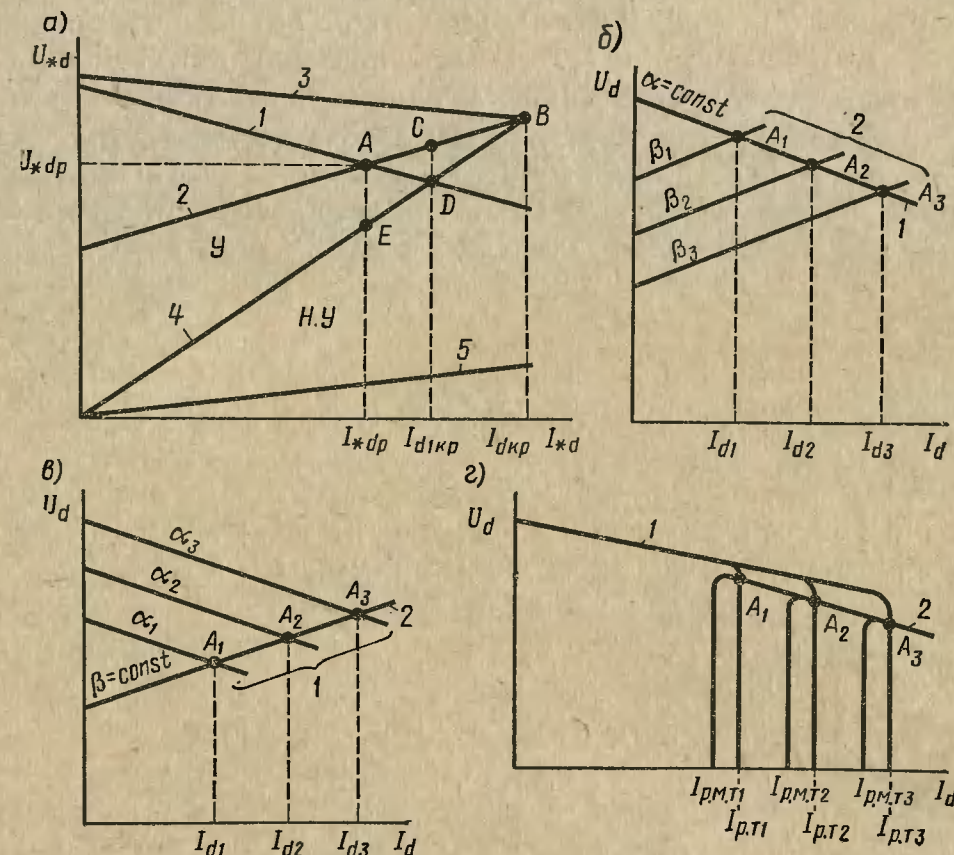


Рис. 2-31

теля 1 (рис. 2-31, а):

$$U_{*dv} = \cos \alpha - 0,52 I_{*d} x_{*v},$$

где E — фазное напряжение холостого хода вентильной обмотки трансформатора выпрямителя; x_{*v} — реактанс коммутации выпрямителя в относительных единицах.

Аналогично получим внешнюю характеристику инвертора

$$U_{*di} = \cos \beta + 0,52 I_{*d} x_{*и},$$

где $x_{*и}$ — реактанс коммутации инвертора в относительных единицах.

Предельная характеристика инвертора запишется как

$$U_{*di, \text{ пр}} = \cos \delta_{\min} - 0,52 I_{*d} x_{*и}.$$

В приближенных проектных расчетах вместо коэффициента 0,52 во втором члене уравнения характеристик принимают коэффициент 0,5.

После приведения к шинам выпрямителя получим внешнюю характеристику инвертора 2:

$$\dot{U}_{*dи} = \cos \beta + (0,52x_{*и} + R_*) I_{*d},$$

где R_* — сопротивление линии передачи и линейных реакторов. Прямая предельных напряжений 3 запишется как

$$\dot{U}_{*dи.пр} = \cos \delta_{\min} - (0,52x_{*и} - R_*) I_{*d}.$$

Характеристики выпрямителя и инвертора, построенные в одних осях координат (см. рис. 2-31, а), позволяют определить рабочий ток и напряжение передачи при углах α и β , найти запас устойчивости инвертора и величину критической посадки напряжения в приемной сети, а также построить характеристику устойчивости инвертора 4. Эта характеристика соединяет точку В, соответствующую критическому току инвертора $I_{*dкр}$, с началом координат. Уравнение электрического состояния цепи может быть записано в следующем виде:

$$U_{*dв} - U_{*dи} = I_{*d} R_*.$$

Падение напряжения в активном сопротивлении линии передачи и линейных реакторов представлено характеристикой 5 (см. рис. 2-31, а):

$$\Delta U_{*л} = I_{*d} R_*.$$

Рабочий режим в каждый данный момент можно найти графически как координаты точки А пересечения прямых 1 и 2 (см. рис. 2-31, а). Записывая уравнения для внешних характеристик и решая их совместно, можно найти рабочее напряжение на шинах выпрямителя и рабочий ток в линии:

$$U_{*dр} = \frac{\cos \alpha (0,52x_{*и} + R_*) + \cos \beta \cdot 0,52x_{*в}}{0,52(x_{*в} + x_{*и}) + R_*};$$

$$I_{*dр} = \frac{\cos \alpha - \cos \beta}{0,52(x_{*в} + x_{*и}) + R_*}.$$

Полученные уравнения являются одновременно и условиями регулирования, так как они определяют значение мощности $P_{*d} = U_{*d} I_{*d}$, которую можно передать по линии при данных углах регулирования α и β и данных параметрах цепи:

$$P_{*dр} = U_{*dр} I_{*dр} = \frac{(\cos \alpha - \cos \beta) [\cos \alpha (0,52x_{*и} + R_*) + \cos \beta \cdot 0,52x_{*в}]}{[0,52(x_{*в} + x_{*и}) + R_*]^2}.$$

Решая совместно уравнения для $U_{dи}$ и $U_{dи.пр}$, найдем значение критического тока и критического напряжения, при которых инвертор может опрокинуться (координаты точки В):

$$I_{*dкр} = (\cos \delta_{\min} - \cos \beta) / 1,04x_{*и};$$

$$U_{*dкр} = \frac{1}{1,04x_{*и}} [\cos \beta (1,04x_{*и} - R_*) + \cos \delta_{\min} (0,52x_{*и} + R_*)].$$

Разделив последние равенства друг на друга, получим уравнение, характеризующее устойчивость инвертора:

$$U_{*dуст} = \frac{\cos \beta (1,04x_{*и} - R_*) + \cos \delta_{\min} (0,52x_{*и} + R_*)}{\cos \delta_{\min} - \cos \beta} I_{*d}.$$

Область У, лежащая выше характеристики 4, отвечает устойчивой работе инвертора, а область НУ, ограниченная характеристикой 4 и положительной полуосью абсцисс, отвечает неустойчивой работе инвертора. Отрезок АЕ графически определяет запас устойчивости инвертора в данном рабочем режиме (при $I_d = I_{dр}$).

При снижении напряжения в приемной сети критическая точка В скользит по характеристике 4. Когда точка В совпадет с точкой D, инвертор опрокинется. Поэтому отрезок CD определяет критическое понижение напряжения в приемной сети. При этом ток $I_{dкр}$ уменьшается до величины $I_{d1кр}$. Для обеспечения устойчивости инвертора во всем диапазоне рабочих токов нужно, чтобы отрезок CD не снижался ниже определенной минимальной величины, что выполняется при условии $\delta \geq \delta_{\min}$, которое является условием нормальной работы передачи.

Диаграмма вольт-амперных характеристик (см. рис. 2-31, а) позволяет определить все необходимые режимы передачи вплоть до опрокидывания инвертора.

Способы регулирования и основные регулирующие устройства передачи постоянного тока. Если линия постоянного тока связывает две энергосистемы большой мощности, имеющие собственные источники активной и реактивной мощности, то напряжение приемного конца передачи определяется режимом приемной энергосистемы. Регулирование передачи постоянного тока должно обеспечить согласно имеющемуся графику нагрузки поддержание ее заданной величины независимо от колебаний напряжений в сетях передающей и приемной систем. Регулирование должно плавно изменять нагрузку в широком диапазоне при минимальном потреблении реактивной мощности выпрямителем и инвертором, способствуя сохранению устойчивой работы инвертора.

Существует довольно много способов регулирования мощности передачи. Здесь рассмотрим лишь основные.

Ручное регулирование. Регулирование мощности передачи осуществляется воздействием на угол β инвертора при $\alpha = \text{const}$ (см. рис. 2-31, б). При изменении угла β внешняя характеристика инвертора сдвигается параллельно самой себе, как это следует из (2-66). При этом рабочая точка А перемещается по прямой 1 и занимает положения A_1, A_2, A_3 , что соответствует токам передачи I_{d1}, I_{d2}, I_{d3} ; критическая точка В перемещается по прямой 3. Следовательно, при увеличении β рабочий и критический ток увеличивается и предел устойчивости инвертора возрастает. Напротив, при снижении β уменьшается запас устойчивости инвертора.

Можно отметить следующие недостатки этого способа регулирования: при малых нагрузках запас устойчивости инвертора ниже, хотя $\cos \varphi_1$ инвертора высок; при увеличении нагрузки, наоборот, запас устойчивости инвертора повышается, но уменьшается его $\cos \varphi_1$; при

снижении напряжения в приемной сети предельная и внешняя характеристики инвертора, оставаясь параллельными, сдвигаются вниз; при этом критическая точка B для каждого значения β перемещается по характеристике 4, указывая на понижение устойчивости инвертора.

Аналогично можно регулировать передачу, изменяя угол α выпрямителя при $\beta = \text{const}$ (см. рис. 2-31, в). Однако при этом приходится заведомо занижать $\cos \varphi_1$ выпрямителя, так как при уменьшении нагрузки нужно работать с большими углами α , что невыгодно. Кроме того, при этом увеличиваются скачки напряжения на вентилях выпрямителя и снижается надежность их работы.

Вследствие указанных причин ручное регулирование в передаче постоянного тока не применяется.

Автоматическое регулирование. Современные передачи постоянного тока снабжаются автоматическими регуляторами: на выпрямителе устанавливается регулятор тока, на инверторе — регулятор минимального тока и компаундирующее устройство. С помощью этих регуляторов внешние характеристики преобразователей изменяются и приобретают новые качества.

Регулятор тока выпрямителя обеспечивает поддержание тока в передаче неизменным и равным уставке регулятора тока $I_{p.т}$ (характеристика 1 на рис. 2-31, г) путем увеличения угла α и снижения э. д. с. выпрямителя при росте тока передачи $I_d > I_{p.т}$.

Компаундирующее устройство инвертора обеспечивает работу инвертора с неизменным углом погасания $\delta = \delta_{\min}$, воздействуя на угол β при изменении тока передачи или напряжения приемной сети (характеристика 2 на рис. 2-31, г). Характеристика компаундированного инвертора определяется выражением (2-67).

Регулятор минимального тока инвертора изменяет характеристику инвертора так, что она становится крутопадающей, резко увеличивая угол β инвертора и снижая противо-э. д. с. инвертора при уменьшении тока $I_d < I_{p.м.т}$, где $I_{p.м.т}$ — уставка регулятора минимального тока.

Уставки регулятора тока выпрямителя и регулятора минимального тока инвертора связаны соотношением

$$I_{p.т} = (1,10 - 1,15) I_{p.м.т}$$

При оперативном регулировании передачи постоянного тока вручную или автоматически уставка регулятора тока изменяется и соответственно автоматически изменяется уставка регулятора минимального тока. Рабочая точка передачи при этом занимает положения A_1 , A_2 , A_3 (см. рис. 2-31, г), обеспечивая набор нагрузки передачи.

Крутые участки характеристик регуляторов могут быть вертикальными при астатическом регулировании или наклонными при статическом регулировании.

Применение автоматических регуляторов позволяет сохранять устойчивость инвертора в нормальных и аварийных режимах и поддерживать ток передачи в диапазоне $I_{p.м.т} \leq I_d \leq I_{p.т}$. При этом передача работает с наивысшим $\cos \varphi_1$ выпрямителя и инвертора.

§ 2-3. СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Основные характеристики электропередач были получены ранее на основании уравнений длинной линии. Эти характеристики позволяют получить все данные, необходимые для анализа эксплуатационных характеристик линий электропередач любой длины и их проектирования.

Схемы замещения. Практически удобно представлять электропередачу схемой замещения (рис. 2-32): П-образной (рис. 2-32, а), четырехполюсником (рис. 2-32, б). От этих схем можно перейти к характеристикам, представляющим режим передачи через собственные и взаимные проводимости (рис. 2-32, в) или сопротивления (рис. 2-32, г).

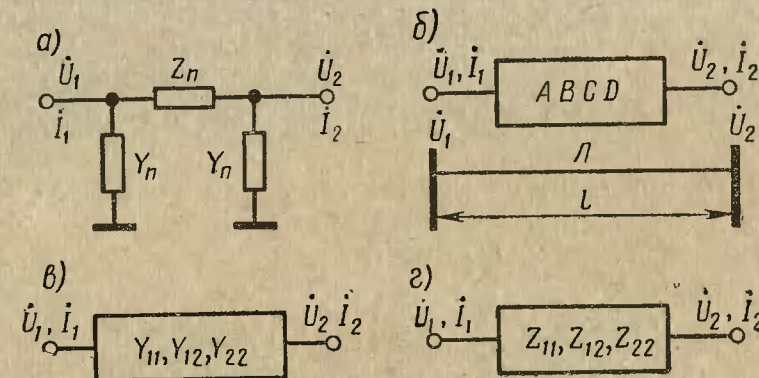


Рис. 2-32

Длинная линия L представляет собой цепь с распределенными параметрами. Представление ее сосредоточенными параметрами позволяет учитывать тем или иным путем волновой характер передачи энергии по протяженным линиям.

Эквивалентная схема замещения линии выявляет лишь соотношения между режимными параметрами по концам линии, но не позволяет найти напряжения, токи, активные и реактивные мощности вдоль по линии. Это ограничивает возможности схем замещения линии, полезных тем не менее при выявлении основных характеристик линии: предельной активной мощности, потерь мощности, к. п. д., потока реактивной мощности в приемную систему и др.

Определение параметров схем замещения, представляющих длинные линии. Рассматривая длинную линию как пассивный четырехполюсник, можно записать известные соотношения:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_1 &= A\dot{U}_2 + \sqrt{3} B\dot{I}_2 \\ \dot{I}_1 &= \frac{1}{\sqrt{3}} C\dot{U}_2 + D\dot{I}_2 \end{aligned} \right\} \quad (2-100)$$

Здесь

$$A = \text{ch } \gamma_0 l; \quad B = Z_c \text{ sh } \gamma_0 l;$$

$$C = \frac{1}{Z_c} \text{ sh } \gamma_0 l; \quad D = \text{ch } \gamma_0 l.$$

Представив линию П-образной схемой замещения (см. рис. 2-32, а) и рассмотрев режимы холостого хода и короткого замыкания в конце электропередачи, найдем связь между параметрами П-образной схемы и четырехполюсника. При холостом ходе линии (схема П) имеем:

$$\begin{aligned}\dot{U}_1 &= \dot{U}_2 + Z_n Y_n \dot{U}_2 = \dot{U}_2 (1 + Z_n Y_n); \\ i_1 &= \frac{\dot{U}_1}{\sqrt{3}} Y_n + \frac{\dot{U}_1}{\sqrt{3} \left(Z_n + \frac{1}{Y_n} \right)} = \frac{\dot{U}_1}{\sqrt{3}} \left(Y_n + \frac{Y_n}{1 + Z_n Y_n} \right); \\ i_1 &= \frac{\dot{U}_2}{\sqrt{3}} (1 + Z_n Y_n) \left(Y_n + \frac{Y_n}{1 + Z_n Y_n} \right) = \frac{\dot{U}_2}{\sqrt{3}} (2Y_n + Z_n Y_n^2).\end{aligned}$$

Для четырехполюсника в том же режиме получим

$$\dot{U}_1 = A \dot{U}_2; \quad i_1 = \frac{\dot{U}_2}{\sqrt{3}} C.$$

Следовательно,

$$A = 1 + Z_n Y_n; \quad C = 2Y_n + Z_n Y_n^2.$$

Из рассмотрения короткого замыкания в схеме П следует, что

$$\begin{aligned}\dot{U}_1 &= \sqrt{3} i_2 Z_n; \\ i_1 &= \frac{\dot{U}_1}{\sqrt{3}} \left(\frac{1}{Z_n} + Y_n \right) = (1 + Z_n Y_n) i_2.\end{aligned}$$

Аналогичные соотношения для четырехполюсника имеют вид:

$$\dot{U}_1 = \sqrt{3} B i_2; \quad i_1 = D i_2.$$

Таким образом,

$$B = Z_n; \quad D = 1 + Z_n Y_n.$$

Окончательно параметры четырехполюсника через параметры П-образной схемы линии могут быть представлены как

$$\left. \begin{aligned}A &= \operatorname{ch} \gamma_0 l = 1 + Y_n Z_n; \\ B &= Z_c \operatorname{sh} \gamma_0 l = Z_n; \\ C &= \frac{1}{Z_c} \operatorname{sh} \gamma_0 l = (2Y_n + Z_n Y_n^2); \\ D &= \operatorname{ch} \gamma_0 l = 1 + Z_n Y_n.\end{aligned} \right\} \quad (2-101)$$

Естественно, что некомпенсированная линия электропередачи представляется симметричным четырехполюсником, поэтому $A = D$.

Воспользовавшись соотношениями (2-101), нетрудно определить Z_n и Y_n П-образной схемы замещения линии. Действительно,

$$Z_n = Z_c \operatorname{sh} \gamma_0 l,$$

но

$$Z_c = \sqrt{Z_0/Y_0} = Z_0/\gamma_0 = Z_0 l/(\gamma_0 l),$$

тогда

$$Z_n = Z_0 l \frac{\operatorname{sh} \gamma_0 l}{\gamma_0 l} = Z_0 l \dot{K}_s. \quad (2-102)$$

Коэффициент, учитывающий распределенность параметров линии,

$$\dot{K}_s = k_s \angle \varphi_s = \frac{\operatorname{sh} \gamma_0 l}{\gamma_0 l} = \frac{\operatorname{sh} l \sqrt{Z_0 Y_0}}{l \sqrt{Z_0 Y_0}}. \quad (2-103)$$

Из (2-101) имеем

$$1 + Z_n Y_n = \operatorname{ch} \gamma_0 l \quad \text{или} \quad 1 + Y_n Z_c \operatorname{sh} \gamma_0 l = \operatorname{ch} \gamma_0 l,$$

откуда проводимость

$$Y_n = \frac{\operatorname{ch} \gamma_0 l - 1}{Z_c \operatorname{sh} \gamma_0 l} = \frac{2 \operatorname{sh}^2 \frac{\gamma_0 l}{2}}{2 Z_c \operatorname{sh} \frac{\gamma_0 l}{2} \operatorname{ch} \frac{\gamma_0 l}{2}} = \frac{\operatorname{th} \frac{\gamma_0 l}{2}}{Z_c}.$$

Преобразуем полученное соотношение

$$Y_n = \frac{\gamma_0 l}{2 Z_c} \cdot \frac{\operatorname{th} \gamma_0 l/2}{\gamma_0 l/2} = \frac{\sqrt{Z_0 Y_0}}{\sqrt{Z_0/Y_0}} \cdot \frac{l}{2} \cdot \frac{\operatorname{th} \frac{\gamma_0 l}{2}}{\gamma_0 l/2} = Y_0 \frac{l}{2} \dot{K}_y, \quad (2-104)$$

где $\dot{K}_y$ — коэффициент, учитывающий распределенность параметров линии:

$$\dot{K}_y = k_y \angle \varphi_y = \frac{\operatorname{th} \frac{\gamma_0 l}{2}}{\gamma_0 l/2} = \frac{\operatorname{th} \frac{l}{2} \sqrt{Z_0 Y_0}}{\frac{l}{2} \sqrt{Z_0 Y_0}}. \quad (2-105)$$

Номограммы для определения коэффициентов $\dot{K}_s$, $\dot{K}_y$, $\dot{A}$. Величины $\frac{\operatorname{sh} \gamma_0 l}{\gamma_0 l}$, $\frac{\operatorname{th} (\gamma_0 l/2)}{\gamma_0 l/2}$ и $A = \operatorname{ch} \gamma_0 l$ применительно к линиям различной

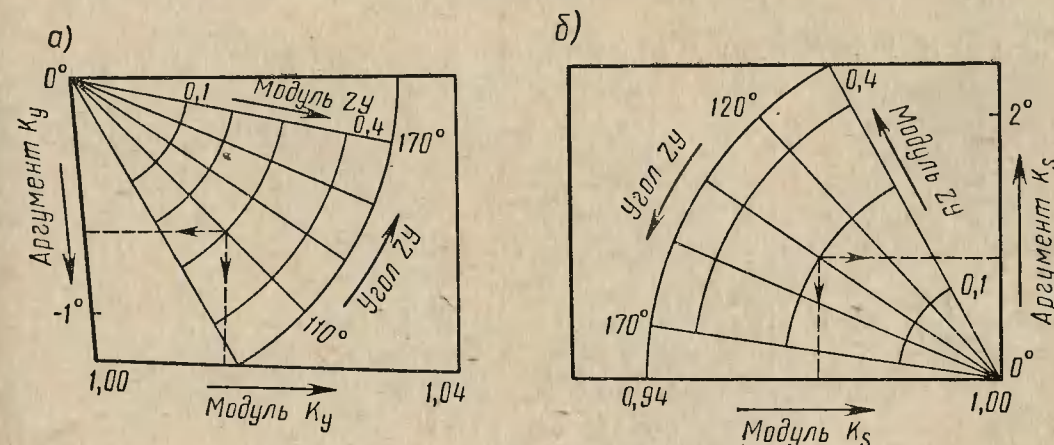


Рис. 2-33

длины были рассчитаны и представлены в виде номограмм, которые для $\dot{K}_y$ и $\dot{K}_s$ приведены соответственно на рис. 2-33, а и б. Чтобы найти величины $\dot{K}_s$, $\dot{K}_y$ и $\dot{A}$ по номограммам, необходимо вычислить модуль и аргумент произведения $Z_0 Y_0 l^2$, где Z_0 , Y_0 — удельные сопротивления и проводимости; l — длина линии передачи. Следует, однако, иметь в виду, что значения $\dot{K}_s$, $\dot{K}_y$, $\dot{A}$ могут быть найдены по номограммам для линий, длина которых такова, что удовлетворяется неравенство

$|Z_0 Y_0 l^2| \leq 0,36$. Практически для линий сверхвысокого напряжения это соответствует длине линии порядка 500—550 км.

В тех случаях, когда при нахождении поправочных коэффициентов нельзя непосредственно воспользоваться номограммами ($|Z_0 Y_0 l^2| > 0,36$), можно применить следующий прием. Обозначим

$$\sqrt{Z_0 Y_0} l = \sqrt{ZY} = \Phi;$$

$$\sqrt{Z_0 Y_0} \frac{l}{2} = \frac{\sqrt{ZY}}{2} = \psi.$$

Тогда $\Phi = 2\psi$. Поправочный коэффициент $\dot{K}_s$ для линии длиной l

$$K_{sl} = \frac{\text{sh } \sqrt{ZY}}{\sqrt{ZY}} = \frac{\text{sh } \Phi}{\Phi} = \frac{\text{sh } 2\psi}{2\psi} = \frac{2 \text{sh } \psi \text{ ch } \psi}{2\psi} = \frac{\text{sh } \psi}{\psi} \cdot \text{ch } \psi,$$

или

$$\dot{K}_{sl} = K_{sl/2} \text{ch } \frac{\sqrt{ZY}}{2}. \quad (2-106)$$

Поправочный коэффициент проводимости

$$K_{yl} = \frac{\text{th } \frac{\sqrt{ZY}}{2}}{\frac{\sqrt{ZY}}{2}} = \frac{\text{sh } \frac{\sqrt{ZY}}{2}}{\frac{\sqrt{ZY}}{2} \text{ch } \frac{\sqrt{ZY}}{2}} = \frac{\text{sh } \frac{\sqrt{ZY}}{2}}{\frac{\sqrt{ZY}}{2}} \cdot \frac{1}{\text{ch } \frac{\sqrt{ZY}}{2}},$$

или

$$\dot{K}_{yl} = \dot{K}_{yl/2} \frac{1}{\text{ch } \frac{\sqrt{ZY}}{2}}. \quad (2-107)$$

Из (2-106) и (2-107) видно, что поправочные коэффициенты параметров схемы замещения линии длиной порядка 1000 км вычисляются как произведения двух сомножителей, каждый из которых характеризует линию длиной $l/2$ и может быть найден по номограммам, если определены модуль и аргумент комплексной величины $Z_0 Y_0 l^2/4$.

Постоянная четырехполюсника A линии длиной l находится как

$$A_l = \text{ch } \sqrt{ZY} = \text{ch } 2 \frac{\sqrt{ZY}}{2} = \text{ch}^2 \frac{\sqrt{ZY}}{2} + \text{sh}^2 \frac{\sqrt{ZY}}{2} = 2 \text{ch}^2 \frac{\sqrt{ZY}}{2} - 1,$$

или

$$A_l = 2A_{l/2}^2 - 1, \quad (2-108)$$

причем значение постоянной $A_{l/2}$ может быть определено по номограмме.

Характеристики П-образной схемы замещения линии длиной до 3000 км. В соответствии с приведенными ранее соотношениями были определены параметры эквивалентной П-образной схемы замещения и четырехполюсника, представляющих линию электропередачи напряжением 750 кВ длиной от 500 до 3000 км. Результаты расчетов представлены в табл. 2-1 и на рис. 2-34 и 2-35, где r_n, x_n, g_n, b_n — активные и реактивные сопротивления и проводимости П-образной схемы, замещающей линию.

Обращает внимание тот факт, что проводимость эквивалентной П-образной схемы линии любой длины имеет активную составляющую, хотя было принято, что $g_0 = 0$. Появление этой составляющей в комплексной проводимости Y_n является результатом учета активного

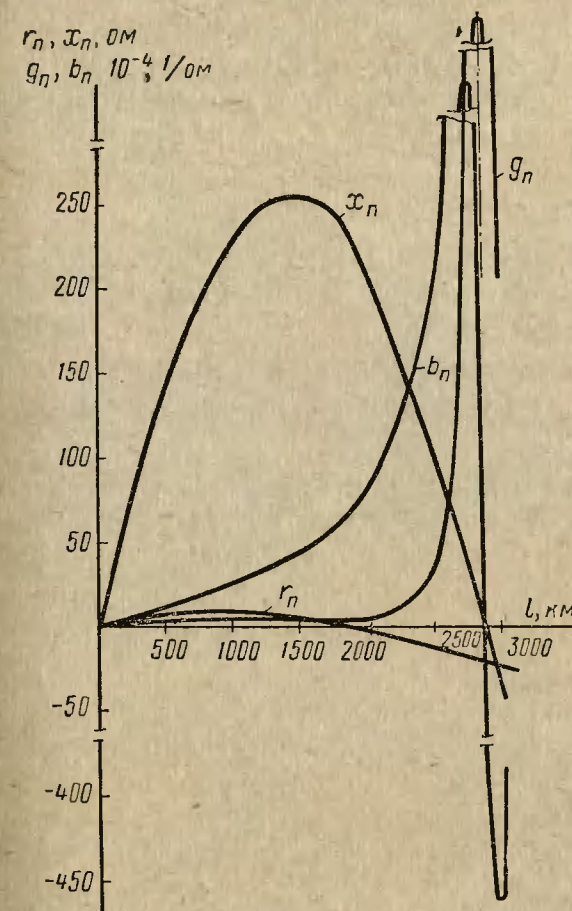


Рис. 2-34

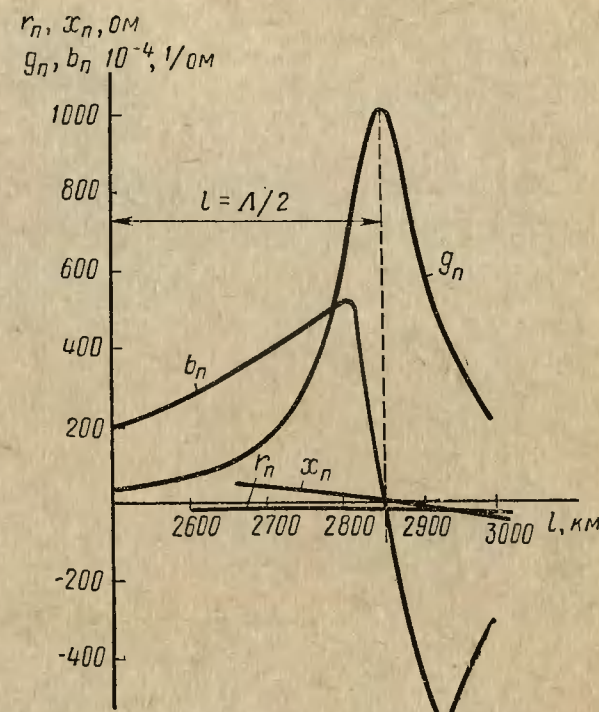


Рис. 2-35

сопротивления линии. Полные потери активной мощности в длинной линии, представленной схемой замещения, определяются потерями

Таблица 2-1

Примерные параметры линий передач

$l, \text{ км}$	$Z_n = r_n + jx_n, \text{ ом}$	$Y_n \cdot 10^{-4} = (g_n + jb_n) \cdot 10^{-4}, \text{ 1/ом}$	$A = D$	$B, \text{ ом}$	$C \cdot 10^{-4}, \text{ 1/ом}$
500	$6,21 + j134,2$	$0,014 + j10,98$	$0,852 + j0,007$	$B = Z_n$	$-0,051 + j20,35$
1000	$8,68 + j227,3$	$0,136 + j23,87$	$0,454 + j0,024$		$-0,372 + j34,69$
1500	$5,43 + j256,5$	$0,673 + j42,17$	$-0,080 + j0,040$		$-1,068 + j38,79$
2000	$-3,05 + j208,0$	$3,208 + j76,56$	$-0,590 + j0,043$		$-1,990 + j31,44$
2500	$-13,46 + j97,9$	$29,88 + j197,04$	$-0,927 + j0,025$		$-2,764 + j14,80$
3000	$-21,60 - j41,2$	$201,11 - j377,59$	$-0,990 - j0,013$		$-2,928 - j6,22$

Примечание. $U_{\text{НОМ}} = 750 \text{ кВ}$; $4 \times \text{АСО-600}$; $r_0 = 0,01375 \text{ ом/км}$; $x_0 = 0,282 \text{ ом/км}$; $b_0 = 4,26 \cdot 10^{-6} \text{ 1/ом} \cdot \text{км}$; $g_0 = 0$; $Z_c = 257 \angle -1,4^\circ \text{ ом}$; $\beta_0 = 2,68 \cdot 10^{-5} \text{ 1/км}$; $\alpha_0 = 1,1 \cdot 10^{-3} \text{ рад/км}$.

в активном сопротивлении r_n и активной проводимости линии g_n . То, что потери в активном сопротивлении r_n не соответствуют полным потерям, подтверждается схемой замещения линии длиной 2000 км и более, где активная составляющая Z_n становится отрицательной. Появление отрицательного активного сопротивления в схеме замещения линии при отсутствии g_n свидетельствовало бы о том, что линия электропередачи становится источником, способным вырабатывать

активную мощность, чего, естественно, на самом деле нет. Наоборот, с увеличением длины линии растут и потери активной мощности в ней. Так, например, при длинах линии, где r_n схемы замещения отрицательно, начинает резко возрастать активная проводимость g_n , что и ведет, в конечном счете, к увеличению ΔP . При длине линии, большей полуволны (3000 км), мнимая составляющая параметров Z_n и Y_n схемы замещения становится отрицательной (см. рис. 2-34 и 2-35). Последнее объясняется также тем, что схема замещения длинной линии дает связь режимных параметров по концам линии («вход» и «выход» схемы). При этом связь между параметрами в каких-то промежуточных точках длинной линии (внутри схемы замещения) может нарушаться.

На рис. 2-36 представлены эквивалентные схемы замещения линий различной длины: а — 1500 км; б — 2000 км; в — равная полуволне; г — 3000 км. Интерес представляет схема при длине линии, близкой к полуволне. В схеме замещения такой линии (см. рис. 2-36, в) отсутствуют реактивные сопротивления и прово-

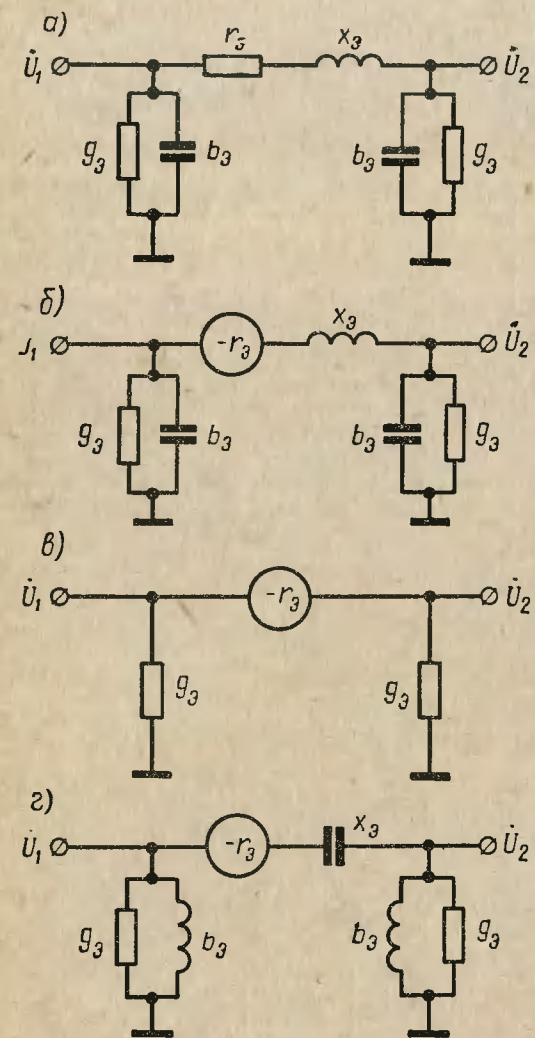


Рис. 2-36

димости. Для линий полуволновой длины рабочий угол сдвига между напряжениями по концам равен $180^\circ + \delta$ (см. рис. 2-8, б), а в режиме холостого хода — 180° . При этом система находится на границе устойчивости. В силу этих причин точную настройку линии на полуволновую длину осуществлять нецелесообразно. Говоря о настройке линии на полуволновую длину, имеют в виду придание линии свойств, характерных линиям 3000 км и несколько более. При этом эквивалентная схема замещения имеет вид, представленный на рис. 2-36, г.

Еще раз отметим, что особенности эквивалентных схем замещения линий длиной 2000 км и более не могут помешать их применению, когда это рационально.

В тех случаях, когда линии представляются Т-образной схемой замещения или через собственные и взаимные проводимости, их параметры определяются рассмотренными ранее способами. Для этого целесообразно иметь соотношения, связывающие параметры различных схем замещения линии (табл. 2-2). При использовании номограмм и табл. 2-2 можно вычислить параметры той или иной схемы замещения.

Упрощенные способы определения параметров схем замещения линии передачи. Использование номограмм дает возможность с высокой точностью определить параметры схем замещения длинной линии. Однако при этом приходится оперировать с комплексными числами, что требует определенного времени на расчеты. Поэтому естественно стремление к упрощению расчетов параметров схем замещения при обеспечении необходимой их точности. Принимая во внимание выражения (2-18)—(2-22), которые получены при условии, что отношение r_0/x_0 мало, после несложных преобразований найдем

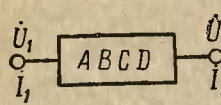
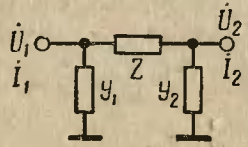
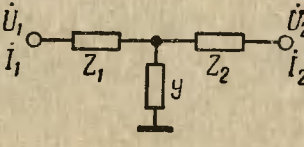
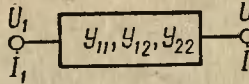
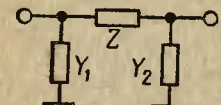
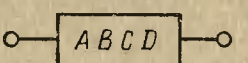
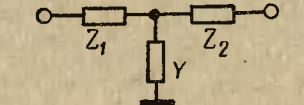
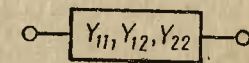
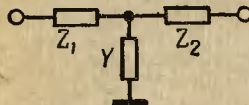
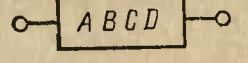
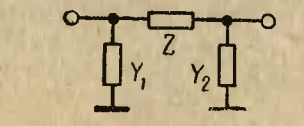
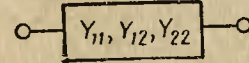
$$\left. \begin{aligned} A &= D = \operatorname{ch} \gamma_0 l \approx \cos \lambda + j \frac{r_0}{2x_0} \lambda \sin \lambda; \\ B &= Z_n = Z_c \operatorname{sh} \gamma_0 l \approx z_c \left[\frac{r_0}{2x_0} (\sin \lambda + \lambda \cos \lambda) + j \sin \lambda \right]; \\ C &= \frac{1}{Z_c} \operatorname{sh} \gamma_0 l \approx \frac{1}{z_c} \left[\frac{r_0}{2x_0} (\lambda \cos \lambda - \sin \lambda + j \sin \lambda) \right]; \\ Y_n &= \frac{1}{Z_c} \operatorname{th} \frac{\gamma_0 l}{2} \approx \frac{1}{z_c} \left[\frac{r_0}{2x_0} \left(\frac{\lambda}{2 \cos^2 \frac{\lambda}{2}} - \operatorname{tg} \frac{\lambda}{2} \right) + j \operatorname{tg} \frac{\lambda}{2} \right], \end{aligned} \right\} \quad (2-109)$$

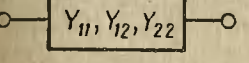
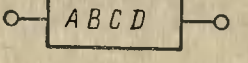
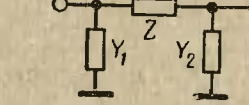
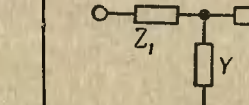
$$\text{где } z_c = \sqrt{x_0 / b_0}, \quad \lambda = \sqrt{x_0 b_0} l.$$

Погрешность, получаемая при использовании этих формул для определения параметров эквивалентных схем замещения протяженных линий, зависит от длины линии. При этом наибольшая ошибка получается при вычислении Z_n , однако она невелика и при длинах порядка 2000 км составляет 2—3%. Для линий протяженностью более 2000 км ошибка в определении параметров схемы замещения быстро растет и становится неопределенной при полуволновой длине. Последнее объясняется тем, что при этой длине активная проводимость линии хотя и большая, но имеет конечную величину, а реактивная проводимость, проходя через нуль, меняет свой знак (см. рис. 2-35). Как видно из (2-109), такой проводимости Y_n получить нельзя.

С помощью табл. 2-1 можно оценить относительные потери в активной проводимости линии, принимая за единицу полные потери активной мощности линии. В частном случае, когда длина линии равна 500—600 км, потери в проводимости составляют ~1% от потерь при передаче натуральной мощности. Если передаваемая по линии мощность будет равна $0,5 P_c$, то указанные потери составят 4—5%. Этот пример показывает возможность упрощения схем замещения линий такой длины, заключающуюся в пренебрежении ее активной проводимостью. Последнее делает еще более простым определение параметров схемы замещения линии.

Связь между параметрами схем замещения линий электропередачи при представлении ее четырехполюсником, П-образной и Т-образной схемами, через собственные и взаимные проводимости (сопротивления)

			
$\dot{U}_1 = A\dot{U}_2 + B\dot{I}_2$ $\dot{I}_1 = C\dot{U}_2 + D\dot{I}_2$ $\dot{U}_2 = D\dot{U}_1 - B\dot{I}_1$ $\dot{I}_2 = -C\dot{U}_1 + A\dot{I}_1$			$\dot{U}_1 = \frac{Y_{22}}{Y_{12}}\dot{U}_2 + \frac{1}{Y_{12}}\dot{I}_2$ $\dot{I}_1 = Y_{11}\dot{U}_1 - Y_{12}\dot{U}_2$ $\dot{U}_2 = \frac{Y_{11}}{Y_{12}}\dot{U}_1 - \frac{1}{Y_{12}}\dot{I}_1$ $\dot{I}_2 = Y_{12}\dot{U}_1 - Y_{22}\dot{U}_2$
A	$1 + ZY_2$	$1 + YZ_1$	$\frac{Y_{22}}{Y_{12}}$
B	Z	$Z_1 + Z_2 + YZ_1Z_2$	$\frac{1}{Y_{12}}$
C	$Y_1 + Y_2 + ZY_1Y_2$	Y	$\frac{Y_{11}Y_{22} - Y_{12}^2}{Y_{12}}$
D	$1 + ZY_1$	$1 + YZ_2$	$\frac{Y_{11}}{Y_{12}}$
			
Y_1	$\frac{D-1}{B}$	$\frac{YZ_2}{Z_1 + Z_2 + YZ_1Z_2}$	$Y_{11} - Y_{12}$
Z	B	$Z_1 + Z_2 + YZ_1Z_2$	$\frac{1}{Y_{12}}$
Y_2	$\frac{A-1}{B}$	$\frac{YZ_1}{Z_1 + Z_2 + YZ_1Z_2}$	$Y_{22} - Y_{12}$
			

Z_1	$\frac{A-1}{C}$	$\frac{ZY_2}{Y_1 + Y_2 + ZY_1Y_2}$	$\frac{Y_{22} - Y_{12}}{Y_{11}Y_{22} - Y_{12}^2}$
Y	C	$Y_1 + Y_2 + ZY_1Y_2$	$\frac{Y_{11}Y_{22} - Y_{12}^2}{Y_{12}}$
Z_2	$\frac{D-1}{C}$	$\frac{ZY_1}{Y_1 + Y_2 + ZY_1Y_2}$	$\frac{Y_{11} - Y_{12}}{Y_{11}Y_{22} - Y_{12}^2}$
			
Y_{11}	$\frac{D}{B}$	$Y_1 + \frac{1}{Z}$	$\frac{1 + YZ_2}{Z_1 + Z_2 + YZ_1Z_2}$
Y_{12}	$\frac{1}{B}$	$\frac{1}{Z}$	$\frac{1}{Z_1 + Z_2 + YZ_1Z_2}$
Y_{22}	$\frac{A}{B}$	$Y_2 + \frac{1}{Z}$	$\frac{1 + YZ_1}{Z_1 + Z_2 + YZ_1Z_2}$

Примечание. Соотношения между параметрами четырехполюсника и схемы, представленной собственными и взаимными сопротивлениями, легко получить из таблицы, учитывая, что $Z_{11} = 1/Y_{11}$; $Z_{12} = 1/Y_{12}$; $Z_{22} = 1/Y_{22}$. Напомним, что в курсе основ электротехники собственным и взаимным сопротивлениям придается иной смысл.

В этих случаях считают, что

$$\left. \begin{aligned} r_{\Pi} &= r_0 l k_r; \\ x_{\Pi} &= x_0 l k_x; \\ b_{\Pi} &= b_0 \frac{l^2}{2} k_b; \\ g_{\Pi} &= 0, \end{aligned} \right\} \quad (2-110)$$

где k_r , k_x , k_b — поправочные коэффициенты на соответствующие параметры схемы замещения линии.

Выражения для коэффициентов k_r , k_x и k_b , учитывающих распределенность параметров линии, можно получить из (2-103)—(2-105) путем разложения гиперболических функций в ряд при учете в них лишь первых членов. В результате преобразований найдем, что

$$\left. \begin{aligned} k_r &= 1 - \frac{l^2}{3} x_0 b_0; \\ k_x &= 1 - \frac{l^2}{6} (x_0 b_0) \left[1 - \left(\frac{r_0}{x_0} \right)^2 \right]; \\ k_b &= 0,5 \frac{3 + k_r}{1 + k_r} = 1 + \frac{l^2 x_0 b_0}{12}. \end{aligned} \right\} \quad (2-111)$$

Определение параметров схемы замещения электропередачи при наличии на линии компенсирующих устройств. Иногда бывает целесообразно представить всю электропередачу в виде схемы замещения. При этом каждый элемент электропередачи можно представить четырехполюсником. Объединение четырехполюсников, замещающих отдельные элементы электропередачи, облегчает построение схемы замещения. Объединение четырехполюсников можно проводить любым из

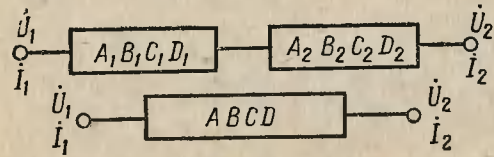


Рис. 2-37

известных способов, однако наиболее удобным оказывается матричный метод. Рассмотрим несколько примеров. На рис. 2-37 последовательно соединены два четырехполюсника. Предположим, что один из них с параметрами A_1, B_1, C_1, D_1 представляет, например, повышающий трансформатор, а другой (A_2, B_2, C_2, D_2) — линию. Постоянные объединенного четырехполюсника A, B, C, D (рис. 2-37) можно вычислить следующим образом:

$$\begin{vmatrix} A & B \\ C & D \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} A_1 & B_1 \\ C_1 & D_1 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} A_2 & B_2 \\ C_2 & D_2 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} A_1 A_2 + B_1 C_2 & A_1 B_2 + B_1 D_2 \\ C_1 A_2 + D_1 C_2 & B_2 C_1 + D_1 D_2 \end{vmatrix}.$$

Протяженные электропередачи могут иметь шунтирующие реакторы и установки продольной емкостной компенсации (УПК). Кроме того, вдоль по линии могут располагаться промежуточные подстанции.

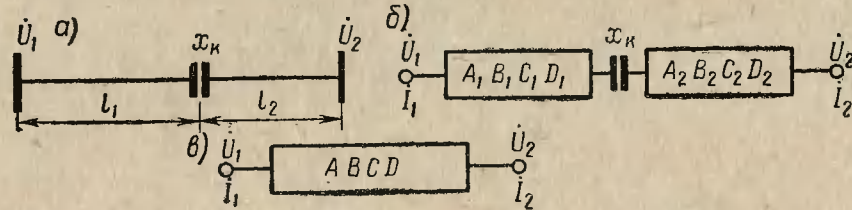


Рис. 2-38

При составлении схем замещения компенсированных линий приходится все это учитывать.

Параметры эквивалентной схемы замещения линии, имеющей УПК (рис. 2-38, а), можно найти, объединив в соответствии с рис. 2-38, б последовательно четырехполюсники, представляющие линию до места расположения УПК (A_1, B_1, C_1, D_1), установку продольной компенсации с сопротивлением x_k и часть линии длиной l_2 (A_2, B_2, C_2, D_2). При этом для эквивалентного четырехполюсника электропередачи (рис. 2-38, в) получим

$$\begin{vmatrix} A & B \\ C & D \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} A_1 & B_1 \\ C_1 & D_1 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} 1 & x_k \\ 0 & 1 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} A_2 & B_2 \\ C_2 & D_2 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \text{ch } \gamma_0 l + A_1 C_2 x_k & Z_c \text{sh } \gamma_0 l + A_1 D_2 x_k \\ \frac{1}{Z_c} \text{sh } \gamma_0 l + C_1 C_2 x_k & \text{ch } \gamma_0 l + C_1 D_2 x_k \end{vmatrix},$$

где

$$\begin{aligned} A_1 &= D_1 = \text{ch } \gamma_0 l_1; & A_2 &= D_2 = \text{ch } \gamma_0 l_2; \\ B_1 &= Z_c \text{sh } \gamma_0 l_1; & B_2 &= Z_c \text{sh } \gamma_0 l_2; \\ C_1 &= \frac{1}{Z_c} \text{sh } \gamma_0 l_1; & C_2 &= \frac{1}{Z_c} \text{sh } \gamma_0 l_2; \\ l &= l_1 + l_2. \end{aligned}$$

Если на линии установлены реакторы P (рис. 2-39, а), то участки линий l_1 и l_2 можно представить соответственно четырехполюсниками

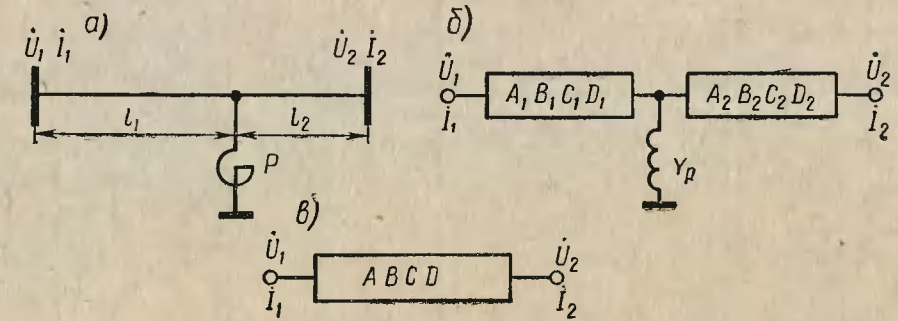


Рис. 2-39

с параметрами A_1, B_1, C_1, D_1 и A_2, B_2, C_2, D_2 , а реакторы — проводимостью Y_p (рис. 2-39, б). Тогда параметры объединенного четырехполюсника A, B, C, D (рис. 2-39, в) найдем следующим образом:

$$\begin{aligned} \begin{vmatrix} A & B \\ C & D \end{vmatrix} &= \begin{vmatrix} A_1 & B_1 \\ C_1 & D_1 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} 1 & 0 \\ Y_p & 1 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} A_2 & B_2 \\ C_2 & D_2 \end{vmatrix} = \\ &= \begin{vmatrix} A_1 A_2 + B_1 C_2 + A_2 B_1 Y_p & A_1 B_2 + B_1 D_2 + B_1 B_2 Y_p \\ A_2 C_1 + C_2 D_1 + A_2 D_1 Y_p & B_2 C_1 + D_1 D_2 + B_2 D_1 Y_p \end{vmatrix} = \\ &= \begin{vmatrix} \text{ch } \gamma_0 l + A_2 B_1 Y_p & Z_c \text{sh } \gamma_0 l + B_1 B_2 Y_p \\ \frac{1}{Z_c} \text{sh } \gamma_0 l + A_2 D_1 Y_p & \text{ch } \gamma_0 l + B_2 D_1 Y_p \end{vmatrix}, \end{aligned}$$

где

$$\begin{aligned} A_1 &= D_1 = \text{ch } \gamma_0 l_1; \\ A_2 &= D_2 = \text{ch } \gamma_0 l_2; \\ B_1 &= Z_c \text{sh } \gamma_0 l_1; \\ B_2 &= Z_c \text{sh } \gamma_0 l_2; \\ l &= l_1 + l_2. \end{aligned}$$

Каждый элемент линии передачи с УПК и реакторами (рис. 2-40, а) может быть представлен схемой замещения (рис. 2-40, б). Параметры объединенного четырехполюсника (рис. 2-40, в), пред-

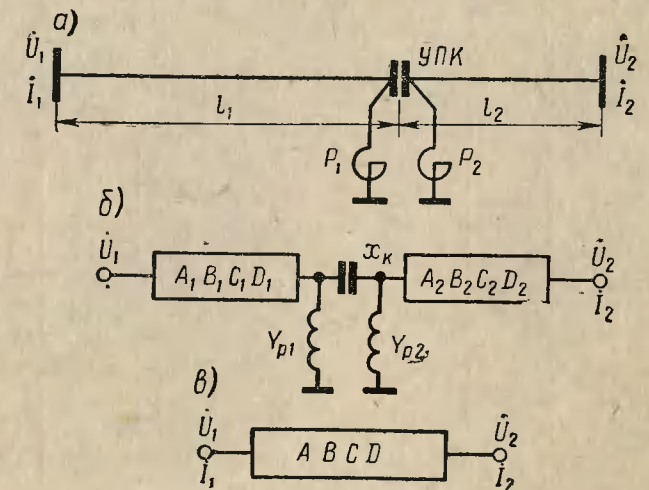


Рис. 2-40

Соотношения между параметрами схемы замещения

Схема	A_0	B_0	C_0	D_0
	1	Z	0	1
	1	0	Y	1
	$A_1A_2 + B_1C_2$	$A_1B_2 + B_1D_2$	$C_1A_2 + D_1C_2$	$D_1D_2 + C_1B_2$
	$\frac{A_1B_2 + B_1A_2}{B_1 + B_2}$	$\frac{B_1B_2}{B_1 + B_2}$	$C_1 + C_2 + \frac{(A_1 - A_2)(D_2 - D_1)}{B_1 + B_2}$	$\frac{B_1D_2 + D_1B_2}{B_1 + B_2}$
	$A + Z_1C$	$B + Z_1D$	C	D
	A	$B + Z_2A$	C	$D + Z_2C$

	$A + Z_1C$	$B + Z_1D + Z_2A + Z_1Z_2C$	C	$D + Z_2C$
	A	B	$C + Y_1A$	$D + Y_1B$
	$A + Y_2B$	B	$C + Y_2D$	D
	$A + Y_2B$	B	$C + Y_1A + Y_2D + Y_1Y_2B$	$D + Y_1B$
	$A_1A_2 + B_1C_2 + A_1C_2Z$	$A_1B_2 + B_1D_2 + A_1D_2Z$	$A_2C_1 + C_2D_1 + C_1C_2Z$	$B_2C_1 + D_1D_2 + C_1D_2Z$
	$A_1A_2 + B_1C_2 + A_2B_1Y$	$A_1B_2 + B_1D_2 + B_1B_2Y$	$A_2C_1 + C_2D_1 + A_2D_1Y$	$B_2C_1 + D_1D_2 + B_2D_1Y$

ставляющего компенсированную линию, можно найти из матричного уравнения

$$\begin{vmatrix} A & B \\ C & D \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} A_1 & B_1 \\ C_1 & D_1 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} 1 & 0 \\ Y_{p1} & 1 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} 1 & x_k \\ 0 & 1 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} 1 & 0 \\ Y_{p2} & 1 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} A_2 & B_2 \\ C_2 & D_2 \end{vmatrix} =$$

$$= \begin{vmatrix} \text{ch } \gamma_0 l + x_k [(C_2 + Y_{p2} A_2)(A_1 + Y_{p1} B_1)] + \\ + A_2 B_1 (Y_{p1} + Y_{p2}) & Z_c \text{sh } \gamma_0 l + x_k [(D_2 + Y_{p2} B_2) \times \\ \times (A_1 + B_1 Y_{p1}) + B_1 B_2 \times \\ \times (Y_{p1} + Y_{p2}) & \\ \frac{1}{Z_c} \text{sh } \gamma_0 l + x_k [(C_2 + Y_{p2} A_2)(C_1 + Y_{p1} D_1)] + \\ + A_2 D_1 (Y_{p1} + Y_{p2}) & \text{ch } \gamma_0 l + x_k [(D_2 + Y_{p2} B_2) \times \\ \times (C_1 + Y_{p1} D_1)] + D_1 B_2 \times \\ \times (Y_{p1} + Y_{p2}) & \end{vmatrix},$$

где

$$A_1 = D_1 = \text{ch } \gamma_0 l_1; \quad A_2 = D_2 = \text{ch } \gamma_0 l_2;$$

$$B_1 = Z_c \text{sh } \gamma_0 l_1; \quad B_2 = Z_c \text{sh } \gamma_0 l_2;$$

$$C_1 = \frac{1}{Z_c} \text{sh } \gamma_0 l_1; \quad C_2 = \frac{1}{Z_c} \text{sh } \gamma_0 l_2;$$

$$l = l_1 + l_2.$$

Аналогично могут быть получены параметры эквивалентных систем замещения линий, имеющих более сложные схемы. Для облегчения практических расчетов, связанных с объединением четырехполусников, можно использовать табл. 2-3.

Составляя схемы замещения компенсированных линий, необходимо иметь в виду, что линия представляет собой цепь с распределенными параметрами. Ее характеризуют волновое сопротивление Z_c и коэффициент распространения волны $\gamma_0 l$, а компенсирующие устройства (реакторы, УПК и др.) являются элементами с сосредоточенными постоянными. Строго говоря, компенсированные линии не правомерно оценивать волновым сопротивлением и коэффициентом распространения волны. Однако практически расчеты режимов как естественных, так и компенсированных электропередач ведутся или по схемам замещения, или с помощью четырехполусников, где тем или иным путем учитывается распределенность параметров линии на отдельных ее участках. При этом непосредственно не используются понятия волнового сопротивления и коэффициента распространения волны. Если же они и входят в те или иные выражения, необходимые для определения режимных параметров, то им придают скорее формальное, нежели физическое толкование. Тем не менее, при представлении компенсированной линии эквивалентным четырехполусником ее можно, как и любой четырехполусник, характеризовать некоторой постоянной, являющейся функцией параметров A, B, C, D , которая аналогична коэффициенту распространения волны длинной линии и характеристическому сопротивлению $Z_x = \sqrt{B/C}$. При этом основные соотношения между токами и напряжениями по концам останутся прежними [см. (2-100)].

Поскольку введение указанных выше понятий не вносит чего-либо принципиально нового в суть расчетов, связанных с определением как параметров схем замещения, так и режимных параметров линии, то на них в дальнейшем останавливаться не будем.

Эквивалентные схемы замещения. Представление электропередачи эквивалентными схемами позволяет оценить влияние различных компенсирующих устройств на пропускную способность электропередачи и на параметры режимов. Если электропередача изображается четырехполусником с параметрами $A = A_1 + jA_2$; $B = B_1 + jB_2$; $C = C_1 + jC_2$; $D = D_1 + jD_2$, то режимные параметры и соотношения между ними могут находиться следующим образом.

1. Известны U_1, U_2, A, B, C, D . Определяются $S_1 = P_1 + jQ_1$ и $S_2 = P_2 + jQ_2$ в функции δ . При этом

$$P_1 = \frac{D}{B} U_1^2 \sin(\Psi_D + \alpha) + \frac{U_1 U_2}{B} \sin(\delta - \alpha);$$

$$Q_1 = \frac{D}{B} U_1^2 \cos(\Psi_D + \alpha) - \frac{U_1 U_2}{B} \cos(\delta - \alpha);$$

$$P_2 = -\frac{A}{B} U_2^2 \sin(\Psi_A + \alpha) + \frac{U_1 U_2}{B} \sin(\delta + \alpha);$$

$$Q_2 = -\frac{A}{B} U_2^2 \cos(\Psi_A + \alpha) + \frac{U_1 U_2}{B} \cos(\delta + \alpha),$$

где $\delta = \angle U_1 U_2$; Ψ_A, Ψ_B, Ψ_D — фазовые углы A, B, D ; $\alpha = 90^\circ - \Psi_B$.

Для линии без потерь

$$\Psi_A = \Psi_D = 0; \quad \Psi_B = 90^\circ; \quad \alpha = 0;$$

$$P_1 = P_2 = P = \frac{U_1 U_2}{B} \sin \delta; \quad P_{\text{пр}} = \frac{U_1 U_2}{B} = U_1 U_2 y_{12}.$$

2. Известны U_2 ; $\dot{S}_2 = P_2 \pm jQ_2$; $A = A_1 + jA_2$, $B = B_1 + jB_2$, $C = C_1 + jC_2$, $D = D_1 + jD_2$.

Определяются $\dot{S}_1 = \sqrt{3} \dot{U}_1 \dot{I}_1$; U_1 ; δ ; K . При этом

$$P_1 = (A_1 C_1 + A_2 C_2) U_2^2 + (B_1 D_1 + B_2 D_2) \frac{S_2^2}{U_2^2} +$$

$$+ (A_1 D_1 + A_2 D_2 + B_1 C_1 + B_2 C_2) P_2 \pm (A_1 D_2 - A_2 D_1 + B_1 C_2 - B_2 C_1) Q_2;$$

$$Q_1 = (A_2 C_1 - A_1 C_2) U_2^2 + (B_2 D_1 - B_1 D_2) \frac{S_2^2}{U_2^2} +$$

$$+ (A_2 D_1 - A_1 D_2 + B_2 C_1 - B_1 C_2) P_2 \pm (A_1 D_1 + A_2 D_2 - B_1 C_1 - B_2 C_2) Q_2;$$

$$U_1 = \sqrt{\left(A_1 U_2 + B_1 \frac{P_2}{U_2} \pm B_2 \frac{Q_2}{U_2} \right)^2 + \left(A_2 U_2 + B_2 \frac{P_2}{U_2} \mp B_1 \frac{Q_2}{U_2} \right)^2};$$

$$\text{tg } \delta = \frac{A_2 U_2^2 + B_2 P_2 \mp B_1 Q_2}{A_1 U_2^2 + B_1 P_2 \pm B_2 Q_2};$$

$$\frac{U_1}{U_2} = K =$$

$$= \sqrt{A^2 + P_2^2 + 2(A_1 \cos \Psi_B + A_2 \sin \Psi_B) P_2 + Q_2^2 \pm 2(A_1 \sin \Psi_B - A_2 \cos \Psi_B) Q_2};$$

За базисную принята мощность $S_6 = \frac{U_2^2}{|B|}$.

3. Известны U_1 ; $\dot{S}_1 = P_1 \pm jQ_1$; $A = A_1 + jA_{21}$; $B = B_1 + jB_2$; $C = C_1 + jC_2$; $D = D_1 + jD_2$.

Определяются $\dot{S}_2 = \sqrt{3} \dot{U}_2 \hat{I}_2$; U_2 ; δ ; K . В этом случае

$$P_2 = -DCU_1^2 \cos(\Psi_D - \Psi_C) - AB \frac{S_1^2}{U_1^2} \cos(\Psi_B - \Psi_A) +$$

$$+ [AD \cos(\Psi_D - \Psi_A) + BC \cos(\Psi_B - \Psi_C)] P_1 \pm$$

$$\pm [BC \sin(\Psi_B - \Psi_C) - AD \sin(\Psi_D - \Psi_A)] Q_1;$$

$$Q_2 = -DCU_1^2 \sin(\Psi_D - \Psi_C) - AB \frac{S_1^2}{U_1^2} \sin(\Psi_B - \Psi_A) +$$

$$+ [AD \sin(\Psi_D - \Psi_A) + BC \sin(\Psi_B - \Psi_C)] P_1 \pm$$

$$\pm [AD \cos(\Psi_D - \Psi_A) - BC \cos(\Psi_B - \Psi_C)] Q_1;$$

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{D_2 U_1^2 - B_2 P_1 \pm B_1 Q_1}{D_1 U_1^2 - B_1 P_2 \pm B_2 Q_1};$$

$$\frac{U_2}{U_1} = \frac{1}{K} =$$

$$= \sqrt{D^2 + P_{*1}^2 - 2(D_1 \cos \Psi_B + D_2 \sin \Psi_B) P_{*1} + Q_{*1}^2 - 2(D_1 \sin \Psi_B - D_2 \cos \Psi_B) Q_{*1}}.$$

За базисную принята мощность $S_6 = U_1^2 / |B|$.

4. Известны $A = A_1 + jA_2$; $B = B_1 + jB_2$; $C = C_1 + jC_2$; $D = D_1 + jD_2$; U_1 ; U_2 ; P_1 или P_2 ; U_1 и K .

Определяются Q_1 ; P_2 ; Q_2 ; δ . При этом

$$Q_{*1} = D_1 \sin \Psi_B - D_2 \cos \Psi_B -$$

$$- \sqrt{(D_1 \sin \Psi_B - D_2 \cos \Psi_B)^2 + 2(D_1 \cos \Psi_B + D_2 \sin \Psi_B) P_{*1} - P_{*1}^2 - D^2 + \frac{1}{K^2}}.$$

За базисную принята мощность $S_6 = U_1^2 / |B|$.

Параметры P_2 , Q_2 , δ вычисляются в соответствии с пунктом 3.

5. Известны $A = A_1 + jA_2$, $B = B_1 + jB_2$, $C = C_1 + jC_2$, $D = D_1 + jD_2$, U_1 , U_2 , P_2 , или U_2 , P_2 , K .

Определяются

$$Q_{*2} = A_2 \cos \Psi_B - A_1 \sin \Psi_B +$$

$$+ \sqrt{(A_2 \cos \Psi_B - A_1 \sin \Psi_B)^2 - 2(A_1 \cos \Psi_B + A_2 \sin \Psi_B) P_{*2} - P_{*2}^2 - A^2 + K^2}.$$

Параметры P_1 , Q_1 , δ вычисляются в соответствии с пунктом 2.

6. Известны A , B , C , D , P_2 , $\pm Q_2$, U_2 .

Определяются зависимости

$$P_1 = f_1(K); Q_1 = f(K):$$

$$P_{*1} = K^2 D \cos(\Psi_D - \Psi_B) - A \cos(\Psi_A + \Psi_B) - P_{*2} \cos 2\Psi_B \pm Q_{*2} \sin 2\Psi_B;$$

$$Q_{*1} = -K^2 D \sin(\Psi_D - \Psi_B) - A \sin(\Psi_A + \Psi_B) - P_{*2} \sin 2\Psi_B \pm Q_{*2} \cos 2\Psi_B.$$

За базисную принята мощность $S_6 = U_2^2 / |B|$.

Рассмотрим, как влияет на предельную мощность электропередачи учет повышающих и понижающих трансформаторов (x_{T1} и x_{T2}). При этом будем считать, что модули напряжений на шинах генераторов и приемной системы, приведенных к стороне линии, остаются прежними и равными U_1 и U_2 . При представлении линии четырехполюсником предельная мощность

$$P_{пр} = U_1 U_2 Y_{12} = U_1 U_2 / B,$$

где постоянная B должна учитывать сопротивления x_{T1} и x_{T2} .

С помощью табл. 2-3 найдем, что для линии без потерь

$$B = z_c \sin \alpha_0 l + (x_{T1} + x_{T2}) \cos \alpha_0 l - \frac{x_{T1} x_{T2}}{z_c} \sin \alpha_0 l =$$

$$= \frac{z_c^2 - x_{T1} x_{T2}}{z_c} \sin \alpha_0 l + (x_{T1} + x_{T2}) \cos \alpha_0 l.$$

При учете сопротивлений x_{T1} и x_{T2} постоянная B возрастает; следовательно, предельная передаваемая по линии мощность уменьшается.

Рассмотрим теперь влияние реакторов, устанавливаемых в промежуточной точке линии, на параметры объединенного четырехполюсника. Пусть реактор имеет проводимость $Y = jy_p$ и установлен на расстоянии l_1 от начала линии. Пользуясь табл. 2-3, найдем

$$A = \cos \alpha_0 l + z_c y_p \sin \alpha_0 l_1 \cos \alpha_0 (l - l_1);$$

$$B = j [z_c \sin \alpha_0 l + z_c^2 y_p \sin \alpha_0 l \sin \alpha_0 (l - l_1)].$$

Из этих выражений видно, что при наличии на линии реакторов постоянные A и B увеличиваются. В режиме холостого хода линии

$$U_1 = A U_2; U_1 / U_2 = A.$$

Следовательно, в данных условиях на открытом конце линии с реактором напряжение U_2 будет ниже, чем на линии без реактора. Можно показать также, что включение реакторов будет способствовать выравниванию напряжения на линии в режимах малых нагрузок.

В связи с тем, что установка реактора на линии приводит к росту постоянной B , следует ожидать снижения предельной передаваемой мощности по линии. Причем из выражения для постоянной B можно найти место расположения реактора, когда его влияние на пропускную способность наиболее неблагоприятно. Для этого необходимо решить уравнение вида

$$dB/dx = 0,$$

где x — место расположения реактора на линии.

Воспользовавшись табл. 2-3, нетрудно показать, что включение реактора в конце линии, где напряжение поддерживается приемной системой, не оказывает должного эффекта на распределение напряжения вдоль линии в нагрузочных режимах и не изменяет пропускную способность линии.

Установка на линии продольной емкостной компенсации приводит к уменьшению эквивалентной постоянной B . При расположении УПК,

имеющей сопротивление $-jx_k$, в середине идеализированной линии в соответствии с табл. 2-3 можно найти

$$B = 2A_1B_1 + A_1^2(-jx_k) = j\left(z_c \sin \alpha_0 l - x_k \cos^2 \frac{\alpha_0 l}{2}\right).$$

Увеличение сопротивления УПК x_k ведет к снижению постоянной B , что вызывает рост пропускной способности протяженных линий. Последнее подтверждает целесообразность применения УПК для повышения пропускной способности электропередач.

Применение схем замещения протяженных электропередач дает возможность найти соотношения между режимными параметрами по концам ее. Тем не менее, иногда бывает необходимо найти напряжение или ток в какой-либо промежуточной точке. В подобных случаях, найдя связь между режимными параметрами по концам линии, представляют ее двумя четырехполюсниками. Разделение линии на четырехполюсники делают в той точке, где необходимо найти параметры режима. После этого можно определить нужные величины, поскольку теперь интересующая точка является выходом одного четырехполюсника, представляющего часть линии от начала, или входом четырехполюсника, замещающего остальную часть линии. Более подробно этот вопрос изложен в § 2-7.

§ 2-4. СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Так же, как и электропередачи переменного тока, электропередачи постоянного тока можно изучать, пользуясь основными характеристиками (см. § 2-2), однако практически удобнее рассматривать режимы, основываясь на схемах замещения. Существенное отличие схем замещения электропередач постоянного тока от аналогичных схем для электропередач переменного тока заключается в необходимости учета в схеме замещения преобразовательных подстанций и выходных устройств. Преобразовательные подстанции замещаются э. д. с. сложной формы, зависящей от величины тока передачи. Это также существенно отличает схему замещения электропередачи постоянного тока от схемы замещения электропередачи переменного тока, где, как правило, источник э. д. с. (генератор) заменяется синусоидальной э. д. с. Существенно, что скорость изменения э. д. с. в схеме замещения превышает скорость протекания переходных процессов в схеме передачи. Выходные устройства представляют собой большей частью линейные реакторы индуктивностью 0,5—1 гн, которые изображаются в схеме замещения как индуктивности, включаемые последовательно в цепь каждого полюса. Линия передачи замещается четырехполюсником с параметрами A, B, C, D аналогично линии переменного тока. Параметры четырехполюсника различны в зависимости от конструкции линии (воздушная или кабельная) и схемы ее («полюс — земля» или «два полюса — земля»). Скорость протекания переходных процессов в линии определяется ее собственной частотой $f_{л\pi} = 30 — 120$ гц. Эта частота во много раз меньше частоты переход-

ных процессов при коммутационных операциях на подстанциях при зажигании и погасании вентилей ($f_{пст} = 10 — 100$ кгц). Поэтому схемы замещения преобразовательных подстанций, полученные для установившихся режимов, могут с успехом применяться и для расчета переходных процессов с учетом линии передачи.

Общая схема замещения электропередачи постоянного тока (рис. 2-41) состоит из последовательного соединения трех четырехполюсников: выпрямительной подстанции, линии и инверторной подстанции. Рассматривается только сторона постоянного тока. Поэтому индекс d у обозначений токов и напряжений опущен. Выпрямительная и инверторная подстанции замещаются своими э. д. с. E_B и E_H и внутренними сопротивлениями R_B, L_B, R_H, L_H , значения которых пояснены далее, а также идеальными вентилями B , включенными по направле-

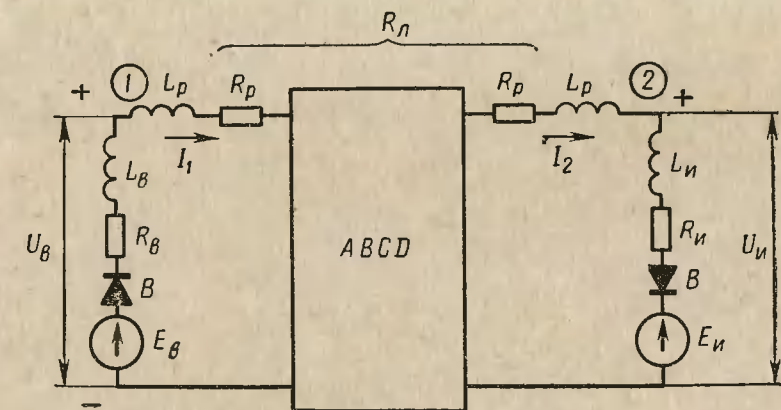


Рис. 2-41

нию тока, в соответствии с указаниями § 2-2. Выходное устройство каждой подстанции замещено индуктивностью линейного реактора L_p и его активным сопротивлением R_p .

При работе передачи по двум полупрямым без возврата тока через землю активное сопротивление линии

$$R_{л1} = 2(2R_p + R_n), \quad (2-112)$$

где R_n — активное сопротивление проводов одного полюса.

При работе передачи по схеме «два полюса — земля» с возвратом через землю сопротивление полюса линии (далее $R_3 = r_3, R_B = r_{вн}, R_H = r_n$)

$$R_{л2} = 2R_p + R_n + R_3, \quad (2-113)$$

где R_3 — полное активное сопротивление земли.

Если эти сопротивления ввести в четырехполюсник линии, то его постоянные изменятся и примут значения A_1, B_1, C_1, D_1 .

Внешние характеристики выпрямительной и инверторной подстанций с учетом регулирующих устройств приведены на рис. 2-31, г. Внешняя характеристика выпрямителя состоит из двух участков: естественной внешней характеристики, определенной в § 2-2, и искусственной внешней характеристики, получаемой при действии регу-

латора тока. Естественная внешняя характеристика определяется выражением (см. § 2-2)

$$U_B = E_B - IR_B,$$

где $R_B = \frac{3}{\pi} x_{\gamma B}$ — эквивалентное внутреннее активное сопротивление выпрямителя (здесь $x_{\gamma B}$ — реактивность коммутации выпрямителя); $E_B = U_{B0} \cos \alpha$ — э. д. с. выпрямителя, работающего при угле регулирования α .

При токе передачи $I < I_{p.t}$ регулятор тока выпрямителя не действует, и ток определяется естественной внешней характеристикой выпрямителя. Если ток передачи увеличивается до уставки $I_{p.t}$, то приходит в действие регулятор тока, который автоматически увеличивает угол регулирования α , ограничивая таким образом аварийный ток передачи значением $1,5I_{p.t}$. Характеристика выпрямителя, снабженного регулятором тока, определяется выражением $I_d = I_{p.t}$. Следовательно, при увеличении тока в линии до значения, большего $I_{p.t}$, наклон характеристики выпрямителя под действием регулятора тока резко возрастает, что соответствует повышению сопротивления выпрямителя R_B в схеме замещения (см. рис. 2-41) до значения R_{B1} и приводит к демпфированию колебаний тока и напряжения в линии передачи. Для различных линий передач постоянного тока отношение $R_{B1}/R_B = 20-30$.

Снижение э. д. с. выпрямителя регулятором тока до нуля путем увеличения угла α до 90° ограничивает ток в линии передачи. Если этого недостаточно, и ток передачи продолжает расти, то регулятор тока переводит выпрямитель в инверторный режим. Ток при этом возрастает до значения $I_{\max}$, после чего начинает уменьшаться, так как электромагнитная энергия, запасенная в реактивных элементах линии и выходных устройств, разряжается одновременно на обе подстанции, работающие в инверторном режиме. Перевод выпрямителя в инверторный режим (сокращенно — ПИР) производится каждый раз, когда нужно плавно поднять напряжение линии с нуля (при пуске передачи) или резко ограничить ток в передаче при аварии.

Внутренняя индуктивность выпрямителя при работе каждого моста в режиме 2-3 независимо от работы регулятора тока изменяется в пределах $L'_B \leq L_B \leq L''_B$, где $L'_B = 2x_{\gamma B}/\omega$ — индуктивность в период между коммутациями, $L''_B = 3x_{\gamma B}/(2\omega)$ — индуктивность во время коммутации; с весьма малой погрешностью для выпрямителя можно принять

$$L_B = 2x_{\gamma B}/\omega^*,$$

а для инвертора — $L_{II} = 2x_{\gamma II}/\omega$.

Внешняя характеристика компаундированного инвертора определена в § 2-2 как характеристика инвертора, работающего с заданным углом погасания

$$U_{II} = E_{II} - IR_{II},$$

* Индуктивности L_B и L_{II} вводятся дополнительно в схему замещения преобразователей только в тех случаях, когда приходится считаться с изменением тока передачи во время коммутации. В остальных случаях выпрямитель и инвертор замещаются схемами, приведенными на рис. 2-17.

где $E_{II} = U_{II0} \cos \delta$ — противо-э. д. с. инвертора; $R_{II} = \frac{3}{\pi} x_{\gamma II}$ — внутреннее активное сопротивление инвертора.

Инвертор обычно работает с углом погасания $\delta = 15^\circ = \text{const}$. Характеристика инвертора, снабженного регулятором минимального тока РМТ, определяется выражением $I_d = I_{p.m.t.}$

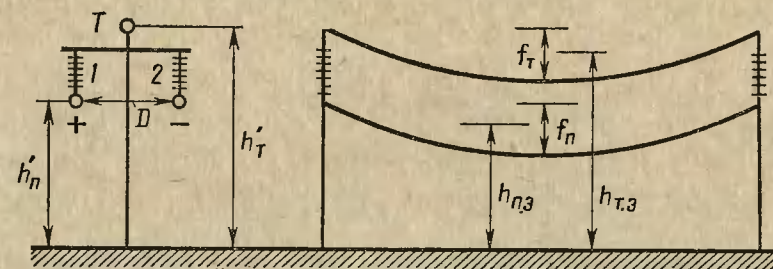


Рис. 2-42

Таким образом, для всех участков внешних характеристик выпрямителя и инвертора справедливы схемы замещения преобразовательных подстанций, приведенные на рис. 2-41. При этом значения э. д. с. и внутренних сопротивлений этих схем должны соответствовать рассматриваемому участку внешней характеристики.

В нормальном режиме рабочая точка А передачи определяется как точка пересечения внешней характеристики 1 выпрямителя и

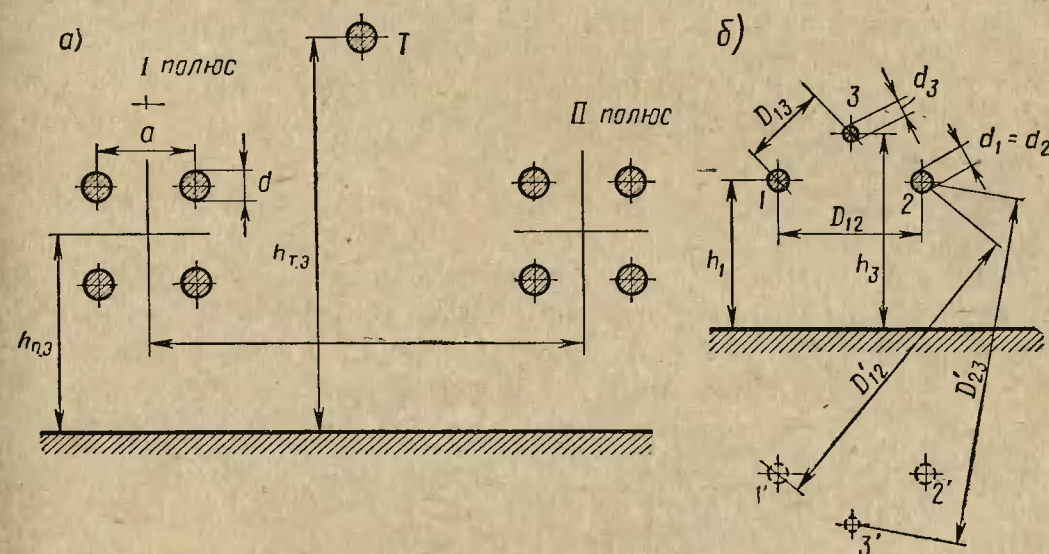


Рис. 2-43

характеристики 2 инвертора. В этом случае режим работы характеризуется напряжением U_A и током I_A на шинах инвертора.

Рассмотрим схемы замещения линий передачи.

Воздушные линии. Размещение на опоре проводов 1, 2, отстоящих друг от друга на расстоянии D , и защитного троса T биполярной передачи постоянного тока приведено на рис. 2-42. Большинство воздушных линий выполняются с расщепленными проводами в полюсе (рис. 2-43). Высота подвеса проводов и троса определяется соответ-

ственно (рис. 2-43, а) как

$$h_{п.э} = h_{п} - 0,6f_{п}; \quad h_{т.э} = h_{т} - 0,6f_{т},$$

где $f_{п} \approx f_{т} = f$ — стрела провеса проводов и троса в пролете при средней годовой температуре без ветра и гололеда; $h_{п}$ и $h_{т}$ — высота подвеса проводов и троса на промежуточной опоре.

Шаг расщепления обозначается через a , диаметр одиночного провода $d = 2r$.

Расчетная схема замещения элементарного участка воздушной линии постоянного тока составляется по известной методике *. Линия с расщепленными проводами радиусом r заменяется эквивалентной линией с одиночными проводами, имеющими радиус $r_э$ (см. гл. 1).

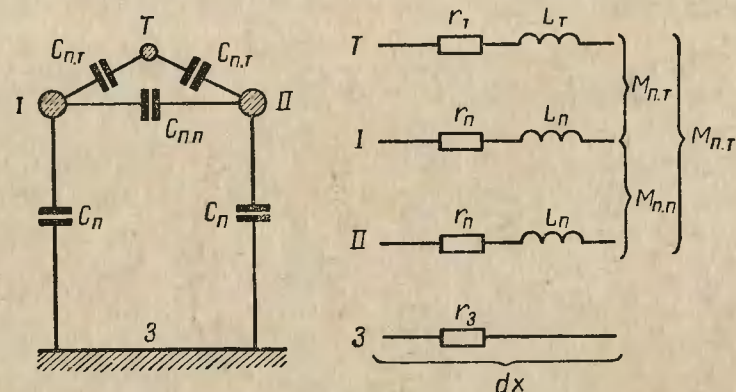


Рис. 2-44

При составлении схемы замещения считают, что:

- 1) активная проводимость проводов и троса на землю мала и ею можно пренебречь;
- 2) емкость троса относительно земли мала и ею можно пренебречь;
- 3) трос идеально заземлен, т. е. напряжение троса относительно земли $U_{т} = 0$ и проводимость троса на землю $Y_{т} = \infty$.
- 4) при $f_{лэп} = 50$ гц собственная частота линии $\omega_{лэп} = 314$ рад/сек.

После перечисленных допущений поперечное сечение линии с учетом зеркальных отображений проводов и троса относительно земли получает вид, показанный на рис. 2-43, б, где 1 — эквивалентный провод I полюса; 2 — эквивалентный провод II полюса; $d_1 = d_2 = d_{п.э}$; $h_1 = h_2 = h_{п.э}$; $D_{12} = D_{п.п}$ — расстояние между центрами пучков проводов; 3 — заземленный трос; $d_3 = d_{т}$ — диаметр троса; $D_{13} = D_{23} = D_{п.т}$ — расстояние «провод — трос»; $D'_{12}, D'_{23} = D'_{13}$ — расстояние между проводом и зеркальными отображениями провода и троса.

Для полученной системы проводов можно определить первичные параметры, составить схему замещения и записать систему уравнений, которые позволяют рассчитывать переходные процессы в линии.

Система проводов имеет частичные емкости, собственные и взаимные индуктивности и активные сопротивления, показанные для элемен-

* Ю. С. Крайчик, А. М. Пинцов. Параметры и схемы замещения воздушных линий передач постоянного тока. Известия НИИПТ, 1957, № 2.

тарного участка ЛЭП длиной dx на рис. 2-44. Все параметры определены на километр длины линии.

Частичные емкости системы проводов находятся из решения уравнений, связывающих заряды и потенциалы проводов через их геометрические размеры, показанные на рис. 2-43, в. Емкость полюса на землю

$$C_{п} = C_{11} = \frac{1}{\Delta} (\alpha_{13} - \alpha_{33}) (\alpha_{12} - \alpha_{11}); \quad (2-114)$$

емкость «полюс — трос»

$$C_{п.т} = C_{13} = \frac{1}{\Delta} \alpha_{13} (\alpha_{11} - \alpha_{12}); \quad (2-115)$$

емкость между полюсами

$$C_{п.п} = C_{12} = \frac{1}{\Delta} (\alpha_{12} \alpha_{33} - \alpha_{13}^2), \quad (2-116)$$

где потенциальные коэффициенты α_{ik} и определитель системы уравнений Δ определяются следующими выражениями:

$$\left. \begin{aligned} \alpha_{11} &= \frac{1}{2\pi\epsilon} \ln \frac{4h_1}{d_1}; & \alpha_{33} &= \frac{1}{2\pi\epsilon} \ln \frac{4h_3}{d_3}; \\ \alpha_{12} &= \frac{1}{2\pi\epsilon} \ln \frac{D_{12}}{D'_{12}}; & \alpha_{13} &= \frac{1}{2\pi\epsilon} \ln \frac{D_{13}}{D'_{13}}; \end{aligned} \right\} \quad (2-117)$$

$$\Delta = \alpha_{33} (\alpha_{11}^2 - \alpha_{12}^2) + 2\alpha_{13} (\alpha_{12} - \alpha_{11}). \quad (2-118)$$

Здесь $\epsilon = \frac{1}{4\pi \cdot 10^9} \frac{\phi}{м}$ — абсолютная диэлектрическая проницаемость для воздуха.

Активное сопротивление земли

$$r_3 = R_{з.л.в} + R_{з.в} + R_{з.л.и} + R_{з.и}, \quad (2-119)$$

где $R_{з.л.в}$ и $R_{з.л.и}$ — погонные сопротивления выносных заземляющих линий; $R_{з.в}$ и $R_{з.и}$ — сопротивления растеканию тока рабочих заземлителей выпрямительной и инверторной подстанций.

Собственные и взаимные индуктивности системы проводов определяются по известным формулам для трех взаимно связанных петель: две петли «полюс — земля» и одна петля «трос — земля». Собственная индуктивность троса, или индуктивность контура «трос — земля»,

$$L_{т} = \frac{1}{2\pi} \left(\mu_0 \ln \frac{4h_{т}}{d_{т}} + \frac{\mu_{т}}{4} \right), \quad (2-120)$$

где $\mu_{т}$ — абсолютная магнитная проницаемость материала троса; $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ гн/м — магнитная постоянная.

Собственная индуктивность полюса, или индуктивность петли «полюс — земля»,

$$L_{п} = \frac{1}{2\pi} \left(\mu_0 \ln \frac{4h_{п}}{d_{п.э}} + \frac{\mu_{п}}{4} \right), \quad (2-121)$$

где $\mu_{п}$ — абсолютная магнитная проницаемость материала провода.

Взаимная индуктивность между контурами «полюс—земля» и «трос—земля» на длину линии $l = 1$ имеет значение:

$$M_{п.т} = \frac{\mu_0}{2\pi} \left(\ln \frac{2}{D_{п.т}} - 1 \right). \quad (2-122)$$

Взаимная индуктивность между двумя контурами «полюс—земля»

$$M_{п.п} = \frac{\mu_0}{2\pi} \left(\ln \frac{2}{D_{п.п}} - 1 \right). \quad (2-123)$$

Схему элементарного участка ЛЭП можно упростить, если влияние троса учесть как поправку к полным сопротивлениям полюсов и земли.

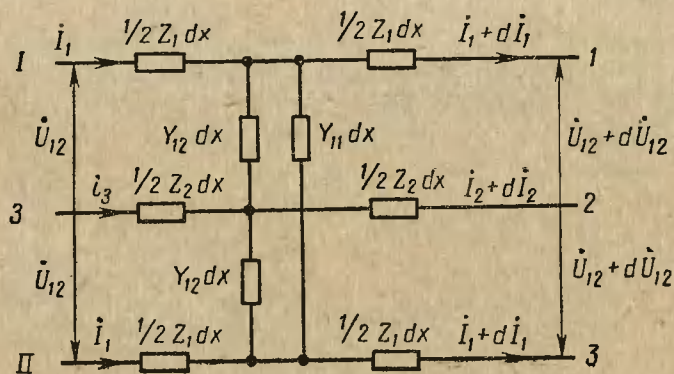


Рис. 2-45

При этом можно получить схему (рис. 2-45), параметры которой определяются из выражений:

$$\left. \begin{aligned} Z_1 &= r_{п} + j\omega (L_{п} - M_{п.п}); \\ Z_2 &= r_3 + \Delta r_3 + j\omega (M_{п.п} + \Delta M_{п.п}); \\ Y_{12} &= j\omega (C_{п} + C_{п.т}); \\ Y_{11} &= j\omega C_{п.п}; \end{aligned} \right\} \quad (2-124)$$

$$\left. \begin{aligned} \Delta r_3 &= \frac{(r_{т} + r_3)(\omega^2 M_{п.т}^2 - r_3^2) - 2r_3 \omega^2 L_{т} M_{п.т}}{(r_{т} + r_3)^2 + \omega^2 L_{т}^2}; \\ \Delta M_{п.п} &= - \frac{L_{т}(\omega^2 M_{п.т}^2 - r_3^2) + 2r_3 M_{п.т}(r_{т} + r_3)}{(r_{т} + r_3)^2 + \omega^2 L_{т}^2}. \end{aligned} \right\} \quad (2-125)$$

В (2-125) Δr_3 и $\Delta M_{п.п}$ — поправки, учитывающие индуктивное влияние троса. Как показывают расчеты, поправка $\Delta M_{п.п}$ всегда отрицательная, т. е. трос уменьшает взаимную индуктивность между полупесями. Поправка Δr_3 может быть как положительной, так и отрицательной, что объясняется, с одной стороны, шунтирующим действием троса (при $\Delta r_3 < 0$), а с другой стороны, — появлением дополнительных потерь в контуре «трос — земля» (при $\Delta r_3 > 0$).

В случае, если линия работает без возврата тока через землю, $Z_2 = 0$, и схема замещения упрощается. Переноса сопротивления обоих полюсов в один провод, получим Т-образную схему замещения (рис. 2-46), где

$$\left. \begin{aligned} Z_3 &= 2Z_1; \\ Y_3 &= Y_{11} + \frac{1}{2} Y_{12}. \end{aligned} \right\} \quad (2-126)$$

При работе двухпроводной линии по схеме «полюс — земля» II полюс обязательно заземляют с двух сторон ЛЭП. При этом получается та же схема замещения (см. рис. 2-46), которая легко преобразуется из схемы, приведенной на рис. 2-45, если соединить параллельно сопротивления одного полюса и земли. При этом

$$\left. \begin{aligned} Z_3 &= Z_1 + \frac{Z_1 Z_2}{Z_1 + Z_2}; \\ Y_3 &= Y_{11} + Y_{12}. \end{aligned} \right\} \quad (2-127)$$

В последнем случае влияние троса можно не учитывать, так как погрешности при этом не превышают 2%. Как показывает опыт работы передачи Волгоград — Донбасс, большинство переходных процессов, происходящих в одной полупеся, мало влияет на вторую работающую полупеся. Поэтому в большинстве практических случаев схема, полученная на рис. 2-46, вполне пригодна.

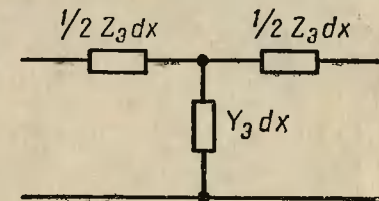


Рис. 2-46

Если длина линии не превышает 500 км, то можно не учитывать волновой характер процессов в линии и представлять ее простой схемой замещения (см. рис. 2-46), где вместо dx надо подставить длину линии l . При этом схема замещения всей передачи постоянного тока для случая ее работы одной полупеся получается в виде, представленном на рис. 2-47. При обычных обозначениях параметров эта схема пригодна для расчета установившихся и переходных процессов в передаче постоянного тока.

При длине линии более 500 км необходимо, учитывая волновой характер процессов в линии, представлять линию как четырехполюсник (см. рис. 2-41). В этом случае схема замещения всей передачи представляет собой объединенный четырехполюсник, полученный путем объединения схем замещения выпрямителя, линии передачи и инвертора в соответствии с соображениями, изложенными в § 2-3.

Для двух рассмотренных выше частных случаев характеристики длинной линии можно получить непосредственно из схемы, приведенной на рис. 2-46.

Кабельные линии. Рассмотрим биполярную кабельную линию передачи, состоящую из двух одножильных кабелей с вязкой пропиткой или другим диэлектриком и свинцовыми или алюминиевыми оболочками. Кабели проложены непосредственно в земле на расстоянии D друг от друга между жилами (рис. 2-48). Наружный диаметр жилы кабеля обозначен $d_{ж}$, внутренний диаметр его оболочки — d_0 .

Пользуясь теми же рассуждениями, что и для воздушной линии, для элементарного участка кабельной линии получим те же схемы

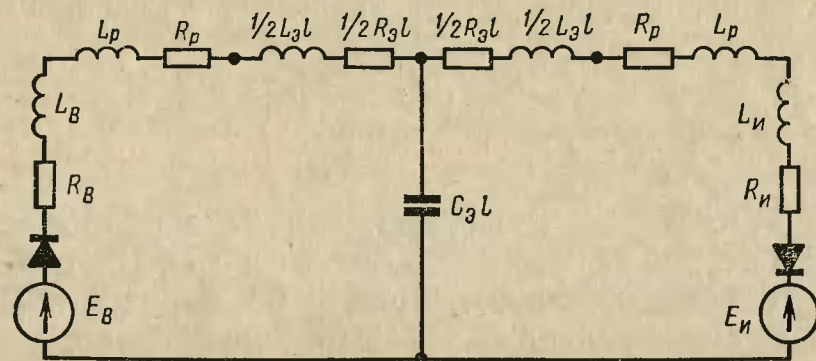


Рис. 2-47

замещения (см. рис. 2-45 и 2-46). Процессы в кабельной линии передачи протекают в двух контурах «жила — земля» и в двух контурах «жила — оболочка».

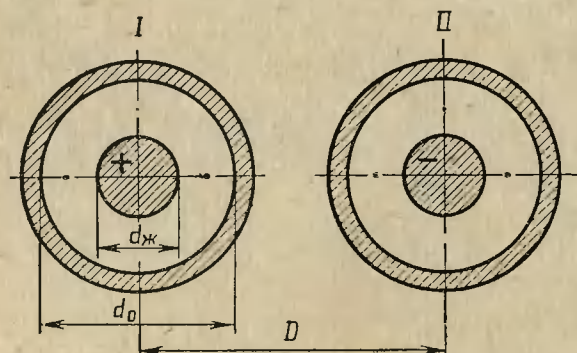


Рис. 2-48

При рассмотрении процессов в кабельной линии пренебрегаем проводимостью изоляции, диэлектрическими потерями, переходным сопротивлением кабельных оболочек на землю и влиянием брони. Собственные частоты кабельной линии лежат в таких же пределах, что и воздушной.

Параметры схемы замещения элементарного участка ка-

бельной линии (см. рис. 2-45) имеют вид:

Для каждого полюса

$$\left. \begin{aligned} R_1 &= r_{\text{ж}} + \frac{\omega^2 L_0^2}{r_0^2 + \omega^2 L_0^2} r_0; \\ L_1 &= L_{\text{ж}} - \frac{\omega^2 L_0^2}{r_0^2 + \omega^2 L_0^2} L_0; \end{aligned} \right\} \quad (2-128)$$

для земляного провода

$$\left. \begin{aligned} R_2 &= \frac{r_3 \alpha + \omega^2 M_2 \beta}{\alpha^2 + \omega^2 \beta^2} r_0^2; \\ L_2 &= \frac{\omega M_2 \alpha - r_3 \beta}{\alpha^2 + \omega^2 \beta^2} r_0^2; \\ Y_{12} &= \omega C; \\ Y_{11} &= 0, \end{aligned} \right\} \quad (2-129)$$

где

$$L_{\text{ж}} = L_{\text{ж.з}} - M_2; \quad (2-130)$$

$$L_0 = L_{\text{ж.з}} - M_1 - M_2; \quad (2-131)$$

$$\alpha = r_0 (r_0 + 2r_3) - \omega^2 L_0 (L_0 + 2M_2); \quad (2-132)$$

$$\beta = r_0 (L_0 + 2M_2) + L_0 (r_0 + 2r_3). \quad (2-133)$$

Первичные параметры кабельной линии:

$r_{\text{ж}}, r_0, r_3$ — активные сопротивления жилы кабеля, его оболочки и земли;

$C = \frac{2\pi\epsilon}{\ln \frac{d_0}{d_{\text{ж}}}}$ — емкость одного кабеля;

$L_{\text{ж}} = \frac{1}{2\pi} \left(\mu_0 \ln \frac{2D}{d_{\text{ж}}} + \frac{\mu}{4} \right)$ — эквивалентная индуктивность жилы одного кабеля;

$L_0 = \frac{1}{2\pi} \left(\mu_0 \ln \frac{2D}{d_0} + \frac{\mu}{4} \right)$ — эквивалентная индуктивность оболочки одного кабеля;

$L_{\text{ж.з}}$ — индуктивность контура «жила—земля»; M_1 — взаимная индуктивность между контурами «жила—оболочка» и «жила—земля»; M_2 — взаимная индуктивность между двумя контурами «жила—земля».

Параметры R_2, L_2 среднего провода схемы замещения могут принимать как положительные, так и отрицательные значения в зависимости от расстояния между кабелями и частоты. При частоте $f = 10-50$ гц параметры R_2, L_2 соизмеримы с параметрами R_1, L_1 и их необходимо учитывать. При $f > 300$ гц значения $R_2 \approx 0; L_2 \approx 0$, и их можно не учитывать. Рассматривая симметричные двухпроводные процессы при отсутствии тока в земле или при работе одной полупестью с возвратом тока через землю и заземленном II полюсе, можно упростить схему замещения ЛЭП и преобразовать в Т-образную (см. рис. 2-46).

§ 2-5. ПОТОКИ МОЩНОСТИ И КОЭФФИЦИЕНТ ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Передача электрической энергии от источника питания к потребителю связана с потерями активной мощности и энергии, которые увеличиваются по мере роста длины электропередачи. В связи с этим к. п. д. линий электропередач при одной и той же передаваемой активной мощности уменьшается с увеличением длины линий. Тем не менее к. п. д. современных электропередач может быть достаточно высоким — 90% и более.

Величина потерь в электропередаче, а следовательно, и ее к. п. д. зависят от параметров линии и параметров рассматриваемого режима. К. п. д. линии электропередачи учитывается при определении ее экономических показателей, поскольку в выражении приведенных затрат имеется составляющая, зависящая от потерь активной мощности. Таким образом, к. п. д. линии и передачи в целом является величиной, которая влияет на выбор параметров передачи, а в ряде случаев оказывается решающей при выборе значений параметров того или иного ее режима.

Анализируя режимы работы, стремятся обеспечить теми или иными мероприятиями оптимальный к. п. д. электропередачи. При этом надо иметь в виду, что электропередача является частью энергосистемы. Может оказаться целесообразным в том или ином режиме иметь к. п. д. передачи, отличающийся от оптимального, если это оправдывается экономическими соображениями и условиями работы объединенной энергосистемы.

Различают к. п. д. по энергии ($\eta_э$) и к. п. д. по мощности (η).
К. п. д. по энергии

$$\eta_э = \frac{A_2}{A_1} = \frac{A_1 - \Delta A}{A_1} = 1 - \frac{\Delta A}{A_1} = \frac{A_2}{A_2 + \Delta A} = \frac{1}{1 + \Delta A/A_2},$$

где A_1 и A_2 — энергия в начале и конце передачи; $\Delta A = \int_0^t \Delta P dt$ — потери энергии за рассматриваемый промежуток времени.

К. п. д. по мощности, или просто к. п. д., отличается от к. п. д. по энергии, если за рассматриваемый промежуток времени линия работает с переменной активной мощностью. Он определяется как

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} = \frac{P_1 - \Delta P}{P_1} = 1 - \frac{\Delta P}{P_1} = \frac{P_2}{P_2 + \Delta P} = \frac{1}{1 + \Delta P/P_2},$$

где P_1 , P_2 — мощность в начале и конце передачи; ΔP — потери мощности в данном режиме.

Очевидно, что если режим линии не постоянен, то для получения наибольшего для данной линии к. п. д. по энергии необходимо, чтобы она в каждом режиме работала с наибольшим к. п. д. по мощности.

Обеспечить высокий к. п. д. вновь сооружаемой линии можно за счет наиболее рациональной конструкции линии и схемы передачи в целом, а именно: выбора напряжения передачи, сечения проводов, расстояния между расщепленными проводами в фазе и проводами фаз, оптимального расположения компенсирующих устройств вдоль линии и т. д. Повышение к. п. д. линии, находящейся в эксплуатации, достигается путем выбора соответствующей величины передаваемой мощности, напряжений по концам передачи, включения тех компенсирующих устройств, которые в данном режиме могут обеспечить передачу энергии с наименьшими потерями.

Необходимо заметить, что практически наилучшая конструкция линии и наилучший режим не всегда будут соответствовать наибольшему к. п. д. При сооружении линии стремление к наибольшему к. п. д. ограничивается необходимостью экономии средств на капитальные вложения, а при эксплуатации часто появляется необходимость передавать по линии такую мощность, которая не соответствует наибольшему к. п. д.

Из приведенных выше соотношений можно видеть, что для определения к. п. д. передачи (η и $\eta_э$) необходимо знать потоки мощности по концам электропередачи. Значения потоков мощности можно получить, воспользовавшись соотношениями, приведенными в § 2-1, или методами, излагаемыми в § 2-7.

Определение потоков мощности с помощью номограмм. Универсальные номограммы (рис. 2-49) применимы для электропередач, отличающихся номинальными напряжениями, длиной и другими характеристиками. В основу их построения положены известные уравнения *

$$\dot{S}_1 = \sqrt{3} \hat{U}_1 \dot{I}_1 = \frac{U_1^2 D}{B} [\Psi_D - \Psi_B - \frac{U_1 U_2}{B} | -\delta - \Psi_B = S_{11} - S_{12} | -\delta - \Psi_B;$$

$$\dot{S}_2 = \sqrt{3} \hat{U}_2 \dot{I}_2 = -\frac{U_2^2 A}{B} [\Psi_A - \Psi_B + \frac{U_1 U_2}{B} | \delta - \Psi_B = -S_{22} + S_{12} | \delta - \Psi_B.$$

* Эти уравнения отличны от аналогичных, приведенных на стр. 215—216, где принято $\dot{S}_1 = \sqrt{3} \hat{U}_1 \hat{I}_1$; $\dot{S}_2 = \sqrt{3} \hat{U}_2 \hat{I}_2$.

Построенные здесь номограммы, определяющие параметры начала и конца линии передачи, совмещены, их разделяет вертикальная прямая OO . Правая часть номограммы (см. рис. 2-49) относительно оси OO соответствует концу электропередачи, а левая — ее началу. При определении режимных параметров электропередачи находятся комплексы A , B , C , D , характеризующие электропередачу со всеми имею-

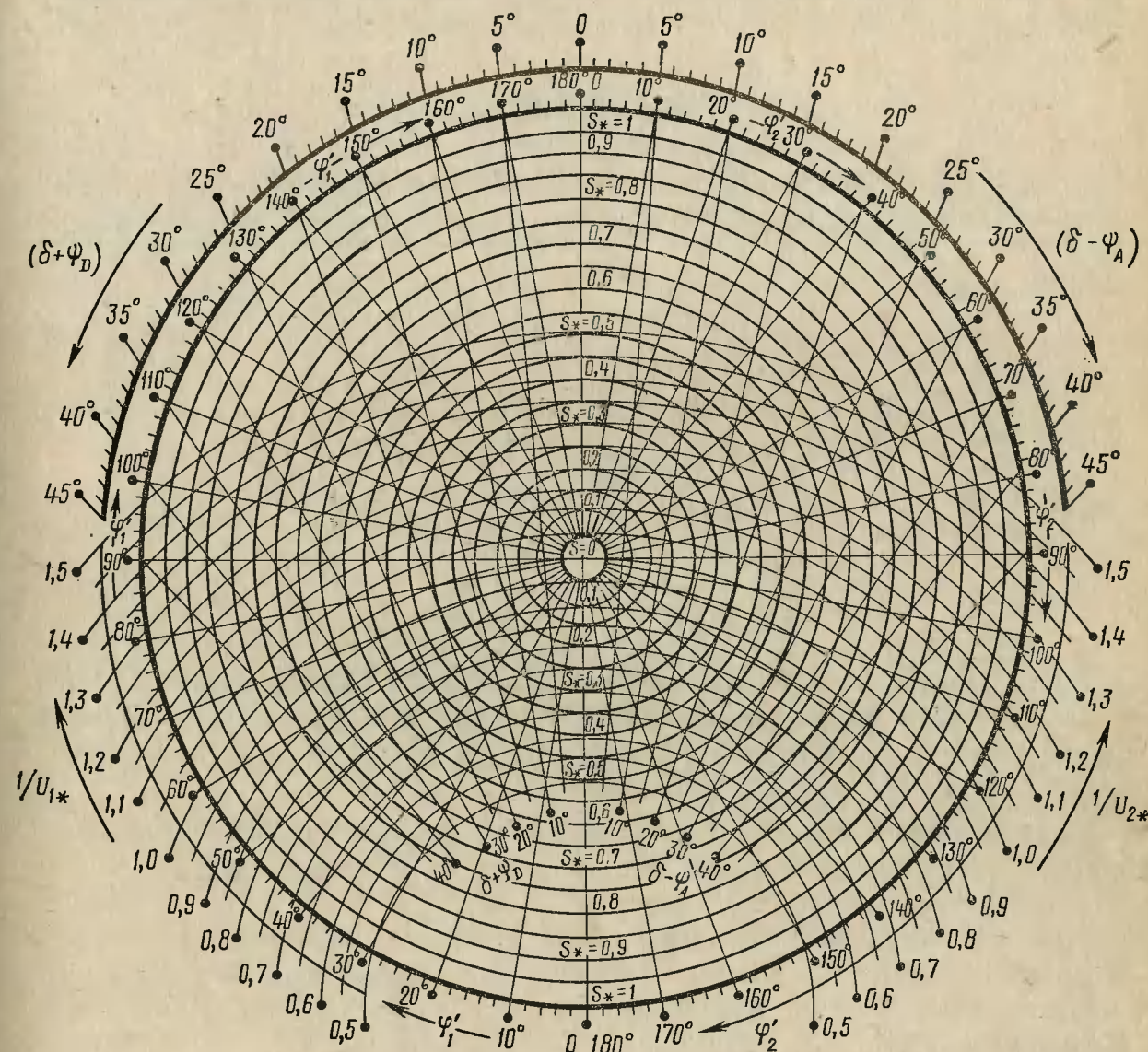


Рис. 2-49

щимися на ней компенсирующими устройствами. Номограмма начала электропередачи имеет четыре шкалы: мощностей в относительных единицах $\dot{S}_{*1}$, где за базисную принята мощность $S_{16} = U_1^2 |D|/|B|$; напряжений $1/U_{*1}$ в относительных единицах, причем $U_{16} = U_2/|D|$; углов $\delta + \Psi_D$ и $\varphi_1' = \Psi_B - \Psi_D + \varphi_1$, где φ_1 — коэффициент мощности в начале электропередачи; Ψ_B и Ψ_D — углы соответствующих постоянных четырехполюсника. Номограмма конца имеет также четыре шкалы. По шкале мощностей за базисную принята мощность $S_{26} = U_2^2 |A|/|B|$, по шкале напряжений за базисное принято напряжение $U_{26} = U_1/A$. Кроме того, имеются шкалы углов $\delta - \Psi_A$ и $\varphi_2' =$

$= \varphi_2 + \Psi_B - \Psi_A$, где φ_2 — коэффициент мощности конца электропередачи, характеризуемой постоянными четырехполюсника A, B, C, D .

Допустим, что известны параметры электропередачи A, B, C, D и режимные параметры начала: P_1, Q_1, U_1 . По этим параметрам режима вычисляются полная мощность S_1 и угол φ_1 между векторами напряжения и тока в начале электропередачи. Затем рассчитываются φ'_1 и S_{*1} :

$$\varphi'_1 = \varphi_1 + \Psi_B - \Psi_D; S_{*1} = S_1 \frac{|B|}{U_1^2 |D|}.$$

Пользуясь шкалами $\delta + \Psi_D$ и $1/U_{*1}$ номограммы начала (см. рис. 2-49), по известным φ'_1 и S_{*1} находят угол $\delta + \Psi_D$ и величину $1/U_{*1}$, по которым вычисляют углы δ и $\delta - \Psi_A$, а также напряжение в конце линии:

$$U_2 = \frac{U_1 |D|}{U_{*1}}; U_{*2} = \frac{U_2 |A|}{U_1}.$$

В соответствии с найденными величинами U_2 и $\delta - \Psi_A$ по номограмме конца находят S_{*2} и φ'_2 , после чего нетрудно рассчитать

$$S_2 = \frac{S_{*2} U_2^2 |A|}{|B|}; \varphi_2 = \varphi'_2 + \Psi_A - \Psi_B;$$

$$P_2 = S_2 \cos \varphi_2; Q_2 = S_2 \sin \varphi_2.$$

В номограммах начала и конца не используются выражения мощности в комплексной форме, поэтому при токе, отстающем от напряжения, можно записать, что $\dot{S}_2 = P_2 - jQ_2$, если принято, что $\dot{S} = \sqrt{3} \dot{U} \dot{I}$ и $\dot{S}_2 = P_2 + jQ_2$ (при $\dot{S} = \sqrt{3} \dot{U} \dot{I}$).

Аналогично проводятся расчеты, если заданы параметры режима в конце электропередачи или мощности одного из концов и угол между напряжениями по концам.

Вторая универсальная номограмма (рис. 2-50) позволяет найти режимные параметры по концам электропередачи, если известны мощность на одном конце и напряжение на другом ее конце. В номограмме совмещены данные для начала и конца электропередачи. Расположение их такое же, как и в номограмме (см. рис. 2-49), число шкал прежнее. За базисную мощность начала принята мощность

$$S_{16} = \frac{U_2^2}{|B| |D|}.$$

При этом в именованных единицах мощность начала

$$S_1 = S_{*12} \frac{U_2^2}{|B| |D|}.$$

Для конца в качестве базисной принята мощность

$$S_{26} = \frac{U_1^2}{|B| |A|}.$$

При этом мощность в конце линии

$$S_2 = S_{*21} \frac{U_1^2}{|B| |A|}.$$

Остальные три шкалы остаются прежними. Второй номограммой пользуются аналогично первой.

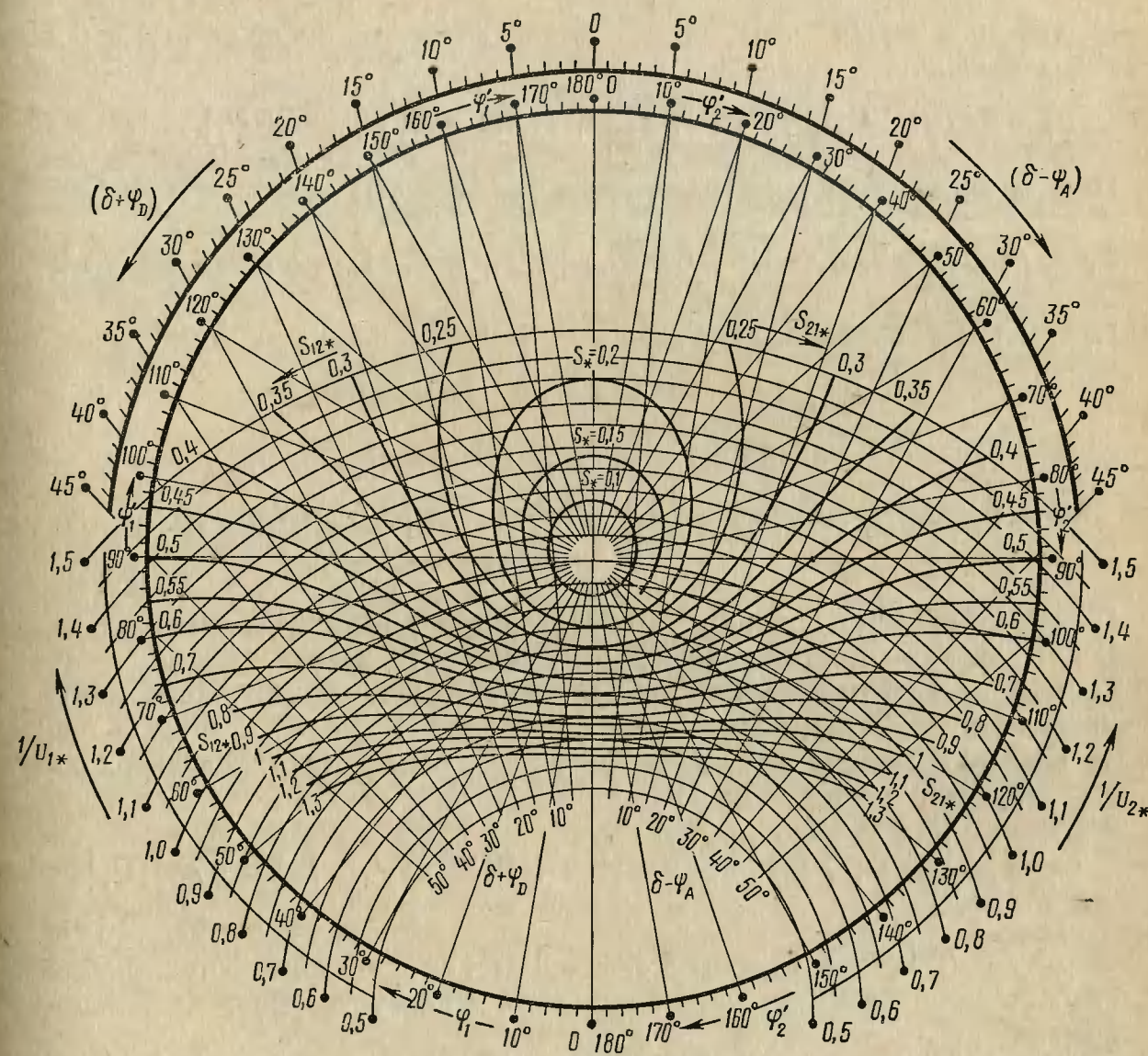


Рис. 2-50

После того как тем или иным способом найдены потоки мощностей по концам электропередачи, можно найти потери мощности и определить ее к. п. д.

Зависимость к. п. д. от режима электропередачи и ее длины. Условия, при которых к. п. д. ЛЭП будет наибольшим. Мощность в начале передачи, представленной четырехполюсником с параметрами A, B, C, D ,

$$P_1 = \operatorname{Re} \dot{S}_1 = \operatorname{Re} (\sqrt{3} \dot{U}_1 \dot{I}_1).$$

Принимая во внимание, что

$$U_1 = A\dot{U}_2 + \sqrt{3} B\dot{I}_2, \text{ а } \dot{I}_1 = \frac{C}{\sqrt{3}} \dot{U}_2 + D\dot{I}_2,$$

получим

$$P_1 = \operatorname{Re} \left[A\hat{C}\dot{U}_2^2 + B\hat{D} \frac{S_2^2}{U_2^2} + (A\hat{D} + B\hat{C}) P_2 + j(A\hat{D} - B\hat{C}) Q_2 \right]. \quad (2-134)$$

Мощность в конце электропередачи можно найти по параметрам режима в начале:

$$P_2 = \operatorname{Re} [(B\hat{C} + A\hat{D}) P_1 - A\hat{B} \frac{S_1^2}{U_1^2} + j(A\hat{D} - B\hat{C}) Q_1 - \hat{C}D U_1^2]. \quad (2-135)$$

Потери мощности в электропередаче [см. (2-134)]

$$\Delta P = P_1 - P_2 = \operatorname{Re} \left[A\hat{C}U_2^2 + B\hat{D} \frac{S_2^2}{U_2^2} + (A\hat{D} + B\hat{C} - 1) P_2 + j(A\hat{D} - B\hat{C}) Q_2 \right].$$

Проведя необходимые преобразования, можно показать, что

$$\operatorname{Re} [j(A\hat{D} - B\hat{C})] = -\operatorname{Im} (A\hat{D} - B\hat{C}),$$

тогда уравнение для потерь активной мощности запишется как

$$\Delta P = \operatorname{Re} \left[A\hat{C}U_2^2 + B\hat{D} \frac{S_2^2}{U_2^2} + (A\hat{D} + B\hat{C} - 1) P_2 \right] - \operatorname{Im} (A\hat{D} - B\hat{C}) Q_2. \quad (2-136)$$

В этом выражении знак перед составляющей, имеющей сомножитель Q_2 , соответствует потоку реактивной мощности в приемную систему. При изменении направления реактивной мощности необходимо изменить знак перед Q_2 на обратный.

Потери мощности можно выразить через параметры, характеризующие режим в начале передачи:

$$\Delta P = \operatorname{Re} \left[D\hat{C}U_1^2 + B\hat{A} \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} - (D\hat{A} + B\hat{C} - 1) P_1 - j(B\hat{C} - D\hat{A}) Q_1 \right]. \quad (2-137)$$

Формулы (2-134) и (2-135) справедливы как для линии при любом способе компенсации ее параметров, так и для электропередачи в целом.

Уравнения (2-136) и (2-137) можно представить в виде трех слагающих потерь активной мощности; так, на основе (2-137) можно записать;

$\operatorname{Re} (D\hat{C}) U_1^2$ — потери, не зависящие от передаваемой мощности и называемые потерями холостого хода;

$\operatorname{Re} \left[B\hat{A} \frac{P_1^2}{U_1^2} - (D\hat{A} + B\hat{C} - 1) P_1 \right]$ — потери, зависящие от активной мощности передачи;

$\operatorname{Re} \left[B\hat{A} \frac{Q_1^2}{U_1^2} - j(B\hat{C} - D\hat{A}) Q_1 \right]$ — потери от перетоков реактивной мощности.

Максимальный к. п. д. при заданном напряжении начала или конца находится совместным решением двух уравнений:

$$\partial \Delta P / \partial P = 0; \quad \partial \Delta P / \partial Q = 0,$$

где ΔP берется из (2-136) или (2-137), а под P и Q понимается соответственно P_2 , Q_2 или P_1 , Q_1 .

После решения указанных уравнений применительно к (2-136) можно найти мощность в долях от натуральной, при которой к. п. д. передачи будет максимальным:

$$\dot{S}_{2\eta_{\max}} = \frac{\dot{S}_{2\eta_{\max}}}{P_c} = Z_c \sqrt{\frac{\operatorname{Re} (A\hat{C})}{\operatorname{Re} (B\hat{D})}} (\cos \varphi_{2\eta_{\max}} + j \sin \varphi_{2\eta_{\max}}), \quad (2-138)$$

где

$$\sin \varphi_{2\eta_{\max}} = -\frac{\operatorname{Im} (A\hat{D} - B\hat{C})}{2 \sqrt{\operatorname{Re} (B\hat{D}) \operatorname{Re} (A\hat{C})}}. \quad (2-139)$$

Напряжение в начале линии, когда по ней передается мощность, определенная в соответствии с (2-138) и (2-139),

$$U_{*1} = \frac{U_1}{U_2} = \sqrt{\left(A_1 + \frac{B_1}{z_c} P_{*2\eta_{\max}} + \frac{B_2}{z_c} Q_{*2\eta_{\max}} \right)^2 + \left(A_2 + \frac{B_2}{z_c} P_{*2\eta_{\max}} - \frac{B_1}{z_c} Q_{*2\eta_{\max}} \right)^2}, \quad (2-140)$$

где было принято, что $A = A_1 + jA_2$; $B = B_1 + jB_2$, а реактивная мощность имеет положительное направление (в приемную систему). Поэтому изменение знака у реактивной мощности, равно как и у составляющих постоянных четырехполюсника A и B , необходимо учесть при определении напряжения в начале линии U_1 .

Если рассматривать только линию, то обобщенные параметры A , B , C и D можно выразить через гиперболические функции. При чисто активной нагрузке в конце линии P_2 , определяемой сопротивлением R_n , мощность, соответствующая наибольшему к. п. д. линии,

$$P_{*2\eta_{\max}} = \left(\frac{P_2}{P_c} \right)_{\eta_{\max}} = \sqrt{\frac{1 + \operatorname{tg} \xi_c \operatorname{tg} (\Psi + \sigma)}{1 - \operatorname{tg} \xi_c \operatorname{tg} (\Psi - \sigma)}}, \quad (2-141)$$

где ξ_c — фазовый угол волнового сопротивления; Ψ и σ — соответственно аргументы гиперболических синуса и косинуса комплексной величины $\gamma_0 l$.

Из (2-141) следует, что в общем случае мощность, при которой линия работает с максимальным к. п. д., не равна натуральной. Только при некоторых значениях длины линии, когда $\operatorname{tg} (\Psi - \sigma) = 0$, или в неискажающей линии ($\xi_c = 0$) мощность, отвечающая наибольшему к. п. д., соответствует натуральной. Зависимость $P_{2\eta_{\max}} = f(l)$ приведена на рис. 2-51 штриховой линией. Для относительно коротких линий (до 500—600 км) максимальному к. п. д. соответствует передача активной мощности, существенно меньшей натуральной. При длинах

линии 1200 км и более мощность $P_{2\eta_{\max}}$ приближается к натуральной. И лишь для бесконечно длинной линии максимум к. п. д. наступает при передаче натуральной мощности. Эти же условия будут соблюдаться при длинах однородной линии порядка 3000, 4500 и 6000 км.

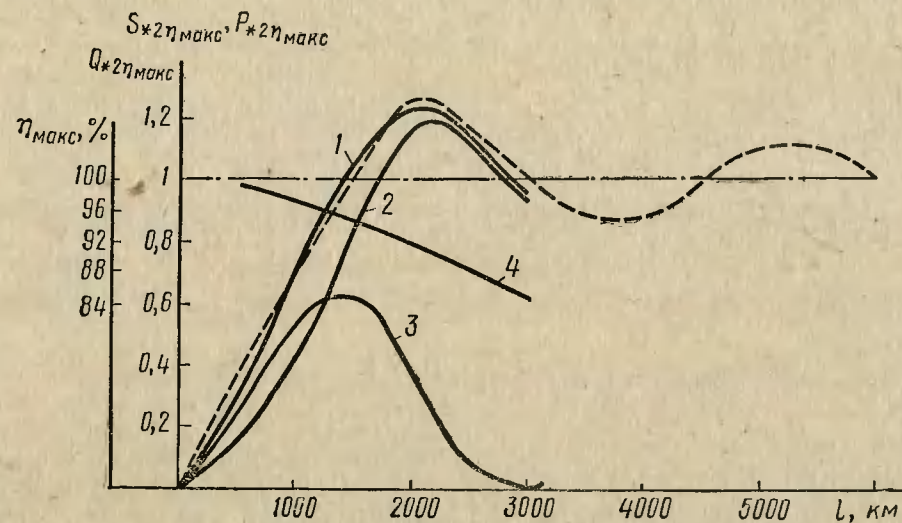


Рис. 2-51

Наличие потока реактивной мощности в конце электропередачи не меняет общей зависимости $P_{2\eta_{\max}}$ в функции длины линии. Однако при этом несколько изменится длина линии, когда максимум к. п. д. достигнет при передаче мощности, равной натуральной. Последнее видно из рис. 2-51, где приведены зависимости 1 — $S_{*2\eta_{\max}}$; 2 — $P_{*2\eta_{\max}}$; 3 — $Q_{*2\eta_{\max}}$, построенные в соответствии с (2-138) и (2-139). Кроме того, из рис. 2-51 следует, что с увеличением длины линии ее наибольший к. п. д. (зависимость 4) уменьшается.

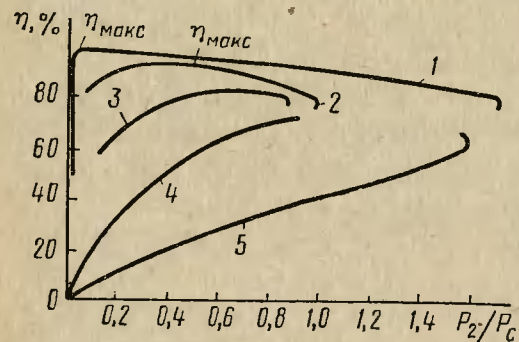


Рис. 2-52

Наличие потерь в трансформаторах электропередачи, компенсирующих устройствах линии меняет условия экономичности режима электропередачи в целом. Поэтому величина к. п. д. линии служит только одним из показателей экономичности работы всей передачи в целом. Разумеется, что с увеличением длины линии повышение к. п. д. становится наиболее существенным, поскольку абсолютные потери достигают значительных величин.

Выявить изменение потерь активной мощности, а следовательно, и к. п. д. от нагрузки электропередачи можно с помощью выражений (2-136) и (2-137). Приведенные на рис. 2-52 зависимости 1, 2, 3, 4 и 5, полученные соответственно для линий длиной 500, 1000, 1500, 2000 и 2500 км, показывают, что по мере роста длины линии активная мощность, соответствующая наибольшему к. п. д., увеличивается. В этих

условиях потери активной мощности растут, что, естественно, ведет к снижению максимального к. п. д. Анализ, связанный с определением максимального к. п. д. линии, проводился в предположении зафиксированного напряжения одного из концов линии. При этом напряжение другого конца находится по известным соотношениям. Так, при заданном напряжении приемного конца линии напряжение в начале ее определяется выражением (2-140). Полученные при анализе результаты, иллюстрированные соответствующими графиками, позволяют сделать вывод, что в общем случае передача по линии мощности, равной натуральной, а также равенство напряжений по концам ее, вовсе не означают режима минимальных потерь в линии. Безусловно, что в тех или иных конкретных условиях указанные выше режимы ($U_1 = U_2 = \text{const}$; $P_{*2} = 1$) для всей электропередачи могут быть целесообразными.

Влияние перепада напряжений по концам электропередачи $K = U_1/U_2$ на потери мощности в линии и к. п. д. Потоки активной мощности по концам электропередачи, представленной четырехполюсником, можно записать как

$$P_1 = \text{Re} \sqrt{3} \dot{U}_1 \hat{I}_1 = \frac{U_1^2}{B} \left[D \cos(\Psi_B - \Psi_D) - \frac{1}{K} \cos(\Psi_B + \delta) \right]; \quad (2-142)$$

$$P_2 = \text{Re} \sqrt{3} \dot{U}_2 \hat{I}_2 = -\frac{U_2^2}{B} [A \cos(\Psi_B - \Psi_A) - K \cos(\Psi_B - \delta)], \quad (2-143)$$

где A, B, D — модули постоянных четырехполюсника; Ψ_A, Ψ_B, Ψ_D — их фазовые углы; δ — угол между векторами напряжений по концам электропередачи.

Принимая во внимание (2-142) и (2-143), получим выражение для к. п. д. передачи:

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} = \frac{1}{K} \left[\frac{A \cos(\Psi_B - \Psi_A) - K \cos(\Psi_B - \delta)}{\cos(\Psi_B + \delta) - KD \cos(\Psi_B - \Psi_D)} \right], \quad (2-144)$$

из которого следует, что для данной электропередачи к. п. д. является функцией перепада напряжений K и угла δ .

Перепад напряжения по концам электропередачи K_0 , обеспечивающий максимум к. п. д. в любом режиме, определенном углом δ , можно найти из условия $\partial \eta / \partial K = 0$, которому соответствует уравнение

$$K_0^2 \cos(\Psi_B - \delta) - 2K_0 A \cos(\Psi_B - \Psi_A) + \cos(\Psi_B + \delta) = 0. \quad (2-145)$$

Если угол δ известен, то решение (2-145) с целью нахождения K_0 не вызывает трудностей. В тех случаях, когда режим электропередачи задается величинами P_1 и U_1 , значения K_0 и δ определяются из совместного решения уравнений (2-142) и (2-145). При известных P_2 и U_2 искомые величины K_0 и δ находят из уравнений (2-143) и (2-145).

Аналитическую зависимость между к. п. д. электропередачи и величиной K_0 можно получить, приведя (2-145) к виду

$$\frac{1}{K_0} = \frac{A \cos(\Psi_B - \Psi_A) - K_0 \cos(\Psi_B - \delta)}{\cos(\Psi_B + \delta) - K_0 A \cos(\Psi_B - \Psi_A)}.$$

Сравнивая последнее равенство и (2-144), найдем, что при $A = D$

$$\eta_{\max} = 1/K_0^2. \quad (2-146)$$

Таким образом, определив K_0 и воспользовавшись (2-146), можно найти максимальный к. п. д. рассматриваемого режима передачи.

Из (2-146) следует, что режимы работы линий различной длины можно сделать экономически более целесообразными, если предусмотреть работу их с такими перепадами напряжения по концам, которые отвечают максимуму к. п. д. линии. Перепад напряжений по концам электропередачи изменяет распределение напряжения вдоль линии и является причиной уменьшения потока реактивной мощности, что ведет к повышению к. п. д. линии.

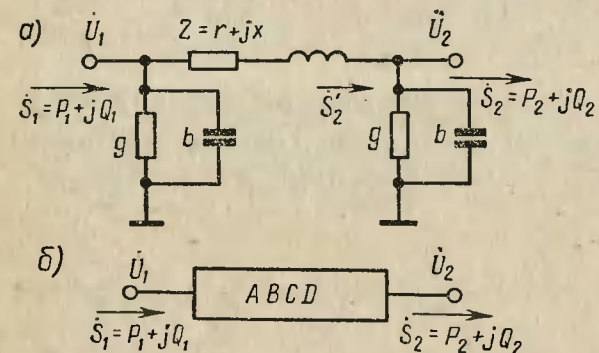


Рис. 2-53

Задачи, связанные с обеспечением минимальных потерь мощности при проектировании и эксплуатации. Обычная постановка задачи предусматривает случай, когда в приемную систему от удаленной станции необходимо передать ту или иную активную мощность. Представим линию П-образной схемой замещения (рис. 2-53, а). Предположим, что в приемную систему требуется передавать активную мощность P_2 , обеспечивая при этом минимум активных потерь в линии. Обозначим поток полной мощности в конце линии через S_2 , причем

$$S_2 = P_2 + jQ_2,$$

тогда

$$S'_2 = P'_2 + jQ'_2,$$

где

$$P'_2 = P_2 + U_2^2 g; \quad Q'_2 = -U_2^2 b + Q_2.$$

Потери активной мощности в линии

$$\Delta P = U_2^2 g + \frac{S_2'^2}{U_2^2} r + U_1^2 g.$$

Напряжение в начале линии U_1 можно найти, воспользовавшись известным соотношением

$$U_1^2 = \left[U_2 + \frac{(P_2 + U_2^2 g)r + Q'_2 x}{U_2} \right]^2 + \left[\frac{(P_2 + U_2^2 g)x - Q'_2 r}{U_2} \right]^2,$$

которое после соответствующих преобразований принимает вид

$$U_1^2 = U_2^2 (1 + 2rg + g^2 z^2) + \frac{P_2^2}{U_2^2} z^2 + 2P_2 [r + gz^2] + \frac{Q_2^2}{U_2^2} z^2 + 2Q_2' x,$$

где $z^2 = r^2 + x^2$.

Окончательно выражение для потерь активной мощности получим в виде

$$\Delta P = U_2^2 [2g + g^2 (3r + gz^2)] + \frac{P_2^2}{U_2^2} (r + gz^2) + 2P_2 g (2r + gz^2) + \frac{Q_2^2}{U_2^2} (r + gz^2) + 2Q_2' xg. \quad (2-147)$$

Из (2-147) видно, что потери активной мощности в линии являются функцией параметров линии, напряжения U_2 и мощностей P_2 и Q_2' . Так как мощность P_2 и параметры линии заданы, то в конечном счете величина ΔP зависит от напряжения в конце линии U_2 и потока реактивной мощности Q_2' . При этом условия, соответствующие минимуму потерь активной мощности, можно найти, если взять частные производные ΔP по U_2 и Q_2' и приравнять их нулю.

Из уравнения $\partial \Delta P / \partial Q_2' = 0$ найдем, что

$$Q_2' = -\frac{U_2^2 xg}{r + gz^2}. \quad (2-148)$$

Уравнение $\partial \Delta P / \partial U_2 = 0$ дает после некоторых преобразований выражение

$$U_2^2 = \frac{\sqrt{2} P_2 (r + gz^2)}{\sqrt{[4g + 2g^2 (3r + gz^2)] (r + gz^2) - 2x^2 g^2}}. \quad (2-149)$$

Принимая во внимание, что $g^2 \ll g$, выражение (2-149) можно упростить и представить в виде

$$U_2^2 = \frac{\sqrt{2} P_2 (r + gz^2)}{\sqrt{4g (r + gz^2) - 2x^2 g^2}}. \quad (2-150)$$

Аналогичные соотношения можно получить, представив линию четырехполюсником (рис. 2-53, б), а потери в линии — выражением (2-136). При этом будем иметь

$$Q_2 = \frac{\text{Im} (\hat{A}\hat{D} - \hat{B}\hat{C}) U_2^2}{2 \text{Re} \hat{B}\hat{D}}; \quad (2-151)$$

$$U_2^2 = \frac{2 \text{Re} \hat{B}\hat{D} P_2}{\sqrt{4 \text{Re} (\hat{A}\hat{C}) \text{Re} (\hat{B}\hat{D}) - [\text{Im} (\hat{A}\hat{D} - \hat{B}\hat{C})]^2}}. \quad (2-152)$$

Напряжение в начале линии, соответствующее принятым условиям,

$$\begin{aligned} \dot{U}_1 &= A\dot{U}_2 + \sqrt{3} B\dot{I}_2 = A\dot{U}_2 + B\frac{P_2}{U_2} - jB\frac{Q_2}{U_2} = \\ &= \left(A_1 U_2 + B_1 \frac{Q_2}{U_2} + B_2 \frac{Q_2}{U_2} \right) + j \left(A_2 U_2 + B_2 \frac{P_2}{U_2} - B_1 \frac{Q_2}{U_2} \right). \end{aligned} \quad (2-153)$$

Здесь

$$A = A_1 + jA_2; \quad B = B_1 + jB_2.$$

Из (2-150) и (2-152) видно, что при потоке активной мощности в приемную систему P_2 для обеспечения минимума потерь активной мощности в линии необходимо иметь в конце ее напряжение, пропор-

циональное $\sqrt{P_2}$. Коэффициент пропорциональности между этими величинами зависит от параметров линии и в общем случае меняется с изменением ее длины. Таким образом, при изменении потока активной мощности P_2 напряжение U_2 следует менять, если необходимо обеспечить максимум к. п. д. линии. Последнее можно иллюстрировать зависимостями, представленными на рис. 2-54, где приведено изменение напряжений по концам линии $U_{*1} = U_1/U_{\text{ном}}$; $U_{*2} = U_2/U_{\text{ном}}$ различной длины (параметры схемы замещения представлены в табл. 2-1), а также изменение реактивной мощности $Q_{*2} = Q_2/P_c$ в функции

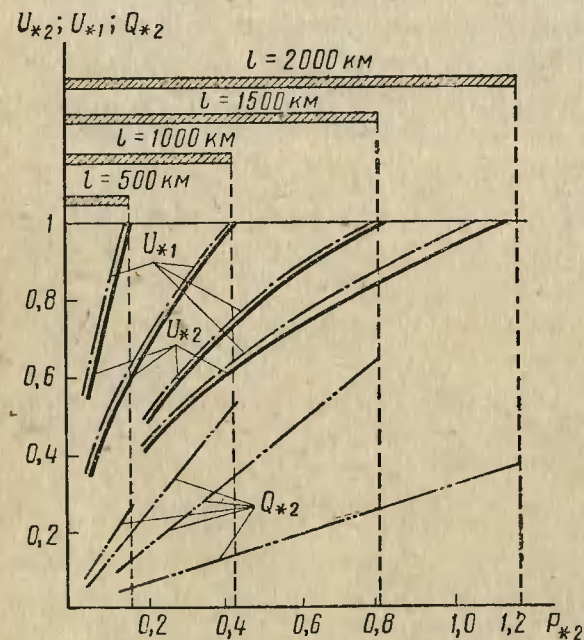


Рис. 2-54

рассмотреть условия баланса реактивной мощности в конце линии (см. рис. 2-53, а). Реактивная мощность, соответствующая емкостной проводимости линии,

$$-U_2^2 b = U_2^2 \text{Im } \hat{Y} = U_2^2 \text{Im} \left[\frac{\hat{A} - 1}{\hat{B}} \right], \quad (2-154)$$

где учтено, что $A = 1 + ZY$.

Поток реактивной мощности Q_2 определяется уравнением (2-151). Для некомпенсированной линии длиной до 3000 км ($\text{Im } \hat{A}\hat{D} = 0$, а $\text{Im } \hat{B}\hat{C} < 0$)

$$Q_2 = \frac{\text{Im } \hat{B}\hat{C}}{2 \text{Re } \hat{B}\hat{D}} U_2^2 > 0. \quad (2-155)$$

При этом имеет место неравенство $|U_2^2 b| > |Q_2|$.

Следовательно, поток реактивной мощности Q_2 , определяющий потери в активном сопротивлении некомпенсированной линии длиной до 3000 км, всегда меньше мощности генерируемой линией на величину

Q_2 и направлен от конца в начало линии, т. е.

$$Q_2' = -U_2^2 \left[b - \frac{\text{Im } \hat{B}\hat{C}}{2 \text{Re } \hat{B}\hat{D}} \right]. \quad (2-156)$$

Составляющая потерь, равная $\text{Re } \hat{B}\hat{D} \frac{S_2^2}{U_2^2}$, при увеличении U_2 снижается пропорционально квадрату напряжения. Чтобы выявить влияние изменения напряжения на потери активной мощности, необходимо знать долю каждой составляющей в сумме общих потерь. Для линий длиной $l = 500$ км составляющая $\text{Re } \hat{A}\hat{C} U_2^2$ мала ($\text{Re } \hat{A}\hat{C} = 0,0098 \cdot 10^{-4}$), поэтому увеличение напряжения, связанное с ростом передаваемой по линии активной мощности, не изменяя существенно потерь холостого хода, резко снижает нагрузочные потери. По мере роста длины линии доля составляющей потерь холостого хода увеличивается. Так, при длине линии $l = 2000$ км $\text{Re } \hat{A}\hat{C} = 2,52 \cdot 10^{-4}$, т. е. примерно в 30 раз больше, чем в предыдущем случае. Поэтому рост напряжения в конце линии, неизбежно связанный с увеличением P_2 , по мере увеличения длины линии замедляется. Это и нашло свое отражение на рис. 2-54, где $U_2 = U_{\text{ном}} = 750$ кв уже при $P_{*2} = 0,163$ ($l = 500$ км) и при $P_{*2} = 1,18$ ($l = 2000$ км).

Таким образом, в условиях заданной активной мощности P_2 обеспечить максимальный к. п. д. линии можно путем регулирования напряжения U_2 по строго заданному закону. Однако при этом напряжения как U_2 , так и U_1 могут существенно отличаться от номинального. Поскольку существующие в настоящее время средства регулирования напряжения имеют ограниченные возможности, то практически обеспечить абсолютный минимум потерь естественной линии не представляется возможным.

Очень часто, чтобы снизить потери, надо повысить напряжение. Рост его для линии длиной $l = 1000$ км и более ограничивается заметными потерями холостого хода, которые можно уменьшить путем компенсации емкостной составляющей проводимости линии, т. е. установки на линии компенсирующих устройств КУ в виде реакторов.

Влияние размещения компенсирующих устройств и их мощности на потери активной мощности. Отыскание оптимального режима (изменение мощности включенных КУ) в зависимости от передаваемой по линии мощности важно как при проектировании, так и при эксплуатации дальних электропередач.

Выбор места установки, мощности КУ, характеристик их при изменении режима работы передачи и т. д. зависит от ряда технических и экономических факторов. Так, от места установки и характеристик КУ зависят потери энергии во всей электропередаче, устойчивость ее работы, регулирование напряжения в заданных пределах при различной нагрузке, условия работы защиты, перенапряжения на отдельных элементах электропередачи и многое другое. При проектировании и выборе мощности КУ должны приниматься во внимание и другие факторы, например, необходимость уменьшения капиталовложений в связи с возможностью размещения КУ на переключательных

пунктах или подстанциях, удобство помещения КУ в данной точке линии (по условиям эксплуатации и эффективности действия). Таким образом, для каждой передачи и каждого ее режима существуют некоторые наиболее выгодные по тем или иным условиям значения мощности компенсирующих устройств и их расстановка.

Оптимальный вариант распределения средств компенсации в условиях многообразия влияющих факторов приходится находить путем сопоставления ряда вариантов с учетом уже упомянутых практических обстоятельств.

В качестве иллюстрации этого принципиального положения рассмотрим эффект включения реактора в середине линии на параметры режима электропередачи напряжением 500 кВ. Результаты расчетов

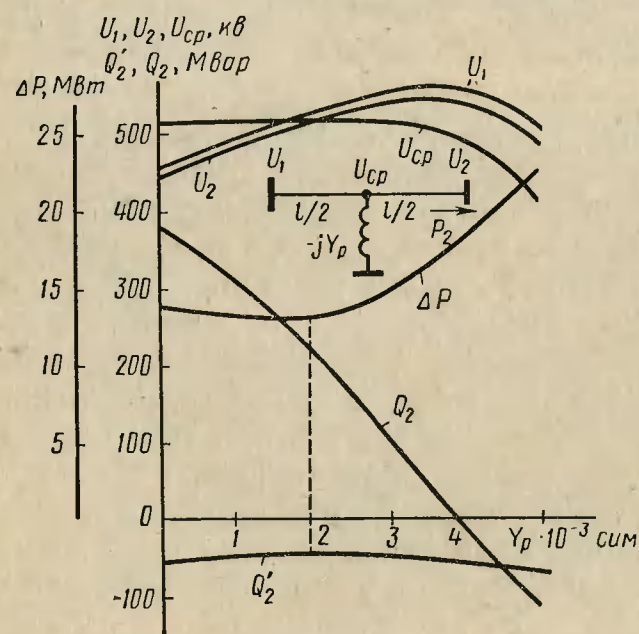


Рис. 2-55

при $P_2 = 300$ Мвт представлены в виде графиков на рис. 2-55, где U_1 , U_2 и U_{cp} — напряжение в начале, конце и середине линии соответственно; Q_2 и Q_2' — потоки реактивной мощности; ΔP — потери активной мощности в линии; Y_p — реактивная проводимость реакторов. Для естественной линии ($Y_p = 0$) в рассматриваемом режиме на конце ее целесообразно поддерживать напряжение $U_2 = 445$ кВ, что в условиях ограниченного регулирования коэффициента трансформации автотрансформатора приведет к чрезмерному (ниже номинального) снижению напряжения на вторичной стороне подстанции приемной системы и уменьшению ее пропускной способности. При этом поток реактивной мощности в приемную систему $Q_2 = 373$ Мвар. Установка реактора в середине линии так изменяет ее эквивалентные параметры, что экономически целесообразное напряжение U_2 [см. (2-152)], потоки реактивной мощности Q_2 и Q_2' , а также потери активной мощности изменяются. Наиболее эффективна в этом режиме установка реактора мощностью 500 Мвар ($Y_p = 2 \cdot 10^{-3}$ сим). При этом напряжение U_2 повышается, реактивная мощность Q_2' и потери ΔP оказываются минимальными. Дальнейшее увеличение мощности реактора оказывается не рациональным, так как при этом дополнительные затраты на установку реакторов ничем не могут окупиться. Отметим, что установка реактора на линии снижает поток реактивной мощности в приемную систему (см. рис. 2-55), что может привести к уменьшению загрузки синхронных компенсаторов приемной подстанции системы, работающих в режиме недовозбуждения.

Таким образом, принципиально идея компенсации емкостной проводимости линии поперечной индуктивной проводимостью (реакторами)

в режимах наименьших нагрузок сводится к такому изменению эквивалентных параметров линии передачи, когда экономически целесообразное напряжение в конце ее, с точки зрения обеспечения наименьших активных потерь, становится равным номинальному, поскольку удовлетворяется условие (2-152). В этом случае может быть получен абсолютный минимум потерь в линии, равно как и при снижении напряжения U_2 естественной линии [см. (2-152)] в соответствии с изменением активной мощности P_2 .

Естественно, что при таком подходе к решению задачи мощность реакторов и их расположение будут зависеть от рассматриваемого режима. Однако целесообразность изменения мощности реакторов при изменении активной мощности электропередачи должна быть обоснована соответствующими экономическими расчетами и практической возможностью осуществления этого мероприятия.

Следовательно, для правильной ориентации при разработке и сопоставлении вариантов необходимо иметь некоторые общие аналитически полученные условия выбора места расстановки и мощности КУ на линии.

Наиболее существенное влияние на потери оказывает расположение на линии шунтирующих реакторов и их мощность. Перемещение конденсаторов последовательной компенсации вдоль линии относительно меньше влияет на изменение потерь мощности электропередачи.

Расстояние между реакторами (длина некомпенсированного участка) и их мощность, отвечающие наименьшим потерям электропередачи, могут быть найдены из условий:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{\text{л}} + \Delta P_{\text{р}} = \Delta P_{\text{мин}}; \quad (2-157)$$

$$U_2 = (1 \div K) U_{\text{ном}}, \quad (2-158)$$

где $\Delta P_{\text{л}}$ — потери в линии; $\Delta P_{\text{р}}$ — потери в реакторах; K — допустимый перепад напряжения на линии или участке.

Поскольку потери в реакторах зависят от их активной проводимости g_p , то она может быть учтена в соответствующих параметрах, характеризующих линию. Следовательно, и в данном случае потери активной мощности являются функцией постоянных A , B , C , D , которые зависят от мощности реакторов, места их установки l_1 , длины электропередачи l и др. Строго говоря, чтобы найти мощность и место расположения реакторов, обеспечивающих максимум к. п. д., надо решить совместно следующие уравнения:

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial Q_2} = 0; \quad \frac{\partial \Delta P}{\partial Y_p} = 0; \quad \frac{\partial \Delta P}{\partial l_1} = 0 \quad (2-159)$$

при соблюдении равенства (2-158). Решение уравнений (2-159) в общем виде затруднительно, поскольку выражения для постоянных A , B , C , D , характеризующих компенсированную линию, имеют сложный вид (табл. 2-3). Здесь можно применить упрощенный подход, дающий вполне приемлемые для практики решения.

Предположим, что необходимо найти длину линии l с реактором, имеющим проводимость g_p и y_p в начале ее. Условию минимума потерь компенсированной линии соответствуют уравнения (2-151) и (2-152). Если считать, что в области рассматриваемых режимов напряжение в конце линии U_2 по тем или иным соображениям задано, то уравнение (2-152) становится определенным. Уравнение (2-151) можно разрешить, если учесть, что при любом способе компенсации параметров линии имеет место равенство

$$|U_2 b| = Q_2 + Q_2'.$$

Решив приближенно указанные выше уравнения, можно найти, что

$$l_n = \frac{1}{\alpha_0} \sqrt{6 \operatorname{tg} \xi_c}, \quad (2-160)$$

где l_n — длина некомпенсированного участка линии, км.

При выводе (2-160) было принято допущение о том, что все члены уравнений, содержащие множителем величину g_p , малы, поэтому длина некомпенсированного участка линии не зависит от режима электропередачи и является функцией аргумента волнового сопротивления линии, т. е. отношения r_0/x_0 . Для электропередач с разным номинальным напряжением применяются различные конструкции проводов, поэтому отношение r_0/x_0 у них будет различно, а это ведет к изменению длины некомпенсированного участка линии (рис. 2-56). Так, для электропередач напряжением 750 кВ ($\operatorname{tg} \xi_c = 0,0244$) длина некомпенсированного участка будет порядка 350 км, а для электропередачи 500 кВ ($\operatorname{tg} \xi_c = 0,0349$) — (400—430) км.

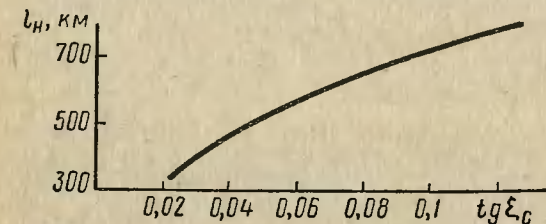


Рис. 2-56

Теперь можно определить мощность реакторов, обеспечивающую максимальный к. п. д. линии в условиях необходимого по тем или иным соображениям напряжения в конце линии U_2 . Единственной неизвестной величиной в уравнении (2-152) после подстановки в него выражений A , B , C , D для линии длиной l_n с реактором в начале является активная проводимость реактора. Приближенное решение этого уравнения дает активную проводимость (сим)

$$g_p = \frac{b}{z_c} \cdot \frac{[\lambda^2 (P_{*2}^2 - 1) + \sin^2 \lambda (1 + P_{*2}^2 \cos^2 \lambda) + \lambda P_{*2}^2 \sin 2\lambda]}{\lambda + \frac{1}{4} \sin 4\lambda + (1 - P_{*2}^2) \sin^2 \lambda \sin 2\lambda - 2\lambda P_{*2}^2 \sin^2 \lambda}, \quad (2-161)$$

где b — тангенс абсолютной величины аргумента волнового сопротивления; $P_{*2} = P_2 z_c / U_2^2$ — активная мощность в конце линии в относительных единицах; $\lambda = \sqrt{\alpha_0 l_n}$ — волновая длина некомпенсированного участка, рад.

Из (2-161) следует, что при известной длине некомпенсированного участка активная проводимость, а следовательно, и мощность реактора, является функцией передаваемой активной мощности P_{*2} .

Проведенный анализ является грубым и дает ориентировочные соотношения, но для режимов, где необходима установка реакторов ($P_{*2} \leq 0,2-0,3$), результаты получаются вполне удовлетворительными.

Подчеркнем еще раз, что целесообразность того или иного технического решения должна быть подтверждена экономическим анализом. Однако даже ориентировочная оценка дает возможность сказать, что для электропередач напряжением 750 кВ приемлемые технические показатели режимов линии можно получить, если реакторы располагать на расстоянии порядка 300—350 км, а для электропередач 500 кВ — 400—430 км; при этом не возникает ограничений по напряжению в начале участка линии.

Проверка напряжения в начале участка оказывается необходимой вследствие того, что при выявлении целесообразных параметров режима исходили из конкретных величин напряжения и мощности конца линии. Напряжение в начале участка длиной l_n можно определить, воспользовавшись выражением (2-153). Если напряжение U_1 будет выходить за допустимые пределы, то длину некомпенсированного участка следует соответственно уменьшить.

В большинстве случаев протяженность электропередачи оказывается больше, чем длина ее некомпенсированного участка. При этом размещение КУ предусматривают на нескольких подстанциях линии в зависимости от ее длины.

Для увеличения пропускной способности электропередачи в ряде случаев применяют установку продольной емкостной компенсации (УПК). Наличие УПК на линии снижает ее к. п. д. по сравнению с естественной линией в том же режиме. Увеличение мощности УПК приводит к росту потерь активной мощности в линии при одной и той же передаваемой мощности. С точки зрения снижения потерь активной

мощности УПК целесообразно располагать в середине линии или в той половине ее, которая примыкает к приемной системе, недалеко от середины (рис. 2-57, а). На рис. 2-57, б приведены зависимости (1 и 2) к. п. д. линии η напряжением 750 кВ, длиной 1000 км ($P_2 = P_c$, $U_1 = U_2$) при вариации места расположения УПК (l_1) и ее мощности. Причем зависимости 2 соответствует большее сопротивление x_k . Определение потерь активной мощности выполнялось в соответствии с (2-136), постоянные четырехполюсника находились с учетом УПК.

Варьируя мощность и расстановку КУ вдоль линии, можно обеспечить наивысший к. п. д. проектируемой линии. Таким же путем в условиях эксплуатации электропередачи можно установить график включения КУ, который будет обеспечивать работу линии с наименьшими потерями.

Полученные характеристики носили характер иллюстраций и приводились для конкретных случаев. Практическое пользование ими рекомендуется только в начальной стадии проектирования при сопоставлении большого количества предварительных исходных вариантов исполнения линии и ее режимов.

При определении потерь активной мощности в линии должны учитываться и потери на корону. Если эти потери учтены тем или иным способом в постоянных четырехполюсника, характеризующего линию, то выражение (2-136) дает полные потери в линии. В противном случае учет потерь на корону должен выполняться самостоятельно.

Потери на корону зависят от распределения напряжения вдоль линии, которое, в свою очередь, определяется рассматриваемым режимом. Однако при выявлении условий, соответствующих оптимальным параметрам режима, учет изменения потерь на корону не является обязательным, поскольку их доля сравнительно невелика.

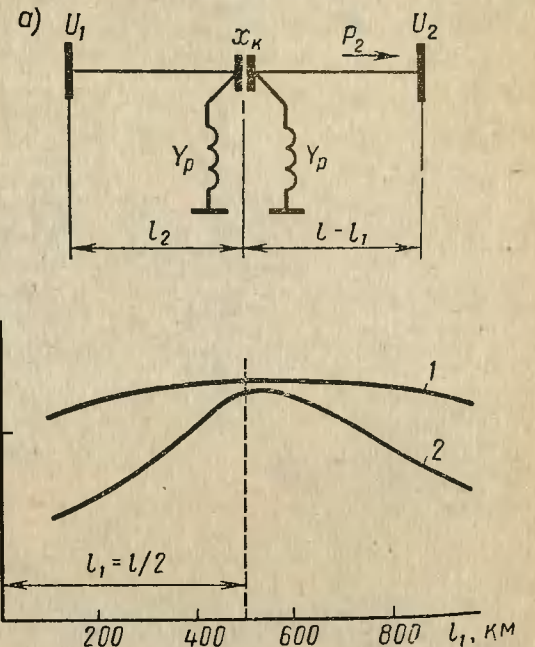


Рис. 2-57

§ 2-6. ПОТОКИ МОЩНОСТИ И КОЭФФИЦИЕНТ ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Для расчета потоков мощности и определения к. п. д. передачи составим схему замещения. Поскольку будет рассматриваться только установившийся режим, то в схему замещения войдут лишь активные сопротивления, приведенные к стороне вентильной обмотки трансформатора каждого моста. При этом рассмотрим три режима работы, наиболее характерные для биполярной многомостовой передачи (рис. 2-58):

1) в работе I полупесть, провода обоих полюсов включены параллельно (показано штриховой линией). Это пусковой режим, или режим I очереди передачи. Он может применяться также при длительных ремонтах одной полупесть. Возврат тока осуществляется через землю;

2) в работе I полупесть, провода полупесть разделены, II полупесть заземлена. Это нормальный рабочий режим, который имеет место при передаче 50% мощности и менее или при ремонте II полупесть. Возврат тока осуществляется через землю;

3) в работе обе полупеи. Токи обеих полупеи равны, ток через землю не течет.

В первых двух случаях по линии можно передать не более 50% номинальной мощности передачи, в третьем случае — 100%. При этом

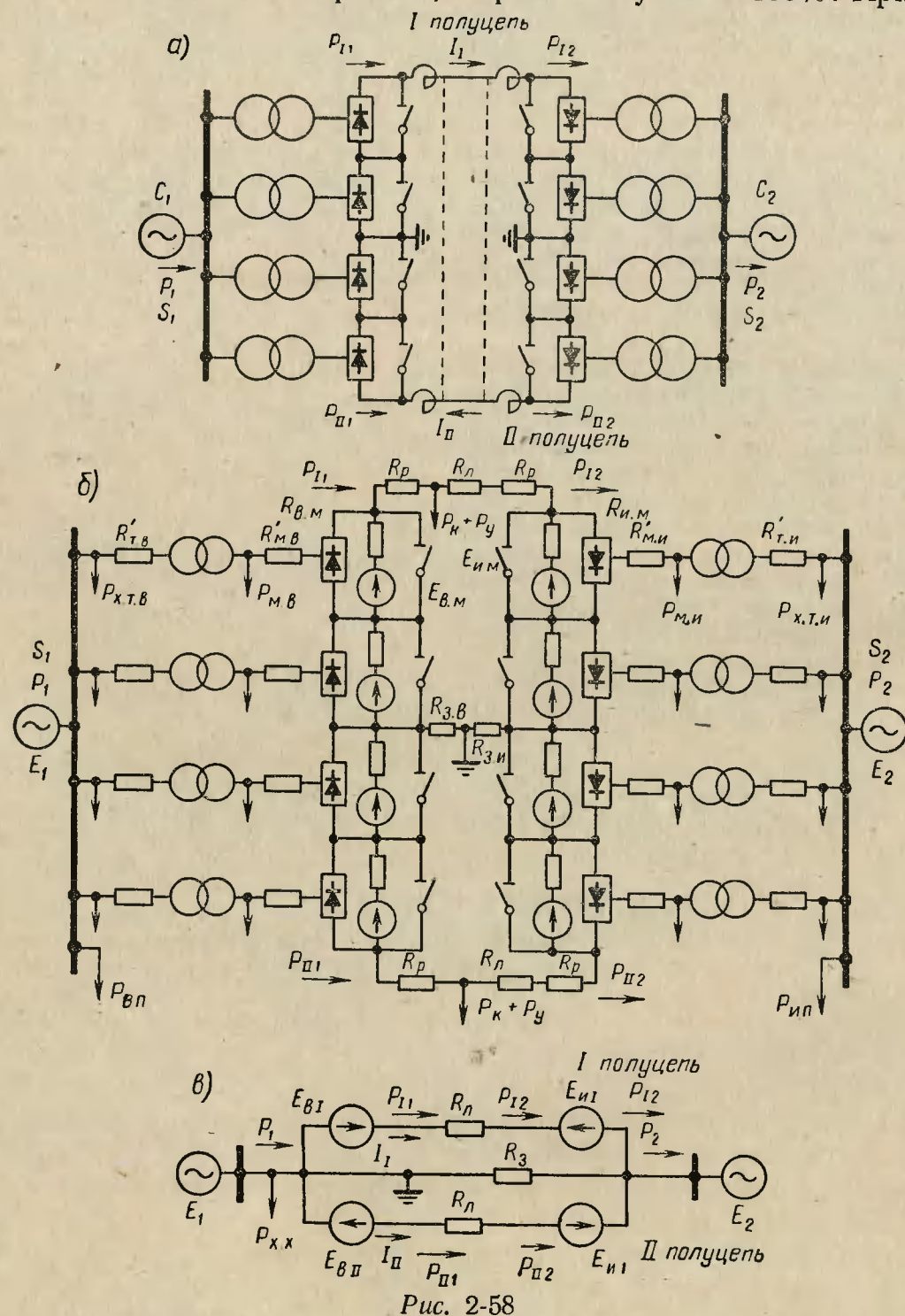


Рис. 2-58

каждая полупеи может работать с разным числом мостов, т. е. напряжения полюсов могут быть не равны по величине, но противоположны по полярности.

При одинаковой полярности обоих полюсов передача превращается в униполярную, а через землю течет сумма токов обеих полупеи.

Направление включения вентиля в каждой полупеи такой передачи должно быть различным.

Потери мощности в активных сопротивлениях зависят от квадрата тока передачи. Помимо этого, в схему замещения входят потери мощности холостого хода передачи, величина которых не зависит от нагрузки. Полная схема замещения биполярной передачи постоянного тока, пригодная для расчета активной мощности и к. п. д. передачи в установившемся режиме, приведена на рис. 2-47 и 2-58. На рис. 2-58, б совмещены схема замещения для расчета потерь активной мощности в питающей и приемной сети переменного тока и схема замещения для стороны постоянного тока. Эта схема далее преобразована и представлена на рис. 2-58, в. Каждый мост на стороне постоянного тока замещен э. д. с. моста выпрямителя

$$E_{в.м} = U_{в0} \cos \alpha$$

или э. д. с. моста инвертора

$$E_{и.м} = U_{и0} \cos \delta,$$

а также внутренним сопротивлением выпрямителя

$$R_{в.м} = \frac{3}{\pi} x_{вв}$$

или инвертора

$$R_{и.м} = -\frac{3}{\pi} x_{ви},$$

где $U_{в0}$ и $U_{и0}$ — напряжения холостого хода выпрямительного и инверторного моста соответственно; $x_{вв}$ и $x_{ви}$ — полные реактивности коммутации выпрямительного и инверторного моста соответственно.

Для упрощения принято, что мощности передающей и приемной системы равны: $S_1 = S_2 = \infty$. Системы замещены своими э. д. с. E_1 и E_2 .

Принято также, что выпрямительные и инверторные мосты работают в режиме 2-3. Коэффициент взаимного влияния мостов $A = 0$. В случае необходимости учет систем конечной мощности и взаимного влияния мостов может быть выполнен в соответствии с § 2-2.

Линейные реакторы замещены своими активными сопротивлениями

$$R_p = P_{к.р} / I^2,$$

где $P_{к.р}$ — потери активной мощности короткого замыкания реактора; I — ток полупеи.

Полюса линии передачи замещены активными сопротивлениями

$$R_{п} = r_0 l,$$

где r_0 — погонное активное сопротивление полюса на единицу длины; l — длина линии.

Кроме того, учтены потери на корону P_k и утечку по поверхности изоляторов P_y в виде сосредоточенных нагрузок. Эти потери зависят от напряжения полюса, атмосферных условий и режима работы: при

работе по схеме «полюс — земля» потери на корону примерно вдвое ниже, чем при работе по схеме «два полюса — земля».

На стороне переменного тока каждого моста в схему замещения (рис. 2-58, б) включены сопротивления $R'_{м.в}$ и $R'_{т.в}$ — для выпрямителя, $R'_{м.и}$ и $R'_{т.и}$ — для инвертора. Сопротивления $R'_{м.в}$ и $R'_{т.в}$ соответствуют потерям короткого замыкания в анодных реакторах и других элементах моста, обтекаемых главным током, и находятся аналогично сопротивлениям линейных реакторов.

Потери мощности, показанные на схеме (см. рис. 2-58, б), имеют следующие обозначения: $P_{х.т.в}$ и $P_{х.т.и}$ — потери холостого хода в трансформаторах выпрямительного и инверторного моста

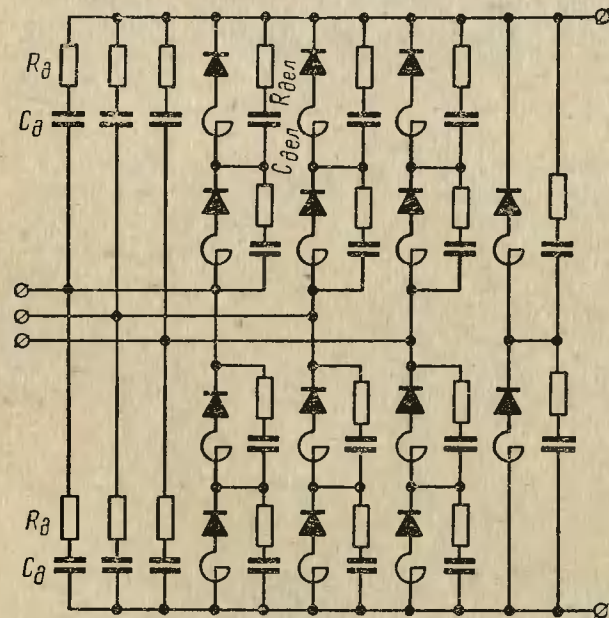


Рис. 2-59

$$\left. \begin{aligned} R_{з.в} &= R'_{з.в} + R_{з.л.в} \\ R_{з.и} &= R'_{з.и} + R_{з.л.и} \end{aligned} \right\} \text{ — сопротивление}$$

рабочего заземления выпрямительной и инверторной подстанции (здесь $R'_{з.в}$ и $R'_{з.и}$ — сопротивления растеканию тока рабочих заземлителей; $R_{з.л.в}$ и $R_{з.л.и}$ — активные сопротивления заземляющих линий выпрямительной и инверторной подстанций); $P_{в.п}$ и $P_{и.п}$ — потери холостого хода на выпрямительной и инверторной подстанции, которые не зависят или мало зависят от нагрузки и определяются расхо-

дом мощности на общеподстанционные собственные нужды, а также потери активной мощности в устройствах компенсации реактивной мощности подстанций.

Схема одного моста передачи приведена на рис. 2-59. С помощью этой схемы можно определить потери активной мощности в мостах выпрямителя $P_{м.в}$ или инвертора $P_{м.и}$. Эти потери специфичны для преобразовательных подстанций. Они обычно одинаковы для обеих подстанций ($P_{м.в} = P_{м.и} = P_m$) и определяются как

$$P_m = P_{\text{вент}} + P_{\partial.ц} + P_{\text{дел.ц}} + P_{с.н.} \quad (2-162)$$

Здесь $P_{\text{вент}} = 2nI_d\Delta U_{\text{вент}}$ — потери мощности в вентилях (n — количество вентилях, включенных последовательно в каждое плечо моста, $I_d = I_{ам}$ — выпрямленный ток моста, $\Delta U_{\text{вент}}$ — максимальное значение падения напряжения на одном вентиле); $P_{\partial.ц}$ — потери мощности в демпфирующих цепочках моста $R_{\partial}-C_{\partial}$:

$$P_{\partial.ц} = \frac{6}{T} \sum_{k=1}^m \frac{C_{\partial} U_{ск k}^2}{2}, \quad (2-163)$$

где 6 — число демпфирующих цепочек в мосте; $T = 0,02$ сек; m — количество скачков за период; $U_{ск k}$ — k -й скачок напряжения в кривой анодного напряжения вентиля, определяемый для каждого режима работы с учетом ударного коэффициента демпфирования $K_{у.д}$ (обычно принимают $K_{у.д} = 1,2 - 1,35$).

Окончательно имеем:

$$P_{\partial.ц} = 1575 K_{у.д}^2 E^2 C_{\partial} [\sin^2 \alpha + \sin^2 (\alpha + \gamma)]; \quad (2-164)$$

$P_{\text{дел.ц}}$ — потери мощности в делительных цепочках вентилях $R_{\text{дел.ц}}$ — $C_{\text{дел.ц}}$, определяемые аналогично потерям мощности в демпфирующих цепочках; $P_{с.н}$ — потери мощности в цепях собственных нужд вентилях (в дуге возбуждения, в изолирующих трансформаторах и др.) и расход мощности на собственные нужды моста.

После определения всех составляющих потерь активной мощности в передаче постоянного тока схему замещения можно упростить, пренебрегая зависимостью потерь в мостах от нагрузки и считая неизменными потери на корону и утечку. Положим, что

сопротивление одного полюса ЛЭП

$$R_{п} = n (R_{в.м} + R'_{м.в} + R'_{т.в} + R_{и.м} + R'_{м.и} + R'_{т.и}) + 2R_p + R_{л}, \quad (2-165)$$

где n — количество мостов, работающих в полупеци; сопротивление земли

$$R_{з} = R_{з.в} + R_{з.и}. \quad (2-166)$$

Для ЛЭП длиной 500—600 км $R_{з}$ в 3—4 раза меньше, чем $R_{п}$; потери мощности холостого хода

$$P_{х.х.в} + P_{х.х.и} = n (P_{х.т.в} + P_{х.т.и} + P_{м.в} + P_{м.и}) + P_{в.п} + P_{и.п} + P_{к} + P_{у}; \quad (2-167)$$

э. д. с. выпрямителя

$$E_v = n E_{в.м}; \quad (2-168a)$$

э. д. с. инвертора

$$E_{и} = n E_{и.м}. \quad (2-168б)$$

Упрощенная таким образом схема биполярной передачи постоянного тока приведена на рис. 2-58, в. Она позволяет достаточно просто определить потоки мощности, потери и к. п. д. передачи постоянного тока.

Мощность, передаваемая по линии передачи постоянного тока в установившемся режиме, определяется разностью средних значений напряжений по концам линии, напряжением между полюсами и током передачи.

По условиям отсутствия режима прерывистых токов ток передачи при регулировании в установившемся режиме можно изменять в пределах (не считая допустимых перегрузок)

$$I_{\min} \leq I \leq I_{\text{ном}}, \quad (2-169)$$

где $I_{\text{ном}}$ — номинальный ток передачи; $I_{\min} \approx 0,05 I_{\text{ном}}$ — минимальный ток, соответствующий режиму прерывистых токов.

Напряжение многомостовой передачи можно изменять ступеньками, вводя или выводя соответствующие мосты каждой полупеци на обеих

подстанциях. Например, при 8-мостовой биполярной передаче мощность можно набирать грубо, по восемь ступеней, путем ввода мостов и плавно, в пределах каждой ступени, изменяя ток каждой полупеи в пределах, определяемых (2-169). Поэтому мощность такой передачи можно изменять в пределах: $0,05P_{\text{ном}} \leq P \leq P_{\text{ном}}$.

В соответствии со схемой замещения (см. рис. 2-58, б) активная мощность, отдаваемая в I полупеи ЛЭП постоянного тока

$$P_{I1} = E_{BI} I_I, \quad (2-170)$$

где E_{BI} и I_I — э. д. с. выпрямителя и ток I полупеи.

Активная мощность, принимаемая на шины приемной сети переменного тока от инверторной подстанции по первой полупеи,

$$P_{I2} = E_{II} I_I, \quad (2-171)$$

где E_{II} — противо-э. д. с. инвертора I полупеи.

Аналогично определяется мощность II полупеи. При работе обеих полупеи $I_I = I_{II} = I$ и активная мощность, отдаваемая передающей сетью переменного тока,

$$P_1 = P_{I1} + P_{II1} + P_{x,x} = (E_{BI} + E_{BII}) I + P_{x,x} = E_B I + P_{x,x}. \quad (2-172)$$

Активная мощность, принимаемая приемной сетью переменного тока,

$$P_2 = P_{I2} + P_{II2} = (E_{II} + E_{III}) I - P_{x,x,II} = E_{II} I - P_{x,x,II}. \quad (2-173)$$

Ток передачи

$$I = (E_B - E_{II}) / 2R_{II}, \quad (2-174)$$

где $E_B = E_{BI} + E_{BII}$; $E_{II} = E_{II} + E_{III}$.

Потери мощности в передаче

$$\Delta P = P_1 - P_2 = P_{x,x} + I^2 2R_{II}. \quad (2-175)$$

К. п. д. передачи

$$\eta = 1 / [1 + \Delta P / P_2]. \quad (2-176)$$

Чтобы найти наивыгоднейший режим нагрузки и количество включенных мостов каждой полупеи, нужно определить максимум к. п. д. передачи или минимум относительных потерь. Это можно сделать, выразив отношение $(\Delta P / P_2)$ через остальные параметры передачи из соотношений (2-174) и (2-175):

$$\frac{\Delta P}{P_2} = \frac{\frac{(E_B - E_{II})^2}{2R_{II}} + P_{x,x}}{\frac{(E_B - E_{II})}{2R_{II}} E_{II} - P_{x,x,II}} \approx \frac{E_B - E_{II}}{E_{II}} + \frac{P_{x,x} 2R_{II}}{(E_B - E_{II}) E_{II}} = \frac{\Delta E}{E_{II}} + \frac{P_{x,x} 2R_{II}}{\Delta E E_{II}},$$

где $P_{x,x} = P_{x,x,B} + P_{x,x,II}$

В этом выражении потери определяются разностью э. д. с. по концам передачи $\Delta E = E_B - E_{II}$, которая характеризует и нагрузку передачи.

Находя производную последнего выражения по ΔE и приравнивая ее нулю, определяем минимум относительных потерь мощности:

$$\frac{\partial}{\partial \Delta E} \left(\frac{\Delta P}{P_2} \right) = \frac{1}{E_{II}} - \frac{P_{x,x} 2R_{II}}{\Delta E^2 E_{II}} = 0,$$

откуда

$$\Delta E = \sqrt{P_{x,x} 2R_{II}}. \quad (2-177)$$

При работе только одной полупеи, например I, аналогично получим, что максимум к. п. д. будет иметь место при разности э. д. с. I полупеи:

$$\Delta E_I = \sqrt{P_{x,x,I} (R_{II} + R_3)}. \quad (2-178)$$

Нетрудно заметить, что при передаче одной и той же мощности по двум полупеям к. п. д. передачи будет ниже, чем при передаче этой мощности по одной полупеи с возвратом тока через землю, так как $R_3 < R_{II}$.

Чтобы уменьшить разведение заземлителей, стремятся работать двумя полупеями, без возврата тока через землю, поэтому для повышения к. п. д. при росте нагрузки нужно увеличивать количество включенных мостов с тем, чтобы работать при токе, возможно близком к току $I_{\text{мин}}$.

При расчете к. п. д. передачи постоянного тока потери мощности на корону и утечку при напряжении полюса ниже 400 кВ можно не учитывать.

Приведем ориентировочные оценки среднегодовых потерь на корону по данным НИИПТ * для биполярной линии постоянного тока с расщепленными проводами полюса

Напряжение полюса относительно земли, кВ	± 600	± 750
Сечение провода полюса, мм ²	3 × АСО-700	4 × АСО-700
Среднегодовые потери на корону на обоих полюсах, кВт/км	11,9	9,0

При отсутствии результатов измерений для выбранного сечения и расположения проводов потери мощности на корону в биполярных ЛЭП постоянного тока напряжением ± (600—750) кВ можно принимать равными 8—12% от общих потерь мощности в линии передачи. Потери мощности, создаваемые токами утечки по изоляции, составляют 25—30% от потерь на корону.

Измерения, проведенные в 1964—1965 гг. в Бонневилле (США) на опытном пролете биполярной ЛЭП постоянного тока с расщепленными проводами, показали, что потери на корону резко растут с увеличением напряжения. Среднегодовые потери на корону близки к потерям на корону при хорошей погоде. Здесь приводятся результаты измерений потерь на корону при хорошей погоде и слабом ветре на опытном

* М. М. Аксельрод, В. М. Квятковский. Техничко-экономические показатели электропередачи постоянного тока и сопоставление с другими видами транспорта энергии. Известия НИИПТ, 1960, № 6.

пролете биполярной ЛЭП в США с расщепленными на два провода полюса ми (сечение проводов полюса $2 \times 1600 \text{ мм}^2$).

Напряжение каждого полюса относительно земли, кВ	300	350	400	450	500	550
Потери на корону на обоих полюсах, кВт/км	0,20	0,31	1,0	2,0	3,5	7,0

Полный к. п. д. передачи Волгоград — Донбасс при работе ее обеими полупрямами с номинальной мощностью без возврата тока через землю составляет 93,4%. Распределение потерь в передаче таково, что 40% потерь приходится на линию передачи и 60% — на обе подстанции. К. п. д. одного моста этой передачи составляет 99,4%. Потери мощности в мостах на обеих подстанциях таким образом составляют всего 1,2% от передаваемой мощности.

Для сравнения укажем, что передача постоянного тока Сардиния — Италия 200 кВ, 200 Мвт, работающая по системе «полюс — земля», имеет к. п. д. 90%, так как напряжение ее полюса относительно земли вдвое ниже, чем передачи Волгоград — Донбасс, а ток на 10% больше. Линии обеих передач имеют примерно одинаковые длину и сечения проводов.

§ 2-7. УСТАНОВИВШИЕСЯ НОРМАЛЬНЫЕ РЕЖИМЫ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ, ИМЕЮЩИХ СВЯЗИ С ПРОМЕЖУТОЧНЫМИ СИСТЕМАМИ. ПРИМЕНЕНИЕ ЦВМ ДЛЯ РАСЧЕТА РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Каждый установившийся режим линии электропередачи характеризуется параметрами, соотношения между которыми существенно зависят от длины линии передачи, передаваемой активной мощности, ее номинального напряжения, наличия на линии промежуточных подстанций и др. Так, при передаче по линии активной мощности, меньшей натуральной, и длине линии до полуволны в линии будет избыток реактивной мощности, ее потоки будут направлены из линии в приемную систему и генераторы передающей станции. Если же ЛЭП связывает две системы, то обе они получают реактивную мощность из линии. В ряде случаев приходится ограничивать потоки реактивной мощности из линии. Для этого на линии электропередачи необходимо иметь реакторы или синхронные компенсаторы. Их мощность определяется номинальным напряжением линии, общей ее длиной и длиной участков между промежуточными подстанциями, передаваемой активной мощностью, условиями работы генераторов передающей станции и характеристиками приемной системы, а также необходимостью поддержания напряжения на линии в целесообразных пределах.

Обратная картина будет при передаче по линии активной мощности, большей натуральной. При этом, во-первых, на линии необходимо иметь источники реактивной мощности, так как отсутствие их может привести к серьезным нарушениям нормальной работы вследствие понижения напряжения в местах присоединения промежуточных систем или подстанций с отбором мощности. Во-вторых, на линиях напряжением 500 кВ длиной более 700—800 км такой поток активной мощности приводит к необходимости предусматривать мероприятия по повышению

устойчивости, так как предельная мощность линии оказывается меньше, чем активная мощность, которую целесообразно передавать в приемную систему.

В протяженных электропередачах сверхвысокого напряжения оказывается практически невозможным обеспечение технически приемлемого сочетания параметров режима без специальных КУ. Соотношения между режимными параметрами электропередачи должны удовлетворять условиям экономичности режима системы в целом. Безусловно, что соблюдение последнего условия не всегда соответствует наиболее рациональному сочетанию параметров режима собственно линии передачи. Тем не менее важно знать все возможности электропередачи, чтобы выявить область ее целесообразного использования. Последнее требование существенно, так как только при высоких экономических показателях электропередачи можно оправдать передачу электроэнергии на значительные расстояния.

Таким образом, анализ режимов ЛЭП сводится к технико-экономическому обоснованию соотношений параметров режимов и выявлению их оптимальных значений при учете требований и возможных ограничений технического характера. Расчеты режимов электропередач могут иметь эксплуатационный и проектный характер. Эксплуатационные расчеты обеспечивают наиболее выгодные соотношения между режимными параметрами при учете использования оборудования, имеющегося на линии. Проектные расчеты позволяют найти рациональные решения с точки зрения необходимого оборудования на электропередаче и обосновать их экономически.

В большинстве случаев на практике нет необходимости подробно обследовать всю возможную совокупность режимов. Важно проанализировать режимы работы линии, которые могут вызвать наибольшие ограничения по тем или иным параметрам или предъявлять наибольшие требования к оборудованию электропередачи. Выдержав все необходимые технические требования в этих режимах, можно быть уверенным, что в любых других режимах, находящихся внутри рассмотренной области, можно обеспечить нормальную работу электропередачи. Рассматриваемым ограничивающим поверхностям в n -мерном пространстве режимных параметров соответствуют режимы наибольших и наименьших нагрузок электропередачи*.

Режим наибольших нагрузок. При этом передается активная мощность, соответствующая пропускной способности электропередачи, и обеспечивается баланс активной мощности в объединенной системе при учете целесообразного распределения ее между отдельными станциями. Но потребителям приемной системы необходима и реактивная мощность. Величина реактивной мощности, поступающей от электропередачи в приемную систему, может быть в каждой конкретной системе определена достаточно точно соответствующими расчетами. Однако в большинстве случаев здесь ограничиваются заданием коэффициента мощности на шинах вторичного напряжения подстанции приемной си-

* Методы расчета относительно кратковременного режима холостого хода излагаются в гл. 3.

стемы, что в условиях известной активной мощности однозначно определяет и реактивную мощность.

Чтобы обеспечить баланс реактивной мощности в приемной системе, можно использовать реактивную мощность генераторов передающей станции, избыточную реактивную мощность линии, если по ней передается мощность меньше натуральной, и предусмотреть установку источников реактивной мощности на подстанции приемной системы.

Источниками реактивной мощности могут быть статические конденсаторы или синхронные компенсаторы; возможно и сочетание их. Обычно по условиям поддержания устойчивости объединенной системы наиболее эффективна бывает установка синхронных компенсаторов с АРВ сильного действия.

При выявлении целесообразного соотношения между указанными выше способами выдачи реактивной мощности в приемную систему приходится учитывать ряд ограничений технического характера. При умеренной длине электропередачи потребность в реактивной мощности нагрузки приемной системы удовлетворяется за счет генераторов передающей станции. В этом случае необходимо обеспечивать перепад напряжений по концам линии ($K = U_1/U_2 > 1$), величина которого увеличивается по мере роста протяженности ЛЭП. Наибольшее значение перепада напряжений $K_{\max} = U_{1\text{доп}}/U_{2\text{мин}}$.

Максимальное длительно допустимое напряжение на линии $U_{1\text{доп}}$ определяется условиями нормальной работы изоляции силового оборудования подстанции и линии. Так, в соответствии с ГОСТ 721—62 для линий напряжением 220 кВ длительно максимально допустимое рабочее напряжение ограничивается величиной 252 кВ ($220 + 15\%$). На ЛЭП 330 кВ допускаются повышения напряжения до 10% (363 кВ), а на ЛЭП 500 кВ и выше — в пределах 5%.

С точки зрения обеспечения пропускной способности линии и коэффициента запаса по устойчивости напряжение в начале линии целесообразно принимать равным $U_{1\text{доп}}$. Однако при передаче по линии активной мощности, меньшей натуральной, повышение напряжения увеличивает емкостную мощность линии, что может быть причиной роста напряжения в отдельных точках ее, а в ряде случаев и увеличения установленной мощности реакторов.

Поддержание напряжения на шинах вторичной стороны подстанции приемной системы U_c в заданных пределах, с одной стороны, способствует повышению устойчивости объединенной системы, с другой стороны, обеспечивает нормальную работу потребителей и, в определенной мере, устраняет опасность появления лавины напряжения. Но напряжение в конце передачи U_2 и напряжение U_c связаны между собой соотношением

$$U_c = (U_2 - \Delta U_{\text{ат}})/K_{\text{ат}},$$

где $\Delta U_{\text{ат}}$ — потери напряжения в автотрансформаторе; $K_{\text{ат}}$ — коэффициент трансформации автотрансформатора.

Поскольку $K_{\text{ат}}$ даже при наличии устройств регулирования напряжения под нагрузкой может изменяться в определенных границах,

то для обеспечения напряжения U_c в заданных пределах существует минимум значения напряжения U_2 .

Максимально допустимый перепад напряжений по концам линии K определяет предельную длину линии, когда по техническим условиям можно передавать реактивную мощность от генераторов удаленной станции. Так, для линий напряжением 500 кВ предельная длина линии будет порядка 500 км, если активная мощность равна 750 Мвт. При большей длине линии передачи указанного выше класса возможность использования реактивной мощности генераторов передающей станции для питания потребителей приемной системы вообще исключается.

Поток реактивной мощности по линии, связанный с перепадом напряжений по концам, вызывает увеличение потерь, абсолютная величина которых при большой длине линии может быть значительной. Следовательно, не всегда экономически целесообразен максимально возможный перепад напряжения по концам электропередачи. Рациональным будет перепад напряжения, которому соответствуют наименьшие приведенные затраты.

Согласно ряду проектных разработок, длине линии порядка 500 км напряжением 500 кВ соответствует экономический перепад напряжений $K = 5\%$, если $P \approx P_c$. С уменьшением длины линии или активной мощности величина экономически целесообразного перепада напряжений возрастает.

Если же длина линии такова, что реактивная мощность генераторов не может быть использована, а по линии передается активная мощность $P > P_c$, то реактивная мощность в приемную систему может выдаваться только от источников реактивной мощности, устанавливаемых на приемной подстанции.

В тех случаях, когда передаваемая мощность меньше натуральной, установленную мощность синхронных компенсаторов (статических конденсаторов) можно снизить за счет избыточной реактивной мощности линии, для чего необходимо создавать перепад напряжения на последнем участке линии.

Практически выбор экономически целесообразного перепада напряжения на линии сводится к ряду расчетов режимов электропередачи в условиях заданной активной мощности и вариации напряжений в начале и конце электропередачи. При расчете режимов необходимо учитывать возможные ограничения по напряжению промежуточных подстанций, которые могут определяться условиями работы как линии передачи, так и промежуточной системы, присоединенной к подстанции. Выход напряжения промежуточной подстанции за допустимые границы указывает на необходимость изменения потоков реактивной мощности по участкам линии, присоединенным к подстанции. Последнее осуществляется установкой КУ на подстанциях, смежных с рассматриваемой.

При выборе рационального перепада напряжений определяются возможные места расстановки реакторов и их мощность. Окончательный вариант выбирается с учетом всех экономических и практических соображений.

Отборы мощности на промежуточных подстанциях в большинстве случаев позволяют уменьшить мощность реакторов на линии, так как обеспечение потребителей реактивной мощностью можно осуществить за счет избыточной мощности линии.

При рассмотрении режима наибольших нагрузок, когда активная мощность $P < P_c$, возникает проблема компенсации реактивной мощности в начале линии. Генераторы передающей станции, работая с недовозбуждением, могут потреблять реактивную мощность линии.

Однако возможная величина потребляемой генераторами реактивной мощности определяется условиями их нагрева, возможным снижением напряжения на их шинах и э. д. с., а также рядом других факторов, рассматриваемых в гл. 3. Снижение э. д. с. генераторов ведет к ухудшению устойчивости системы, а допустимое напряжение на шинах генераторов зависит от режимов работы механизмов собственных нужд. Вследствие указанных причин на шинах высшего напряжения станции устанавливаются неотключаемые реакторы. Их мощность выбирается таким образом, чтобы коэффициент мощности на шинах генераторного напряжения был не менее 0,97—0,98 при токе, опережающем напряжение.

Таким образом, задачи расчета режимов наибольших нагрузок, когда известна активная мощность передачи, сводятся к следующему: выбору напряжения в начале линии, обоснованию экономического перепада напряжений по концам линии и мощности источников реактивной мощности подстанции приемной системы, выбору места установки и мощности КУ на промежуточных подстанциях линии, а также реакторов в начале линии.

Способы снижения реактивной мощности линии и ее компенсации в режиме наименьших нагрузок. Активная мощность, выдаваемая в этом режиме, определяется графиком нагрузки системы и равна $(0,2—0,4) P_c$. При этом избыточная реактивная мощность линии близка к полной реактивной мощности, определяемой проводимостью линии, которая составляет 350—400 квар/км для линий напряжением 330 кВ, 1 Мвар/км для линий напряжением 500 кВ и 2,3—2,4 Мвар/км для линий напряжением 750 кВ. Потери реактивной мощности во всех элементах электропередачи в этих режимах уменьшаются, что ведет к увеличению избытка реактивной мощности. Чтобы снизить избыточную емкостную реактивную мощность линии, необходимо уменьшить напряжение по концам линии по сравнению с режимами максимальных нагрузок.

Для линий напряжением 330—750 кВ величину напряжения U_1 можно ограничить значением $0,95 U_{нсм}$, если при этом не возникает трудностей, связанных с устойчивостью системы в целом. Установки продольной емкостной компенсации, являющиеся дополнительными источниками реактивной мощности, в этих режимах целесообразно зашунтировать, если эта мера не вызывает снижения надежности работы электропередачи. Способы компенсации избыточной реактивной мощности линии здесь те же, что и в режимах наибольших нагрузок.

Участие генераторов передающей станции и приемной системы в компенсации реактивной мощности рассмотрено ранее. Добавим здесь, что включение дополнительных агрегатов в работу с целью потребления реактивной мощности в большинстве случаев не оправдывается из-за увеличения потерь мощности и энергии. Синхронные компенсаторы подстанции приемной системы могут потреблять реактивную мощность, но при этом напряжение на их шинах снижается, а возможность использования АРВ для регулирования напряжения из-за малых токов возбуждения резко падает. В связи с этим целесообразная загрузка синхронных компенсаторов в режиме недовозбуждения должна определяться в каждом конкретном случае. Возможности приема реактивной мощ-

ности промежуточными присоединениями хотя и имеются, но оказываются ограниченными. Всю остальную избыточную мощность линии компенсируют реакторами, которые стремятся равномерно размещать на линии, что также обеспечивает защиту линии от внутренних перенапряжений и снижение потерь в линии.

Расстояния между местами установки реакторов зависят от номинального напряжения линии и передаваемой активной мощности. Так, опыт проектирования электропередач напряжением 500 кВ показывает, что реакторы наиболее правильно размещать на промежуточных подстанциях через 250—300 км. Безусловно, могут быть и иные решения. При значительных длинах участков линии (для 500 кВ порядка 500 км) необходимо сооружение специальных подстанций для установки реакторов.

Реакторы, необходимые по режиму наибольших нагрузок, должны приниматься во внимание при анализе режимов минимальных нагрузок. Часть реакторов, которая используется только в режиме минимальных нагрузок, целесообразно устанавливать через выключатели, с тем чтобы их отключать в соответствии с требованиями режима наибольших нагрузок.

В режимах минимальных нагрузок при зафиксированных напряжениях промежуточных подстанций наблюдается повышение напряжения в промежуточных точках участков линии. Следовательно, задачи расчета режима минимальных нагрузок состоят в том, чтобы: определить целесообразность снижения напряжения начала и конца линии по сравнению с номинальным; выявить возможности потребления реактивной мощности приемной системой, синхронными компенсаторами приемной подстанции и генераторами передающей станции; определить места установки и мощности реакторов, необходимых в этом режиме; проверить напряжения в промежуточных точках наиболее протяженного участка линии.

Анализ режимов работы протяженных электропередач является трудоемкой задачей, которая усложняется тем, что для выбора рациональных параметров того или иного режима и соотношений между ними приходится рассматривать большое число вариантов. В связи с этим важно правильно выбрать исходные данные и метод расчета режимов.

Способы задания исходной информации. Существуют два способа задания исходной информации, которая дает возможность определить все параметры режима передачи. Первый из них — задание активной мощности в начале (конце) линии, напряжений по концам линии и на шинах промежуточных подстанций. При этом проверка выполнения условий баланса реактивной мощности на подстанциях электропередачи позволяет решить вопрос о местах расстановки и значении мощности компенсирующих устройств на линии.

При втором способе задания — активной, реактивной мощности и напряжения в начале (конце) линии — последовательно находятся напряжения на промежуточных подстанциях. Выход напряжения на одной из них за допустимые пределы указывает на необходимость изменения потока реактивной мощности данного участка, что осу-

ществляется установкой КУ на предыдущей по ходу расчета подстанции.

В расчеты режимов электропередач входит и определение потерь мощности во всех элементах передачи. Потери мощности в УПК и реакторах относительно невелики, поэтому при расчете напряжений ими можно пренебречь, но учесть соответствующей величиной в общей сумме активных потерь электропередачи.

Особенности расчета протяженных ЛЭП переменного тока. Линии сверхвысокого напряжения имеют отборы мощности, реакторы, УПК

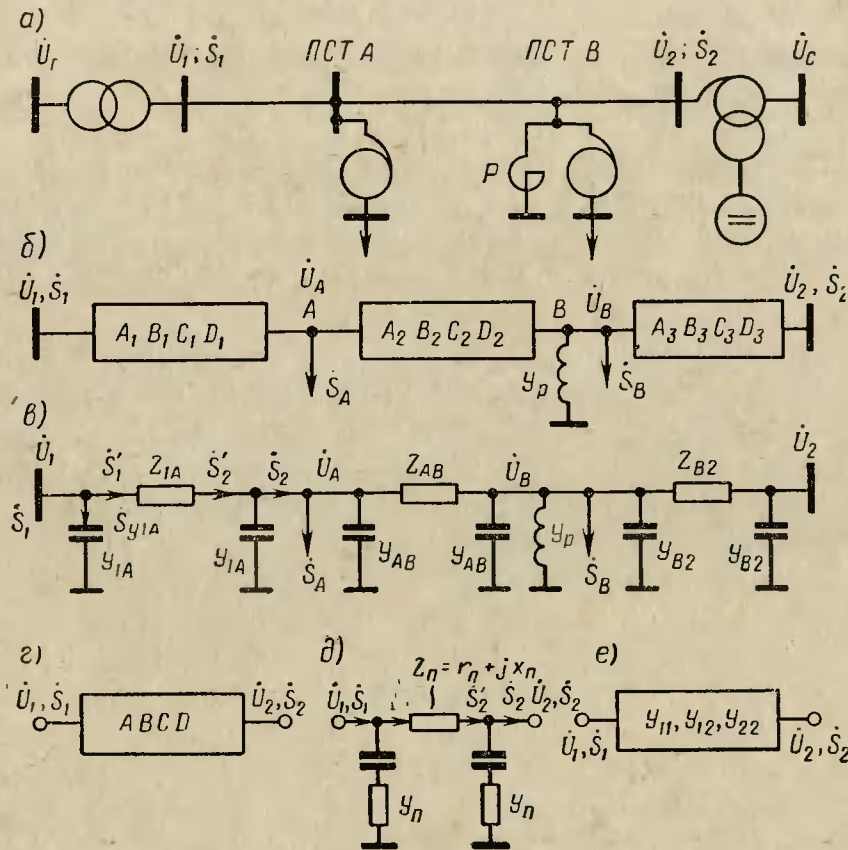


Рис. 2-60

и другое оборудование (рис. 2-60, а). Перед началом расчетов режимов составляется схема замещения электропередачи в целом (рис. 2-60, б и в), где все ее элементы замещаются удобными по тем или иным соображениям схемами. Если в результате расчета необходимо знать только мощности, токи и напряжения по концам ЛЭП, то всю электропередачу можно представить одной из схем, изображенных на рис. 2-60, г, д, е. При объединении четырехполюсников, замещающих элементы электропередачи, могут быть использованы табл. 2-2 и 2-3. В большинстве случаев для расчета режимов электропередачи используют схемы замещения вида представленных на рис. 2-60, б и в. При этом расчет ведется последовательно от участка к участку или от четырехполюсника к четырехполюснику.

1. При представлении схемы линии или ее участков через собственные и взаимные проводимости (см. рис. 2-60, е) мощности начала и конца

можно найти из соотношений:

$$P_1 = U_1^2 y_{11} \sin \alpha_{11} + U_1 U_2 y_{12} \sin (\delta - \alpha_{12});$$

$$Q_1 = U_1^2 y_{11} \cos \alpha_{11} - U_1 U_2 y_{12} \cos (\delta - \alpha_{12});$$

$$P_2 = -U_2^2 y_{22} \sin \alpha_{22} + U_1 U_2 y_{12} \sin (\delta + \alpha_{12});$$

$$Q_2 = -U_2^2 y_{22} \cos \alpha_{22} + U_1 U_2 y_{12} \cos (\delta + \alpha_{12})$$

В этих четырех уравнениях семь неизвестных ($P_1, P_2, Q_1, Q_2, U_1, U_2, \delta$). Чтобы решить их, необходимо три величины найти из дополнительных условий. Обычно бывают известны P_1 (выдаваемая станцией) или P_2 (необходимая для приемной системы мощность). В соответствии с изложенными выше положениями принимаются значения величин U_1 и U_2 или U_1 и $K = U_1/U_2$.

Угол между векторами напряжений U_1 и U_2 при заданном P_1

$$\delta = \arcsin \left(\frac{P_1}{U_1 U_2 y_{12}} - \frac{U_1 y_{11}}{U_2 y_{12}} \sin \alpha_{11} \right) + \alpha_{12} =$$

$$= \arcsin \left[\frac{K}{y_{12}} \left(\frac{P_1}{U_1^2} - y_{11} \sin \alpha_{11} \right) \right] + \alpha_{12}.$$

Далее расчет всех остальных параметров режима не вызывает затруднений.

Если y_{11}, y_{12} и y_{22} характеризуют участок линии (например, первый на рис. 2-60, а), то, рассчитав его, начинают рассчитывать следующий.

Активную мощность в начале участка между подстанциями А и В определяют по балансу мощности на подстанции А, т. е. по известной величине в конце первого участка и активной мощности нагрузки подстанции на шинах высшего напряжения. Далее расчет ведется аналогично рассмотренному ранее. После окончания расчета второго участка проверяют баланс реактивной мощности на подстанции А. Как правило, здесь условия баланса не удовлетворяются из-за того, что были приняты желаемые величины напряжений на подстанциях А и В. Небаланс реактивной мощности устраняется установкой на подстанции А компенсирующих устройств.

Анализ режимов работы электропередачи можно проводить, исходя из задания (по тем или иным соображениям) величин U_1 и Q_1 при известной активной мощности P_1 . Тогда, найдя из первых двух уравнений U_2 и δ , решают вопрос о допустимости заданного перетока реактивной мощности Q_1 по участку. Если U_2 будет ниже допустимого предела, то Q_1 надо уменьшать. Проверка баланса реактивной мощности на подстанции в начале рассматриваемого участка покажет, есть ли необходимость в установке на ней КУ. Расчет режима электропередачи можно считать законченным, если найденное значение напряжения U_2 в конце ее лежит в допустимых пределах.

Отметим, что расчет режимных параметров линии через собственные и взаимные проводимости может давать большую погрешность при определении потерь мощности в режимах минимальных нагрузок. Так, при малых углах δ может оказаться, что $P_1 < P_2$, хотя потоки

активной мощности направлены из начала линии в конец ее. С учетом сказанного выше удобнее использовать схемы замещения типа приведенных на рис. 2-60, б и в.

2. При представлении линии или ее участков четырехполюсниками для определения параметров режима используются соотношения, приведенные на стр. 215. Расчет режима при этом ведется тем же порядком.

3. Когда линия или ее участки замещаются П-образными схемами, то режим рассчитывается в предположении одно из двух вариантов задания исходных данных:

$$P_1, Q_1, U_1 (P_2, Q_2, U_2) \text{ или } P_1, U_1, U_2 (P_2, U_1, U_2).$$

В первом случае параметры режима первого и последующих участков (см. рис. 2-60, в) определяются в следующем порядке.

Находится мощность участка 1—А

$$\dot{S}_{y1A} = U_1^2 Y_{1A}.$$

При этом поток мощности

$$\dot{S}_1' = \dot{S}_1 + \dot{S}_{y1A}.$$

Потери мощности на этом участке

$$\Delta \dot{S}_{1A} = (\dot{S}_1'^2 / U_1^2) Z_{1A}.$$

Напряжение

$$U_A = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_1' r_{1A} + Q_1' x_{1A}}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_1' x_{1A} - Q_1' r_{1A}}{U_1} \right)^2},$$

а угол между напряжениями U_1 и U_A

$$\operatorname{tg} \delta_{1A} = \frac{P_1' x_{1A} - Q_1' r_{1A}}{U_1^2 - (P_1' r_{1A} + Q_1' x_{1A})}.$$

Знаки перед составляющими выражений, содержащих Q_1' , соответствуют потоку реактивной мощности от точки 1 к подстанции А.

Поток мощности

$$\dot{S}_2 = \dot{S}_1' - \Delta \dot{S}_{1A} - U_A^2 Y_{1A}.$$

Если найденная величина напряжения U_A удовлетворяет необходимым требованиям, то можно переходить к расчету следующего участка. В противном случае, изменяя поток реактивной мощности Q_1' , приводят напряжение в точке А в соответствие с имеющимися ограничениями. Затем переходят к последующим расчетам, заканчивающимся определением напряжения U_2 и небаланса реактивной мощности на приемной подстанции. Величина небаланса реактивной мощности соответствует необходимой мощности синхронных компенсаторов на подстанции приемной системы.

При задании в качестве исходных данных для расчета параметров режима величин P_1, U_1, U_2 (или $P_1, U_1, K = U_1/U_2$) прежде всего находят значение реактивной мощности (см. рис. 2-60, в и г)

$$Q_{*1}' = \frac{x_{11}}{z_{11}} - \sqrt{\left(\frac{x_{11}}{z_{11}} \right)^2 - P_{*1}^2 + 2P_{*1} \left(\frac{r_{11}}{z_{11}} \right) + \frac{1}{K^2} - 1}.$$

В этом выражении за базисную принята мощность

$$S_6 = \frac{U_1^2}{z_{11}} = \frac{U_1^2}{\sqrt{r_{11}^2 + x_{11}^2}},$$

где r_{11} и x_{11} — действительная и мнимая составляющие сопротивления z_{11} .

Расчет $\Delta \dot{S}_1, \dot{S}_2'$ и $\dot{S}_2$ не вызывает затруднений, так как ведется по известным соотношениям. Дальнейшие расчеты участков проводятся тем же порядком, что и при представлении участков линии собственными и взаимными проводимостями.

Если электропередача рассчитывается от конца линии (заданы P_2, U_2, K), то реактивная мощность (см. рис. 2-60, д)

$$Q_{*2}' = -\frac{x_{22}}{z_{22}} + \sqrt{\left(\frac{x_{22}}{z_{22}} \right)^2 - P_{*2}^2 - 2P_{*2} \left(\frac{r_{22}}{z_{22}} \right) + K^2 - 1},$$

где за базисную принята мощность

$$\dot{S}_6 = \frac{U_2^2}{z_{22}} = \frac{U_2^2}{\sqrt{r_{22}^2 + x_{22}^2}}.$$

В дальнейшем расчет ведется от конца линии к началу при последовательном переходе от одного участка линии к другому.

Определение мощности и напряжения на шинах генераторов передающей станции. Мощности и напряжения рассчитываются после определения режима передачи по известным величинам U_1 и S_1 . Используемые здесь формулы общеизвестны. Так, мощность, выдаваемая генератором,

$$\dot{S}_r = P_r \pm jQ_r = \dot{S}_1 + \Delta \dot{S}_r,$$

где $\Delta \dot{S}_r$ — потери мощности в обмотках повышающего трансформатора.

Коэффициент мощности на шинах генератора

$$\cos \varphi_r = P_r / S_r.$$

Напряжение на шинах генератора, приведенное к стороне линии,

$$U_r' = \sqrt{(U_1 + \Delta U_r')^2 + (\Delta U_r'')^2},$$

где $\Delta U_r'$ и $\Delta U_r''$ — действительная и мнимая составляющие падения напряжения в трансформаторе.

При известном коэффициенте трансформации повышающего трансформатора легко найти действительное напряжение на шинах генераторов U_r . Если напряжение или коэффициент мощности на шинах генераторов будут низкими (последнее возможно при направлении потока реактивной мощности от линии в трансформаторы), то необходимо уменьшить поток реактивной мощности Q_1 , установив реакторы в начале линии.

Определение напряжения в промежуточных точках участков линии.

Пусть надо определить напряжение в средней точке линии участка между подстанциями А и В (см. рис. 2-60, а). Представим участок двумя четырехполюсниками (рис. 2-61) с параметрами $A_1 = A_2 = A$,

$B_1 = B_2 = B, C_1 = C_2 = C, D_1 = D_2 = D$. Исходя из известных величин U_2 и I_2 , найдем напряжение в средней точке линии

$$\dot{U}_{cp} = A\dot{U}_2 + \sqrt{3} B\dot{I}_2.$$

Напряжение в начале участка

$$\dot{U}_1 = (A^2 + BC)\dot{U}_2 + 2\sqrt{3} AB\dot{I}_2,$$

откуда ток, выраженный через напряжения начала и конца участка, запишется как

$$\dot{I}_2 = \frac{\dot{U}_1 - (A^2 + BC)\dot{U}_2}{2\sqrt{3} AB}.$$

Учтем полученное равенство в выражении для напряжения U_{cp} . При этом (с учетом того, что $A^2 = AD, BC = AD - 1$) получим

$$U_{cp} = AU_2 + \frac{\dot{U}_1 - (A^2 + BC)\dot{U}_2}{2A} = \frac{(A^2 - BC)\dot{U}_2 + \dot{U}_1}{2A} = \frac{\dot{U}_1 + \dot{U}_2}{2A}.$$

Примем за ось отсчета напряжение $\dot{U}_2 = U_2$, тогда $\dot{U}_1 = U_1 e^{j\delta} = U_1 \cos \delta + jU_1 \sin \delta$. Окончательное выражение для напряжения в средней точке участка получим

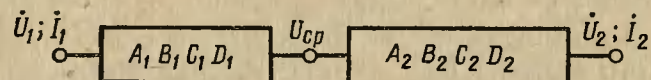


Рис. 2-61

в следующем виде:

$$\dot{U}_{cp} = \frac{U_1 e^{j\delta} + U_2}{2A} = \frac{U_1 \cos \delta + U_2 + jU_1 \sin \delta}{2A},$$

или

$$U_{cp} = \frac{1}{2|A|} \sqrt{(U_2 + U_1 \cos \delta)^2 + (U_1 \sin \delta)^2}.$$

В частном случае, когда $U_1 = U_2 = U$, это выражение упрощается:

$$U_{cp} = \frac{U}{2|A|} \sqrt{2(1 + \cos \delta)} = \frac{U \cos \frac{\delta}{2}}{|A|}.$$

При этом для линии без потерь, когда $A = \cos \frac{\alpha_0 l}{2}$,

$$U_{cp} = \frac{U}{2 \cos \frac{\alpha_0 l}{2}} \sqrt{2(1 + \cos \delta)} = \frac{U \cos \frac{\delta}{2}}{\cos \frac{\alpha_0 l}{2}} = U \sqrt{\frac{1 + \cos \delta}{1 + \cos \alpha_0 l}}.$$

Напряжение в средней точке линии или участка можно выразить и через активную мощность. Так, из векторной диаграммы для линии без потерь (см. рис. 2-3)

получим

$$\sin \delta = \frac{P_* U_2}{U_1} \sin \alpha_0 l.$$

При $U_1 = U_2$

$$\sin \delta = P_* \sin \alpha_0 l; \cos \delta = \sqrt{1 - P_*^2 \sin^2 \alpha_0 l}.$$

Подставив последнее соотношение в формулу для U_{cp} , найдем

$$U_{cp} = U \sqrt{\frac{1 + \sqrt{1 - P_*^2 \sin^2 \alpha_0 l}}{1 + \cos \alpha_0 l}} = \frac{U}{\sqrt{2} \cos \frac{\alpha_0 l}{2}} \sqrt{1 + \sqrt{1 - P_*^2 \sin^2 \alpha_0 l}}.$$

В тех случаях, когда на линии нет промежуточных подстанций, проверяется напряжение в середине ее. Если для расчета режимов используются П-образные схемы, то напряжение в промежуточных точках участков линии может определяться по напряжению U_1 и потоку мощности $\dot{S}_1$ или по U_2 и $\dot{S}_2$ (см. рис. 2-60, в).

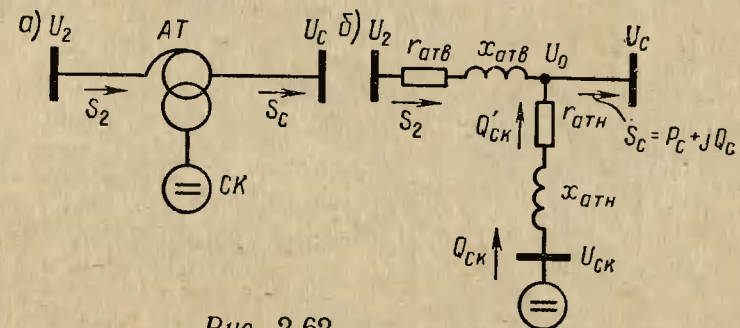


Рис. 2-62

Мощность синхронных компенсаторов, устанавливаемых на подстанции приемной системы (рис. 2-62, а). Величина этой мощности выбирается на основе результатов расчетов вариантов режима наибольших нагрузок, отличающихся напряжениями по концам передачи, а следовательно, и величинами Q_2 .

В соответствии со схемой замещения (рис. 2-62, б) мощность синхронных компенсаторов для каждого принятого перепада напряжения по концам

$$Q_{с.к} = Q'_{с.к} + Q_{с.к}^2 \frac{x_{атн}}{U_0^2},$$

где

$$Q'_{с.к} = Q_c - \left(Q_2 + \frac{S_2^2}{U_2^2} x_{атв} \right).$$

Здесь и на рис. 2-62, б Q_c — реактивная мощность, передаваемая в систему; $r_{атв}$; $x_{атв}$; $r_{атн}$; $x_{атн}$ — активные и реактивные сопротивления схемы замещения автотрансформатора.

После определения мощности синхронных компенсаторов выбирают тип их, количество и номинальную мощность. При этом целесообразно предусмотреть установку синхронных компенсаторов с водородным охлаждением, которые допускают перегрузку в послеаварийных режимах. Установка одного синхронного компенсатора в большинстве случаев неприемлема из-за возможности внезапных повреждений, вызывающих отключение синхронного компенсатора, и необходимости вывода их в ремонт. Установленная мощность синхронных компенса-

торов должна быть не больше мощности обмотки низшего напряжения автотрансформатора. В противном случае приходится увеличивать установленную мощность понижающих автотрансформаторов.

Для каждого i -го сочетания параметров режимов электропередачи, отличающихся напряжениями в конце линии U_2 , можно найти приведенные затраты

$$Z_i = Q_{с.к} (a_{с.к} + p) K_{с.к} + Q_{р} (a_{р} + p) K_{р} + (a_{ат} + p) K_{ат} + \Delta P_{пер} Z_{у.э} + \Delta P_{пост} Z'_{у.э},$$

где $Q_{с.к} i$, $Q_{р} i$ — установленная мощность синхронных компенсаторов приемной подстанции и реакторов на всей электропередаче; p — нормативный коэффициент эффективности, или приведения; $a_{с.к}$, $a_{р}$, $a_{ат}$ — амортизационные отчисления от стоимости синхронных компенсаторов, реакторов, автотрансформаторов (в долевых единицах);

$K_{ат} i$ — стоимость автотрансформаторов; $Z_{у.э}$, $Z'_{у.э}$ — удельные приведенные затраты, связанные с производством энергии на покрытие потерь на нагрев, и потерь, не зависящих от нагрузки; $\Delta P_{пер} i$ — суммарные потери мощности в электропередаче, зависящие от нагрузки; $\Delta P_{пост} i$ — суммарные потери мощности в электропередаче, не зависящие от нагрузки.

Величина потерь активной мощности в электропередаче находится согласно схеме замещения (рис. 2-60, б).

При этом потери, зависящие от нагрузки, равны сумме потерь в линии, обмотках повышающих трансформаторов и понижающих автотрансформаторов, реакторах, синхронных компенсаторах (потери в меди, на возбуждение и добавочные). Величина постоянных потерь складывается из потерь в стали трансформаторов, автотрансформаторов, синхронных компенсаторов и механических потерь последних. Естественно, что при одинаковой величине той или иной составляющей приведенных затрат в рассматриваемых вариантах расчеты упрощаются.

Наиболее целесообразному варианту сочетаний режимных параметров соответствует условие $Z_i = \min$. В общем случае приведенные затраты в функции напряжения представлены на рис. 2-63. Там же приведены характеристики изменения мощности синхронных компенсаторов $Q_{с.к}$, потерь мощности в них ΔP_1 и собственно линии электропередачи ΔP_2 . Естественно, что вариант, которому соответствует минимум приведенных затрат, должен удовлетворять техническим требованиям. Другими словами, найденная величина $U_{2э}к$ должна быть больше, чем $U_{2\min}$. При этом экономически целесообразный перепад напряжений по концам $K_{э}к = U_1/U_{2э}к$. В противном случае мощность синхронных компенсаторов приходится выбирать в соответствии с требованиями обеспечения минимально допустимого напряжения в конце

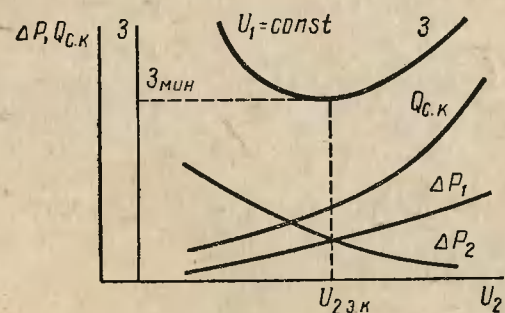


Рис. 2-63

электропередачи. Тогда перепад напряжений по концам линии $K = U_1/U_{2\min}$ определяется не экономической целесообразностью, а техническими условиями.

Применение ЦВМ для расчетов режимов протяженных электропередач. В настоящее время имеются универсальные программы для расчета стационарных режимов сложных систем, в основу которых положен метод узловых потенциалов. В этом случае в качестве исходной информации задаются матрицы узловых проводимостей. Расчет режима ведется итерационным способом, т. е. путем последовательных приближений. Необходимым условием завершения расчета режима по такой программе является сходимость итерационного процесса, которая зависит как от параметров схемы, так и от ее режима. Формально сходимость итерационного процесса может быть обеспечена в схемах, где модули собственных проводимостей больше суммы модулей взаимных проводимостей данного узла и узлов, примыкающих к нему.

В схемах замещения протяженных электропередач имеются емкости, включенные на землю, а при наличии УПК — и продольные емкости, что может приводить к невыполнению условий сходимости процесса. Вследствие этого итерационный процесс расчета режима протяженной электропередачи может не сходиться. По этим причинам в основу программ расчета режимов длинных линий электропередач должны быть положены иные алгоритмы. Программы, разработанные в МЭИ для ЦВМ «Урал-2», позволяют быстро и надежно рассчитать режимы электропередачи.

Дадим краткую характеристику им. Первая программа применима для радиальных электропередач без замкнутых контуров при числе промежуточных присоединений до 15. По этой программе можно вести расчеты нормальных и послеаварийных режимов при задании нагрузок постоянными мощностями, постоянными проводимостями, статическими характеристиками по напряжению; выбирать перепад напряжений по концам электропередачи; выяснять необходимость установки УПК и определять их число, мощность и место установки; выявлять значения мощностей реакторов и синхронных компенсаторов, а также места их расстановки.

Алгоритм программы построен на применении известной формулы

$$U_{i+1} = \sqrt{\left(U_i - \frac{P_i R_i + Q_i x_i}{U_i} \right)^2 + \left(\frac{P_i x_i - Q_i R_i}{U_i} \right)^2},$$

где U_{i+1} , U_i — модули напряжений двух смежных узлов схемы замещения электропередачи; P_i , Q_i — значения активных и реактивных мощностей в начале каждого участка (за положительное принято направление их от удаленной станции к приемной системе); R_i , x_i — сопротивления i -го участка электропередачи (используются в программе как исходные данные).

Все узлы схемы замещения электропередачи (рис. 2-64, а) нумеруются последовательно от начала к концу. Каждому узлу приписывается определенный род. Узлы (подстанции), в которых мощности в процессе счета принимаются постоянными, именуются узлами первого рода (2, 5, 7). Узлы, в которых необходимо поддерживать неизмен-

ным заданное напряжение (1, 3, 4, 6, 8), относятся к узлам второго рода. Род узлов задается с помощью предусмотренной в программе логической шкалы.

Угол сдвига векторов напряжений двух смежных узлов ($i, i + 1$)

$$\delta_{i, i+1} = \arctg \frac{P_i x_i - Q_i R_i}{U_i^2 - P_i R_i - Q_i x_i}.$$

За ось отсчета принят вектор напряжения конца электропередачи U_2 . Мощности в конце участка i (P_{ki}, Q_{ki}) определяются по мощностям начала участка (P_i, Q_i) и потерям мощности на участке ($\Delta P_i, \Delta Q_i$):

$$P_{ki} = P_i - \Delta P_i; \quad Q_{ki} = Q_i - \Delta Q_i.$$

В исходных данных кроме параметров схемы и нагрузок задаются напряжение в начале линии U_1 , а также активная и реактивная мощности

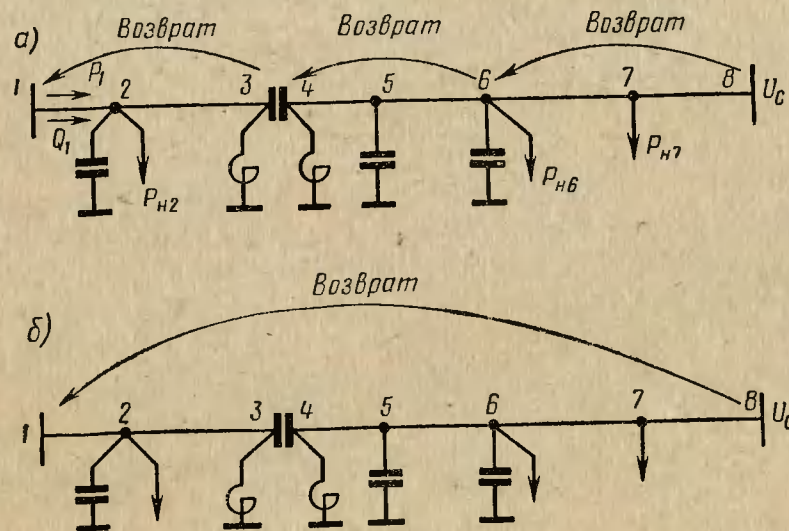


Рис. 2-64

P_1 и Q_1 ; величина последней является первым приближением, уточняемым в процессе расчета.

По заданным величинам P_1, Q_1, U_1 рассчитывается напряжение в узле 2 (см. рис. 2-64, а) и определяется род узла. Если узел 2 первого рода, то находятся $\Delta P_1, \Delta Q_1, P_{k1}, Q_{k1}$ и мощности в начале участка 2:

$$P_2 = P_{k1} - P_{n2}; \quad Q_2 = Q_{k1} - Q_{n2}.$$

Затем рассчитываются напряжения узла 3 и определяется род узла. Предположим, что третий узел второго рода. Тогда вычисляется разность ΔU_3 рассчитанного и заданного значений напряжения в узле, величина которой сравнивается с допустимой исходя из принятой точности расчета ϵ . Если окажется, что $|\Delta U_3| \leq \epsilon$, то рассчитываются значения ΔP_2 и ΔQ_2 и других величин, как для участка 1. Если же $|\Delta U_3| > \epsilon$, то в соответствии со знаком ΔU_3 изменяется величина реактивной мощности начала линии Q_1 и расчет повторяется, начиная с первого участка. Шаг расчета ΔQ реактивной мощности в начале линии Q_1 может изменяться автоматически. Таким образом, расчет участков 1 и 2 может повторяться многократно до тех пор, пока не будет найдена такая величина реактивной мощности в начале линии Q_1 ,

при которой будет удовлетворяться условие $|\Delta U_3| \leq \epsilon$. В ходе расчета находится и запоминается реактивная мощность $Q_{к.у. треб.}$, которую должны иметь КУ в узле 3.

В указанной последовательности рассчитываются все участки электропередачи (см. рис. 2-64, а). После этого сравниваются рассчитанные значения мощности КУ для всех узлов второго рода с максимально располагаемой мощностью этих устройств $Q_{к.у. макс.}$. Если в каком-то узле окажется, что $Q_{к.у. треб.} \geq Q_{к.у. макс.}$, то в дальнейших расчетах принимается, что в этом узле мощность КУ равна максимальной и неизменной, т. е. $Q_{к.у. макс.} = \text{const.}$ В тех случаях, когда требуемая мощность КУ меньше располагаемой, в узле принимается неизменная реактивная мощность, равная требуемой, т. е. $Q_{к.у. треб.} = \text{const.}$ Принятые значения мощностей КУ суммируются с реактивной мощностью нагрузок узлов и все промежуточные узлы электропередачи оказываются узлами первого рода.

На втором этапе расчетов (рис. 2-64, б) единственным узлом второго рода является конец электропередачи (узел 8). Этот этап расчетов ведется в той же последовательности. Критерием окончания счета является неравенство $|\Delta U_8| \leq \epsilon$, после получения которого производится расчет углов векторов напряжений промежуточных узлов и печать всех режимных параметров по участкам и узлам.

В качестве исходных данных при расчете режимов по второй программе вводятся длины участков линии, их удельные параметры. Распределенность параметров линии по участкам учитывается в самой программе с помощью гиперболических функций. Каждый участок линии замещается четырехполюсником, а нагрузки — постоянными проводимостями. В результате расчета по программе получаются значения режимных параметров по концам линии, напряжения в промежуточных точках и параметры эквивалентной П-образной схемы замещения всей электропередачи. Программа позволяет выбирать перепад напряжений по концам, средства, повышающие пропускную способность электропередачи, и их расположение на линии и мощности. Приемная система может быть представлена эквивалентной станцией.

§ 2-8. ПРОПУСКНАЯ СПОСОБНОСТЬ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ПЕРЕМЕННОГО И ПОСТОЯННОГО ТОКА И СПОСОБЫ ЕЕ УВЕЛИЧЕНИЯ

Пропускная способность электропередачи переменного тока. Пропускная способность может быть как меньше, так и больше натуральной. Опыт проектирования и эксплуатации существующих электропередач показывает, что большинство магистральных ЛЭП напряжением 220 кВ рассчитываются на активную мощность $P > P_c$; для линий 330 кВ $P \approx P_c$; для линий 500 кВ $P < P_c$ (если $l > 800$ км), для линий 750 кВ $P > P_c$.

Ограничения по пропускной способности вызваны как свойствами самой передачи переменного тока [см. (2-25)], так и необходимостью обеспечения запасов по устойчивости объединенной системы.

При установке на генераторах удаленной станции, связанной с мощной системой, АРВ сильного действия величина предельной мощности линии

$$P_{\text{пр}} = \frac{U_1 U_2}{z_c \sin \alpha_0 l} \quad (2-179)$$

Характер изменения предельной мощности линии электропередачи в функции ее длины приведен на рис. 2-9, где видно, что применительно к каждой линии с потерями (зависимость 2) существует вполне определенная величина мощности, которую по ней можно передать. Так, при длине линии электропередачи 1400—1500 км предел по мощности

при напряжении 500 кВ составляет 900 Мвт, а при 750 кВ — примерно 2200 Мвт.

При учете реактивного сопротивления генераторов, трансформаторов, приемной системы (рис. 2-65) предельная мощность идеализированной линии

$$P_{\text{пр}} = \frac{EU}{\frac{z_c^2 + x^2}{z_c} \sin(\alpha_0 l + \Psi)} = \frac{EU}{B},$$

где x — реактивное сопротивление конечных устройств;

$$\operatorname{tg} \Psi = \frac{2z_c x}{z_c^2 - x^2};$$

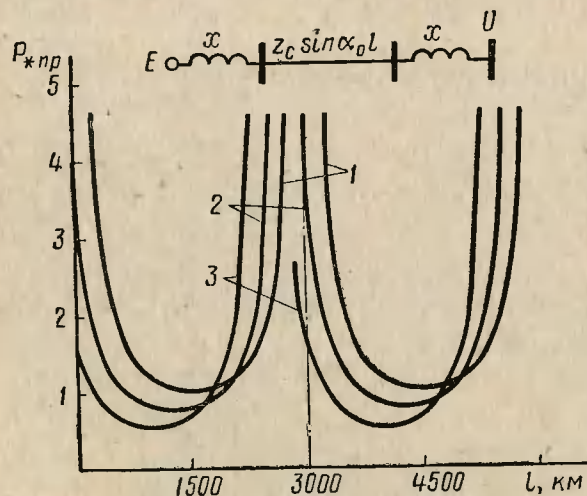


Рис. 2-65

B — взаимное сопротивление, определяемое в соответствии с табл. 2-3.

Изменение предела по мощности электропередачи концевыми устройствами приведено на рис. 2-65, где 1 — пропускная способность только линии ($x = 0$), 2 и 3 — пропускная способность передачи при сопротивлении концевых устройств, соответственно равных x_1 и x_2 , причем $x_2 > x_1$. Учет сопротивления концевых устройств уменьшает предел по мощности и сдвигает характеристику $P_{\text{пр}} = f(l)$ в сторону меньших длин.

Ограничения по пропускной способности передач постоянного тока имеют другую физическую природу и характер, о чем будет сказано далее.

Принимая во внимание относительно высокую стоимость как электропередачи, так и концевых подстанций, не всегда оказывается целесообразным ограничивать ее пропускную способность естественными возможностями. В связи с этим может возникнуть необходимость специально предусмотренными мерами повышать пропускную способность протяженных электропередач. Из (2-179) видно, что повысить предельную мощность линии можно путем увеличения номинального напряжения линии $U_{\text{ном}}$, снижения волнового сопротивления z_c или волновой длины $\lambda = \alpha_0 l$. Повышение напряжения линии означает переход на новый, более высокий класс номинального напряжения. Это выполнимо

только тогда, когда промышленность подготовлена к выпуску силового оборудования и аппаратов на новое номинальное напряжение. Поскольку это не единственное, хотя и наиболее эффективное, мероприятие, повышающее пропускную способность линии, то оно должно сравниваться с другими возможными мероприятиями, дающими аналогичный эффект с тем, чтобы на основании технико-экономического сравнения выбирать экономически наивыгоднейший вариант.

Промежуточные подстанции делят линию электропередачи на участки, что способствует увеличению пропускной способности электропередачи, так как при повреждении на линии отключается только цепь этого участка, а не вся линия. Кроме этого, присоединение промежуточных систем в определенной мере стабилизирует напряжение на подстанциях, что также является косвенной мерой увеличения передаваемой по линии мощности. Если на начальном этапе сооружения электропередачи не предполагается строительство промежуточных подстанций, то на линии предусматривают переключательные пункты.

Пропускная способность двухцепных связанных электропередач напряжением 500 кВ длиной 800—1000 км повышается вследствие сооружения на линии переключательных пунктов и растет по мере увеличения их числа. Так, в случае сооружения одного переключательного пункта на линии указанной длины ее пропускная способность повышается на 30% по сравнению со случаем, когда на линии отсутствуют переключательные пункты. При двух-трех переключательных пунктах пропускная способность линии увеличивается соответственно на 45 и 60%. Тем не менее целесообразность сооружения на линии того или иного числа переключательных пунктов должна быть обоснована технико-экономическим анализом.

В основном для улучшения статической, динамической и результирующей устойчивости применяется следующее: улучшение параметров генераторов; увеличение скорости отключения к. з.; увеличение механической инерции генераторов; электрическое и механическое торможение; заземление нейтрали трансформаторов через активное и реактивное сопротивления; устройство для синхронизации и ресинхронизации генераторов; автоматическое повторное включение; регулятор возбуждения сильного действия и новый комплексный регулятор возбуждения и скорости; демпферная обмотка на гидрогенераторах; отключение части генераторов; автоматическая разгрузка и деление системы на части; форсировка мощности параллельной передачи постоянного тока.

В большей мере для увеличения пропускной способности, нежели для улучшения статической и динамической устойчивости, служат: переключательные пункты; промежуточные синхронные компенсаторы; управляемые конденсаторы и реакторы; последовательная и параллельная компенсации сопротивления и реактивной мощности линии.

Для повышения пропускной способности всей электропередачи в целом в основном применяется: повышение напряжения линий; изменение конструкции линии (расщепленные провода, разомкнутые линии и др.); компенсация линии электропередачи (последовательная, параллельная: а) с помощью реакторов и конденсаторов; б) с помощью

синхронных компенсаторов, управляемых реакторов и статических ИРМов); настройка линии (на полуволну; на нулевую длину волны).

Способы компенсации параметров линии. Их можно условно разделить на три большие группы.

1. Компенсация всех параметров линии к нулевой длине, или настройка линии на нулевую длину. В этом случае включением дополнительных устройств полностью уничтожаются емкостная проводимость и реактивное сопротивление линии, и в схеме замещения линии остается только одно относительно небольшое активное сопротивление. Можно образно сказать, что в электрическом отношении линия «исчезает».

2. Компенсация волнового сопротивления, или компенсация линии. Здесь дополнительные устройства на линии выбираются так, чтобы

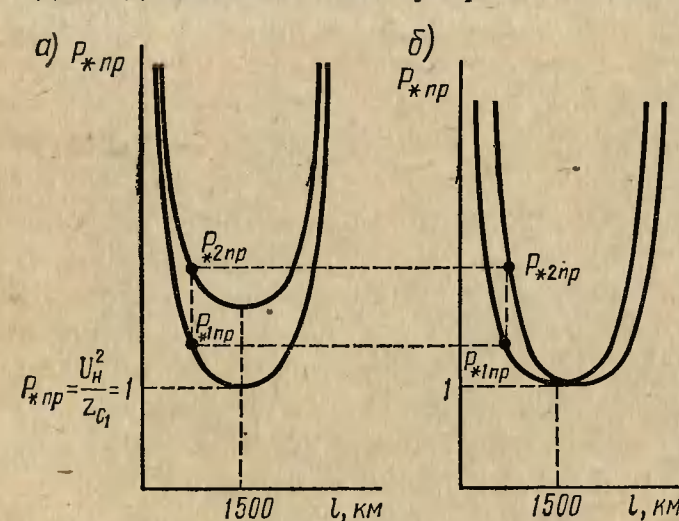


Рис. 2-66

предел по мощности компенсированной линии возрастает ($P_{2пр} > P_{1пр}$).

3. Компенсация волновой длины, или настройка линии. Можно себе представить другой крайний случай, когда индуктивность и емкостная проводимость уменьшаются в одинаковое число раз. При этом волновое сопротивление линии остается прежним, а волновая длина линии $\lambda = \alpha_0 l$ [см. (2-4)] уменьшается. Последнее ведет к увеличению предельной мощности $P_{*2пр}$ настроенной линии, характеристика которой перемещается вдоль оси абсцисс (рис. 2-66, б) относительно естественной характеристики $P_{*1пр}$.

Практически таких крайних случаев компенсации не бывает. Нет никакой надобности стремиться к полной компенсации линии, обеспечивая нулевую длину, равно как и нет надобности изменять индуктивность и емкость в одинаковое число раз. При неодинаковом изменении этих двух параметров одновременно будет изменяться и волновая длина линии, и волновое сопротивление.

Вообще говорить о волновом сопротивлении, волновой длине и натуральной мощности линии электропередачи, содержащей дополнительные устройства с сосредоточенными параметрами, можно только условно, имея в виду реальную линию с распределенными параметрами, эквивалентную данной компенсированной линии. Целью компенсации

в первую очередь уменьшить величину z_c . В частности, этого можно добиться уменьшением удельного реактивного сопротивления при увеличении удельной реактивной проводимости линии в одинаковое число раз [см. (2-3)]. При этом волновая длина электропередачи не изменится, а характеристика мощности $P_{*2пр} = f(l)$ (рис. 2-66, а) переместится вверх по оси ординат относительно аналогичной естественной зависимости $P_{*1пр}$. Вследствие этого

линии является не само по себе изменение волновых свойств линии, а улучшение тех или иных показателей режима и, в первую очередь, увеличение пропускной способности.

Аналогичная картина имеет место в электропередачах сверхвысокого напряжения, которые выполняются расщепленными проводами. При этом индуктивное сопротивление линии уменьшается, а емкостная проводимость увеличивается, что ведет к снижению z_c , некоторому уменьшению коэффициента α_0 и изменению λ .

Продольная емкостная компенсация увеличивает длину волны и сокращает электрическую длину линии. При параллельной емкостной компенсации, наоборот, волновая длина линии увеличивается. Продольная емкостная компенсация при одновременной компенсации емкости линии параллельно включенными реакторами позволяет умень-

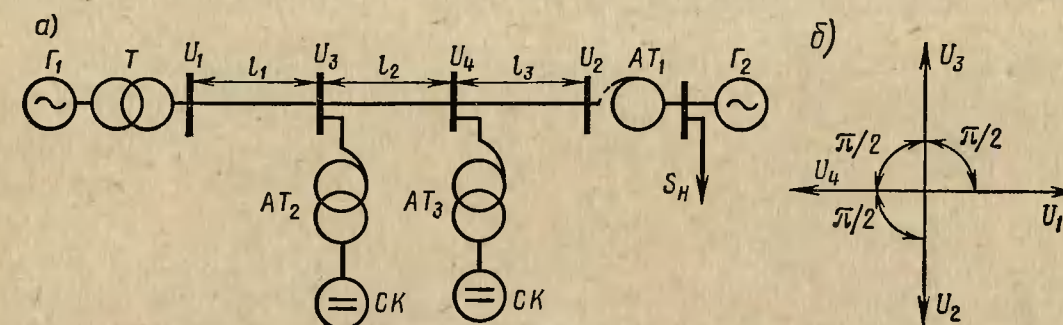


Рис. 2-67

шить волновую длину линии, повысить ее натуральную и предельную мощность.

Компенсация параметров линии может осуществляться как статически не управляемыми и управляемыми устройствами, так и вращающимися машинами.

Промежуточные синхронные компенсаторы. ПСК, включаемые вдоль линии передачи, обеспечивают управляемую поперечную компенсацию, что ведет к увеличению пропускной способности электропередачи. Если в схеме (рис. 2-67, а) каждый из включенных синхронных компенсаторов обладает достаточной мощностью, то в точках их присоединения будет поддерживаться неизменное напряжение. В этом случае качания машин и аварийные режимы в одной из частей системы не будут оказывать влияние на другие ее части.

Векторная диаграмма напряжений электропередачи с ПСК при передаваемой мощности, равной предельной мощности каждого участка и $l_1 = l_2 = l_3$, представлена на рис. 2-67, б. Следовательно, линия, компенсированная ПСК, принципиально может работать с любым углом сдвига между напряжениями по концам электропередачи. Этот угол при равных длинах участков линии между местами установки ПСК в пределах будет равен

$$\delta = \pi n / 2,$$

где n — число участков линии; $\pi/2$ — предельный угол участка линии.

Предельная мощность линии будет равна пределу по мощности любого из участков:

$$P_{\text{пр}} = \frac{U^2}{z_c \sin \alpha_0 \frac{l}{n}}$$

В случае неодинаковой длины участков линии предельная мощность линии определяется пропускной способностью наиболее протяженного участка.

Возможность поддержания напряжения линии в точках присоединения ПСК в сильной степени зависит от реактивного сопротивления обмотки низшего напряжения автотрансформаторов и синхронных компенсаторов. Реактивное сопротивление синхронных компенсаторов (ом)

$$x = x_* U^2 / S_{\text{с.к.}}$$

поэтому для снижения его необходимо увеличивать установленную мощность компенсаторов. При этом она может в несколько раз превышать

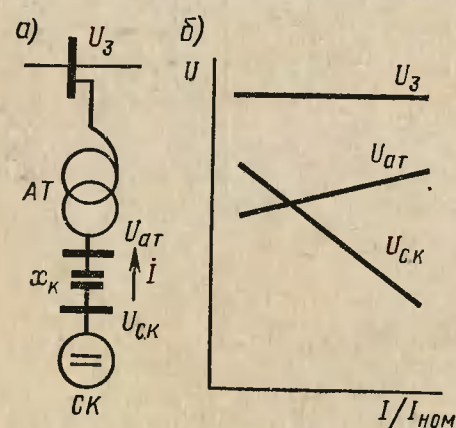


Рис. 2-68

мощность, передаваемую по линии. Реактивное сопротивление синхронных компенсаторов можно уменьшить за счет изменения их конструкции при некотором увеличении габаритной мощности. Однако в настоящее время конструкции синхронных машин таковы, что с увеличением мощности машин увеличивается и их реактивное сопротивление. Возможен и другой путь уменьшения реактивного сопротивления в цепи ПСК — включение емкости между выводами автотрансформатора и ПСК (рис. 2-68, а). Величина емкостного сопротивления в цепи промежуточного компенсированного компенсатора x_k может приниматься до (0,65—0,7) x_d , вследствие возможности возникновения самовозбуждения и самораскачивания компенсаторов (см. гл. 3), а также резких колебаний напряжения на шинах ПСК при изменении режимов работы линии. Последнее иллюстрируется рис. 2-68, б, где приведены зависимости напряжения U_3 , $U_{\text{ат}}$, $U_{\text{с.к.}}$ в функции относительного тока $I/I_{\text{ном}}$ синхронного компенсатора.

Таким образом, включение в цепь статора ПСК емкости позволяет разгрузить ротор, что оказывается существенным при ограничении толка возбуждения ротора синхронного компенсатора.

Относительно дешевым средством улучшения эффективности ПСК является сильное регулирование их возбуждения, которое эквивалентно уменьшению реактивности ПСК без увеличения его габаритной мощности. При проектировании электропередач с промежуточными синхронными компенсаторами исходят из того, что степень поддержания напряжения на промежуточных подстанциях определяется заданной пропускной способностью линии. ПСК должны снабжать реактивной мощностью нагрузку систем, присоединенных к промежуточным

подстанциям, способствовать повышению устойчивости объединенной системы, особенно в послеаварийных режимах. Возложенные на ПСК функции могут быть выполнены, если правильно выбрана их мощность, система возбуждения и способ АРВ*.

Принципиальные вопросы, относящиеся к выбору мощности ПСК, рассмотрим применительно к схеме, изображенной на рис. 2-69, а. Пусть пропускная способность линии $P_{\text{пр1}}$ выше, чем предельная мощность естественной линии длиной $l = l_1 + l_2$, а U_1 и U_2 известны. На линии передачи предполагается сооружение промежуточной подстанции ближе к ее приемному концу ($l_1 > l_2$), где будут установлены ПСК. Потоки реактивной мощности Q'_{13} и Q'_{32} при вариации величин

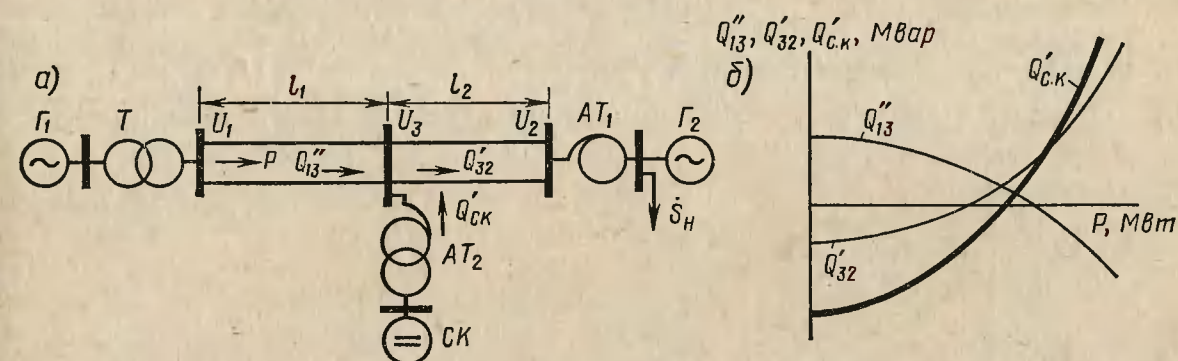


Рис. 2-69

$U_3 = (1 - 1,05) U_{\text{ном}}$ и $P = (0 - P_{\text{пр1}})$ можно найти по формулам [аналогичны (2-27) и (2-30)]:

$$Q''_{*13} = -\text{ctg } \alpha_0 l_1 + \sqrt{\left(\frac{K_1}{\sin \alpha_0 l_1}\right)^2 - P'^2_*};$$

$$Q'_{*32} = K_2 \text{ctg } \alpha_0 l_2 - \sqrt{\left(\frac{K_2}{\sin \alpha_0 l_2}\right)^2 - P''^2_*},$$

где l_1 и l_2 — длина участков линии, км;

$K_1 = U_1/U_3$; $K_2 = U_3/U_2$ — перепад напряжений по участкам линии;

$P'_* = \frac{P}{U_3^2} z_c$; $P''_* = \frac{P}{U_2^2} z_c$ — активная мощность участков, о. е.;

$S_{136} = U_3^2/z_c$; $S_{326} = U_2^2/z_c$ — базисная мощность участков линии, Мвт.

Круговые диаграммы зависимостей $Q'_{13} = f_1(P)$ и $Q'_{32} = f_2(P)$ для одной из принятых величин напряжения U_3 приведены на рис. 2-69, б.

Реактивная мощность $Q'_{\text{с.к.}}$ (см. рис. 2-69, а) на шинах высшего напряжения подстанции 3

$$Q'_{\text{с.к.}} = Q'_{13} - Q'_{32}.$$

Зависимость $Q'_{\text{с.к.}}$ в функции P приведена на рис. 2-69, б.

Графики (см. рис. 2-69, б) позволяют установить, что в режимах малых нагрузок синхронные компенсаторы, работая с недовозбуждением, потребляют избыточную реактивную мощность линии ($Q'_{13} + Q'_{32}$); а в режиме больших нагрузок выдают реактивную мощность.

* Вопросы выбора типа АРВ синхронных машин излагаются в курсе «Электро-механические переходные процессы в электрических системах».

$$Q_{с.к} = Q'_{с.к} + \Delta Q_{ат},$$

где $\Delta Q_{ат}$ — потери реактивной мощности в обмотках автотрансформатора.

После этих расчетов выбирают тип, мощность и число синхронных компенсаторов, имея в виду, что установленная мощность синхронных компенсаторов $Q_{с.к.уст}$ будет определяться мощностью в режиме недовозбуждения $Q_{с.к.нд}$, если

$$Q_{с.к.нд} > \frac{Q_{с.к.уст}}{x_{*d}}.$$

Далее для каждого принятого значения напряжения U_3 можно найти пропускную способность электропередачи [см. (2-179)], которая огра-

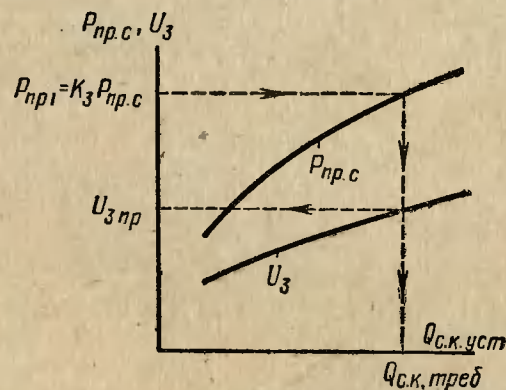


Рис. 2-70

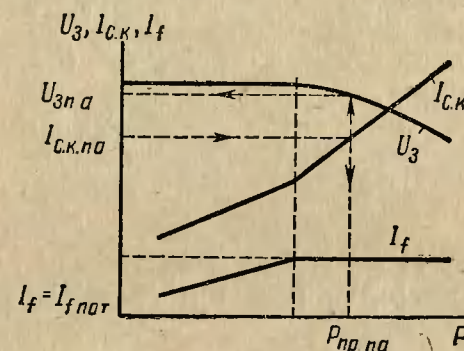


Рис. 2-71

ничивается первым, наиболее протяженным участком линии. Затем для нескольких вариантов i напряжения U_{3i} , где $P_{пр i} > P_{пр 1}$, рассчитываются статическая и динамическая устойчивости системы в целом, в результате чего выявляются зависимости предела по мощности электропередачи с учетом системы $P_{пр.с}$ и напряжения подстанций U_3 в функции мощности синхронных компенсаторов $Q_{с.к}$ (рис. 2-70). Принимая необходимый коэффициент запаса по устойчивости ($P_{пр1} = K P_{пр.с}$), по графикам нетрудно определить мощность синхронных компенсаторов $Q_{с.к.треб}$ и степень поддержания напряжения $U_{3пр}$ подстанции 3, при которых будет обеспечиваться заданная пропускная способность передачи $P_{пр1}$.

Дальнейшие расчеты включают рассмотрение возможности перегрузки ПСК в послеаварийных режимах. В результате отключения одной цепи первого участка его сопротивление удваивается, потери напряжения растут и напряжение на подстанции U_3 будет поддерживаться на прежнем уровне, если синхронные компенсаторы увеличат выдачу реактивной мощности. При этом э. д. с. $E_{с.к} = E_q$ синхронных компенсаторов будет расти до тех пор, пока ток ротора I_f не достигнет своего потолочного значения $E_{q пот} = K I_{f0}$. Дальнейший рост э. д. с. E_q не возможен, поэтому напряжение U_3 начнет снижаться, а ток ПСК

будет продолжать расти

$$I_{с.к} = \frac{E_{q пот} - U_3}{\sqrt{3} x_d}.$$

Характер зависимостей величин $I_{с.к}$, U_3 , I_f от P приведен на рис. 2-71, из которого следует, что ПСК в послеаварийных режимах могут перегружаться по току статора, если возбуждение достигает своего потолочного значения. Оценив возможное время послеаварийного режима, определяют допустимую перегрузку синхронного компенсатора по току статора $I_{с.к.па}$, а в соответствии с характеристиками — напряжение $U_{3па}$ и пропускную способность электропередачи $P_{пр.па}$ в послеаварийном режиме. Если $P_{пр.па} > P_{пр1}$, то на этом выбор мощности промежуточных синхронных компенсаторов заканчивается. При условии $P_{пр.па} < P_{пр1}$ следует предусмотреть разгрузку электропередачи в послеаварийном режиме, а если такая возможность отсутствует, — то увеличение установленной мощности синхронных компенсаторов.

При присоединении к промежуточной подстанции (см. рис. 2-69) возможная величина снижения напряжения ее U_3 в послеаварийном режиме не должна приводить к недопустимым нарушениям режима работы промежуточной энергосистемы. Связь электропередачи с промежуточными системами способствует стабилизации напряжения на подстанциях, что является косвенной мерой повышения пропускной способности электропередачи.

Синхронные компенсаторы могут быть заменены и управляемыми статическими устройствами, выдающими в линию или поглощающими из нее реактивную мощность, а также обеспечивающими поддержание напряжения в точке их присоединения.

Принципиальная схема одного из таких устройств приведена на рис. 1-16. Потребляемая реактивная мощность здесь регулируется за счет изменения продолжительности включения реакторов посредством управления вентилей. Изменяя момент отпирания вентилей, можно увеличить ток в короткозамкнутой цепи постоянного тока и соответственно реактивную мощность, потребляемую реактором из сети.

Другой возможностью управления реактором является изменение его индуктивности путем подмагничивания постоянным током от отдельного выпрямителя. Конструкция таких управляемых реакторов разрабатывается в настоящее время.

Включение регулируемых реакторов может обеспечить управление линией только при нагрузках, меньших натуральной. Для управления линией и поддержания напряжения в отдельных точках ее при нагрузке, большей натуральной, необходимо переходить к управляемым конденсаторам. Управление мощностью, выдаваемой конденсаторами, может производиться или за счет включения разного количества конденсаторов, или за счет изменения реактивности реакторов, включенных параллельно или последовательно с конденсаторами.

Возможно также управление конденсаторами с помощью управляемых выпрямителей. Устройства такого рода еще находятся в стадии разработки.

Статические управляемые источники реактивной мощности. ИРМ, основанные на применении ионных и полупроводниковых вентилях, являются средством повышения пропускной способности дальних электропередач. Схемы и принцип работы различных ИРМ рассмотрены в гл. 1, где было показано, что их отличительной особенностью является быстроедействие и непрерывность регулирования. Эти свойства ИРМ* дают возможность рассчитывать на значительный технико-экономический эффект.

Рассмотрим схему электропередачи с управляемыми ИРМ (рис. 2-72, а). При постоянстве напряжений U_1 и U_2 активная мощность электропередачи является функцией угла δ между напряжениями по концам электропередачи и эквивалентного реактивного сопротивления ИРМ x , зависящего от принятого закона регулирования мощности ИРМ. Эквивалентное сопротивление ИРМ, воздействуя на характеристики режима системы, изменяет характер связей между генераторными станциями, формально отражающийся в изменении собственных и взаимных сопротивлений системы. Следовательно, регулируемые ИРМ позволяют осуществлять «внутреннее регулирование» режима системы в отличие от «внешнего», осуществляемого АРВ генераторов.

Воздействие ИРМ на режим электропередачи и ее пропускную способность можно оценить, считая в первом приближении, что система регулирования ИРМ (см. рис. 2-72, а) поддерживает неизменным напряжение U_3 в точке его присоединения. Не нарушая общности рассуждений, для простоты будем считать, что $U_1 = U_2 = U_3 = U_{\text{ном}}$, а $l_1 = l_2 = l/2$. При приня-

тых допущениях угловая характеристика мощности идеализированной линии с ИРМ по параметрам ее половины [см. (2-179)]

$$P_1 = \frac{U_1 U_3}{z_c \sin \alpha_0 l_1} \sin \delta_1.$$

Здесь δ_1 — угол между векторами напряжений $\dot{U}_1$ и $\dot{U}_3$.

Поскольку в рассматриваемых условиях $\delta_1 = \delta_2 = \delta/2$, то имеет место равенство

$$\sin \delta_1 = \sin (\delta/2) = \sqrt{(1 - \cos \delta)/2},$$

где δ — угол между векторами напряжений по концам линии $\dot{U}_1$ и $\dot{U}_2$.

* В. А. Веников, Л. А. Жуков. Регулирование режима электрических систем и дальних электропередач и повышение их устойчивости с помощью управляемых статических ИРМ. «Электричество», 1967, № 6.

После подстановки в уравнение для мощности P_1 величин l_1 и δ_1 , выраженных через длину всей линии электропередачи и угол δ , получаем

$$P_1 = \frac{U_1 U_3}{\sqrt{2} z_c \sin \alpha_0 l/2} \sqrt{1 - \cos \delta},$$

или

$$P_1 = \frac{U_1 U_3}{z_c} \sqrt{\frac{1 - \cos \delta}{1 - \cos \alpha_0 l}}.$$

Приняв за базисную натуральную мощность $P_c = U_{\text{ном}}^2 / z_c$, будем иметь

$$P_{*1} = \frac{1}{\sqrt{2} \sin \alpha_0 \frac{l}{2}} \sqrt{1 - \cos \delta} = \sqrt{\frac{1 - \cos \delta}{1 - \cos \alpha_0 l}}.$$

Предельный угол, ограничивающий устойчивую область работы линии с ИРМ, как и линии без компенсации, равен 90° , поэтому предельная мощность линии электропередачи, имеющей регулируемые ИРМ,

$$P_{*1\text{пр}} = \frac{1}{\sqrt{2} \sin \alpha_0 \frac{l}{2}} = \frac{1}{\sqrt{1 - \cos \alpha_0 l}},$$

что в долях от предельной мощности естественной линии $P_{*пр}$ [см. (2-179)] длиной l составляет

$$\frac{P_{*1\text{пр}}}{P_{*пр}} = \frac{\sin \alpha_0 l}{\sqrt{1 - \cos \alpha_0 l}} = \sqrt{1 + \cos \alpha_0 l}. \quad (2-180)$$

Реактивная мощность ИРМ в функции угла δ при условии постоянства напряжения U_3 может быть определена по балансу реактивной мощности в точке присоединения ИРМ (см. рис. 2-72, а):

$$Q_{*к} = Q_{*13}'' - Q_{*32}'.$$

Подставив в это уравнение значения мощностей Q_{*13}'' и Q_{*32}' , аналогичные соответственно (2-27) и (2-30), получим

$$Q_{*к} = 2 \left(-\text{ctg} \frac{\alpha_0 l}{2} + \frac{\sqrt{1 + \cos \delta}}{\sqrt{2} \sin \frac{\alpha_0 l}{2}} \right).$$

Изменение параметров (P_* , Q_{*1} , Q_{*2} , $Q_{*к}$, K_3) режима электропередачи длиной $l = 1000$ км в функции угла δ с регулируемыми ИРМ (сплошные линии) и без них (штриховые линии) приведено на рис. 2-72, б. Характеристики свидетельствуют о существенном увеличении пропускной способности электропередачи при применении регулируемых ИРМ умеренной мощности. Причем необходимая мощность ИРМ резко уменьшается при отличии передаваемой мощности от предельной в соответствии с необходимыми коэффициентами запаса по устойчивости.

Расчетная модель идеализированной линии, имеющей на участках переключательные пункты или промежуточные подстанции, кроме той, на которой установлены ИРМ, может быть основана на использовании собственных и взаимных проводимостей. При этом для выявления режимных характеристик электропередачи с поперечной компенсацией в виде ИРМ со статическим регулированием (рис. 2-73) используют следующие уравнения:

$$\left. \begin{aligned} Q_{*13}'' &= -K_3^2 y_{33(1)} + K_1 K_3 y_{13} \cos \delta_1; \\ Q_{*32}' &= K_3^2 y_{33(2)} - K_1 K_3 y_{23} \cos \delta_2; \\ P_{*1} &= P_{*2} = K_3 y_{23} \sin \delta_2, \end{aligned} \right\} \quad (2-181)$$

где $K_1 = U_1/U_2$, $K_3 = U_3/U_2$ — перепад напряжения соответственно по концам линии и на втором участке; y_{13} , y_{23} — взаимные проводимости первого и второго участков линии; $y_{33(1)}$, $y_{33(2)}$ — собственные проводимости точки 3 соответственно для первого и второго участков линии; δ_1 и δ_2 — углы по участкам линии.

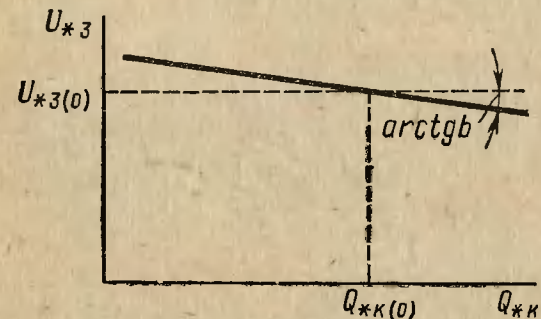


Рис. 2-73

При этом $S_6 = U_2^2/z_c$, $U_6 = U_2$ — базисные мощность и напряжение.

Зная Q_{*13}'' и Q_{*32}' по балансу реактивной мощности на подстанции,

где установлены ИРМ, нетрудно определить их мощность:

$$Q_{*к} = K_3^2 (y_{33(2)} + y_{33(1)}) - \sqrt{K_3^2 K_1^2 y_{13}^2 - P_{*1}^2} - \sqrt{K_3^2 y_{23}^2 - P_{*1}^2}.$$

В соответствии с характеристикой статического регулирования ИРМ (см. рис. 2-73) можно записать, что

$$Q_{*к} = \frac{1-K_3}{b} + Q_{*к0},$$

где b — коэффициент, зависящий от характеристики регулирования ИРМ; $Q_{*к0}$ — мощность ИРМ в исходном режиме.

Приравняв правые части двух последних равенств, получим уравнение, определяющее в относительных единицах напряжение U_3 в функции заданной активной мощности P_{*1} и принятого перепада напряжения по концам K_1 :

$$b [K_3^2 (y_{33(2)} + y_{33(1)}) - \sqrt{K_3^2 K_1^2 y_{13}^2 - P_{*1}^2} - \sqrt{K_3^2 y_{23}^2 - P_{*1}^2}] + K_3 - bQ_{*к0} - 1 = 0.$$

После определения величины K_3 выявляют интересующие параметры режима.

Результаты исследований показывают, что характеристики режимов электропередачи длиной $l = 1000$ км, имеющей ИРМ со статическим регулированием, практически совпадают с аналогичными характеристиками, полученными при постоянстве напряжения U_3 (см. рис. 2-72, б). При указанной длине линии ИРМ существенно снижают величину потоков реактивной мощности по концам линии (Q_{*1} и Q_{*2}), что обуславливает уменьшение мощности КУ на конечных подстанциях.

Включение ИРМ в начале линии разгружает генераторы передающей станции от реактивной мощности без ухудшения условий регулирования напряжения, что создает предпосылки к снижению требований в отношении потолков возбуждения генераторов.

Незначительные постоянные времени, характерные для управляемых ИРМ, обеспечивают практически мгновенное воздействие на любые динамические процессы в отдельных элементах системы, что способствует повышению ее динамической устойчивости.

При длинах линии порядка 1500 км и более, по-видимому, целесообразно размещение ИРМ в нескольких промежуточных точках электропередачи.

Продольная емкостная компенсация индуктивного сопротивления линии — эффективное средство повышения пропускной способности электропередач. Возможные схемы включения установок продольной емкостной компенсации (УПК) на линии рассмотрены в гл. 1 (см. рис. 1-18), где дана их характеристика. Здесь же излагаются основные вопросы выбора параметров УПК (величины сопротивления и мощности) и места ее расположения на линии.

Эффективность применения УПК на линии характеризуют степенью компенсации

$$K_c = \frac{B - B_9}{B} = \frac{\text{Im}(B - B_9)}{\text{Im} B} \approx 1 - \frac{x_k}{x_l}, \quad (2-182)$$

где B — параметр, характеризующий естественную линию; B_9 — эквивалентный параметр, найденный при учете УПК; x_k — емкостное сопротивление УПК; x_l — сопротивление линии без УПК.

Повышение сопротивления продольной емкостной компенсации увеличивает пропускную способность линии. Так, применение УПК ($x_k = 0,25 x_l$) на линии Куйбышев — Москва позволило увеличить пропускную способность с 1350 Мвт до 1800 Мвт, т. е. на 34%; повышение пропускной способности электропередачи Братск — Иркутск с 1150 Мвт до 1600 Мвт, т. е. на 30%, оказалось возможным в результате компенсации около 30% сопротивления линии.

Однако эффект от УПК зависит от того, где расположена эта установка на линии. Последнее объясняется тем, что при включении конденсаторов нарушается однородность и изменяются волновые характеристики линии как цепи с распределенными параметрами. Пропускная способность компенсированной линии определяется ее эквивалентным параметром B_9 , который при одной УПК запишется как

$$B_9 = j \left\{ \frac{z_c^2 - x_1 x_2}{z_c} \sin \alpha_0 l + (x_1 + x_2) \cos \alpha_0 l - x_k \left[\left(\cos \alpha_0 l_1 - \frac{x_1}{z_c} \sin \alpha_0 l_1 \right) \cos \alpha_0 (l - l_1) - \frac{x_2}{z_c} \left(\cos \alpha_0 l_1 - \frac{x_1}{z_c} \sin \alpha_0 l_1 \right) \sin \alpha_0 (l - l_1) \right] \right\},$$

где x_1 , x_2 — сопротивление концевых устройств; l — длина линии; l_1 — расстояние от начала линии до УПК.

Расположение УПК, при котором B_9 будет минимальным, можно найти из уравнения $dB_9/dl_1 = 0$. При этом получим

$$l_1 = \frac{1}{2} \left\{ l - \frac{1}{\alpha_0} \text{ctg} \frac{z_c (x_1 - x_2)}{x_2 x_1 + z_c^2} \right\}.$$

Для примера на рис. 2-74 приведены зависимости предела по мощности $P_{пр}$ и постоянной B_3 в функции места УПК при $x_1 = x_2$. Из них следует, что при расположении УПК в середине линии предел по мощности получается примерно на 25% больше, чем при УПК в начале линии. Размещению УПК ближе к концу линии соответствуют большие значения пропускной способности по сравнению с расположением УПК ближе к началу линии.

Величина сопротивления УПК x_k определяется на основании расчетов устойчивости объединенной системы. Принципиально x_k может выбираться равным величине индуктивного сопротивления линии. Практически же здесь могут возникать технические трудности и особенности работы системы, с которыми нельзя не считаться*.

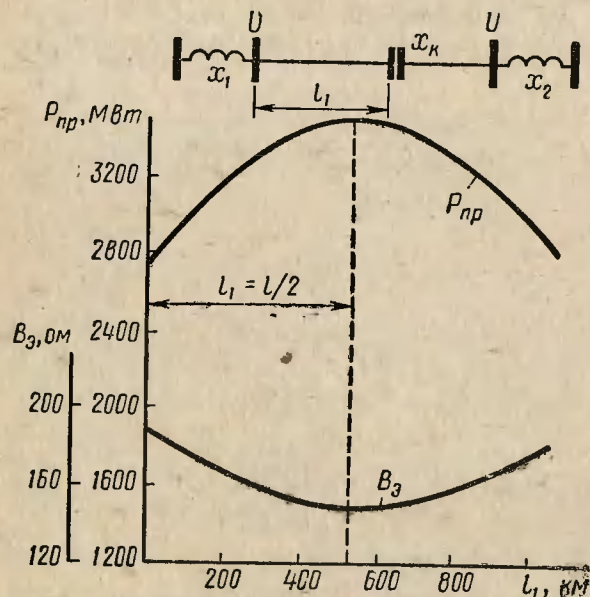


Рис. 2-74

пользуют органы, реагирующие на величину и характер реактивного сопротивления до места короткого замыкания, на направление мощности, токи прямой, обратной и нулевой последовательностей. Правильность действий дистанционных и направленных защит будет обеспечена, если при возникновении короткого замыкания за УПК (см. рис. 2-74) суммарное реактивное сопротивление участков линии и УПК, отличное от нуля, имеет индуктивный характер. Последнее при расположении УПК в середине линии выполняется, если

$$x_k \leq 0,5x_{л.}$$

В соответствии со сказанным сопротивление УПК с учетом некоторого запаса принимают равным (0,4—0,45) $x_{л.}$. Если по расчетам устойчивости x_k оказывается больше этого значения, то предусматривают размещение УПК в нескольких местах.

* Н. Д. Анисимова, Г. К. Зарудский. О пропускной способности линий электропередач при глубокой компенсации параметров. Доклады научно-технической конференции по итогам научно-исследовательских работ за 1968—1969 гг. (апрель 1970 г.), подсекция электрических систем. МЭИ, 1969.

Напомним, что при наличии УПК повышаются потери мощности в линии. С увеличением величины x_k к. п. д. линии снижается (см. рис. 2-57), что может служить причиной ограничения степени компенсации тем или иным значением. Применение на линии УПК в ряде случаев может способствовать возникновению самовозбуждения и самораскачивания генераторов передающей станции.

Величина x_k может ограничиваться и условиями работы релейной защиты линий. В современном исполнении устройства релейной защиты линий используют органы, реагирующие на величину и характер реактивного сопротивления до места короткого замыкания, на направление мощности, токи прямой, обратной и нулевой последовательностей. Правильность действий дистанционных и направленных защит будет обеспечена, если при возникновении короткого замыкания за УПК (см. рис. 2-74) суммарное реактивное сопротивление участков линии и УПК, отличное от нуля, имеет индуктивный характер. Последнее при расположении УПК в середине линии выполняется, если

$$x_k \leq 0,5x_{л.}$$

В настоящее время разработана дифференциальная защита, пригодная для любого объекта, который может быть замещен четырех-полюсником. Защита обладает большой чувствительностью и работает без выдержки времени, сравнивая физические параметры режима с их расчетными значениями.

Увеличение сопротивления x_k вызывает повышение напряжения как на выводах УПК, так и на участках линии, примыкающих к УПК. Этот эффект хорошо виден из графиков (рис. 2-75), показывающих распределение напряжения вдоль некомпенсированной (1) и компенсированной (2, 3 и 4) линий при степенях компенсации, соответственно равных 0,2; 0,4; 0,5, и потоке активной мощности, равном предельному ($P_2 = P_{пр}$). Из зависимостей можно установить, что наиболее высокое напряжение на линии будет в месте включения УПК. Для идеализи-

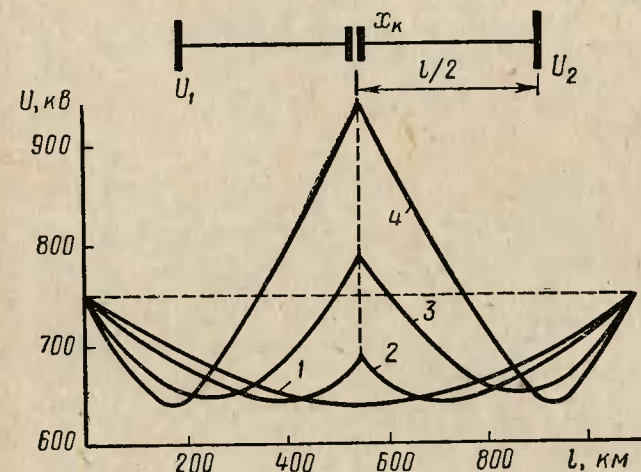


Рис. 2-75

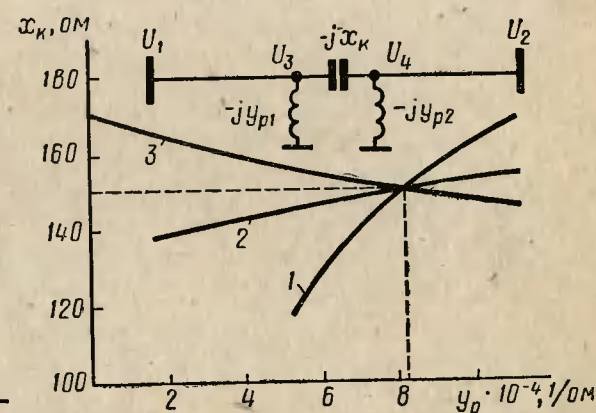


Рис. 2-76

рованной линии напряжения до УПК и за нею будут равны, если $U_1 = U_2$. Чтобы при больших степенях компенсации напряжение в любой точке линии не превышало рабочего длительно допустимого, на ней в месте расположения УПК устанавливают реакторы.

При включении УПК в середину линии и равенстве напряжений по ее концам (рис. 2-76) можно записать уравнение, связывающее между собой проводимости реакторов y_p и сопротивление x_k :

$$y_p = y_{p1} = y_{p2} = -j \frac{B - Ax_k}{Bx_k}, \quad (2-183)$$

где

$$A = \cos \alpha_0 \frac{l}{2}; \quad B = z_c \sin \alpha_0 \frac{l}{2};$$

x_k — абсолютная величина сопротивления УПК, найденная из расчетов устойчивости.

По известной величине x_k в соответствии с (2-183) определяют проводимость реакторов y_p . При этом мощности реакторов (Мва) до батареи конденсаторов и за нею одинаковы и равны

$$Q_p = U_{ном}^2 y_p.$$

Напряжение на выводах УПК зависит от сопротивления x_k , проводимости реакторов y_p и режима работы электропередачи. Применительно к заданной схеме (см. рис. 2-76) искомые величины могут быть найдены из уравнения

$$U_{*3} = U_{*4} = \frac{(A + By_p) x_k^2 + (1 + \cos \delta) [2B^2 - 2Bx_k (A + By_p)]}{x_k^2 [(A^2 + B^2 y_p^2)^2 + 4AB y_p (A + By_p)^2 - 4A^2 B^2 y_p^2] - 4x_k B (A + By_p)^3 + 4B (A + By_p)^2} \quad (2-184)$$

Здесь $U_{*3} = U_3/U_{\text{ном}}$, $U_{*4} = U_4/U_{\text{ном}}$ — напряжения на выводах УПК, о. е.; δ — угол между векторами напряжений по концам электропередачи, зависящий от режима, в пределе равный 90° . Остальные обозначения соответствуют принятым в (2-183).

Полученные по (2-184) значения напряжений не должны быть выше длительно допустимого напряжения $U_{\text{доп}}$ для линий данного класса. В противном случае ($U_3 = U_4 > U_{\text{доп}}$) необходимая степень компенсации индуктивного сопротивления линии может быть обеспечена только при наличии на линии двух УПК.

Выбор параметров УПК можно проводить и графо-аналитическим путем. При известном допустимом напряжении на линии $U_3 = U_4 = U_{\text{доп}}$ уравнение (2-184) удовлетворяется при ряде возможных сочетаний x_k и y_p для каждого режима передачи, характеризуемого углом δ . Особенностью решения уравнения (2-184) при вариации угла δ является наличие точки пересечения, координаты которой x_k и y_p должны быть корнями уравнения (2-183). Таким образом, пересечение характеристик $x_k = f(y_p)$, полученных в результате решения уравнений (2-183) и (2-184), дает то единственное сочетание параметров УПК и реакторов, при котором возможно выдержать напряжение на линии в заданных границах. Зависимости, отвечающие решению обоих уравнений, для линии напряжением 750 кВ длиной 1100 км приведены на рис. 2-76, где 1 и 2 соответствуют уравнению (2-184) при $U_1 = U_2 = 750$ кВ и углах δ , равных 40° и 85° , а 3 — уравнению (2-183). Из анализа этих зависимостей следует, что при заданной величине сопротивления УПК ($x_k = -j150$ Ом) напряжение на линии не будет выше допустимого (1,05 $U_{\text{ном}} = 787$ кВ), если на входе и выходе УПК включить реакторы мощностью 465 Мвар ($y_p = -j8,27 \cdot 10^{-4}$ сим).

Учет перепада напряжений по концам линии, равно как и ее активного сопротивления, несколько изменяет данные соотношения. Тем не менее они могут оказаться полезными на первой стадии проектирования электропередачи. Дальнейший анализ сводится к определению номинального тока УПК и ее мощности. Посмотрим, как это делается при расположении УПК на одной из промежуточных подстанций двухцепной электропередачи (см. рис. 1-18).

Вопросы, связанные с выбором номинального тока УПК, сложны и зависят от характеристик применяемых конденсаторов, возможности их перегрузки, длительности ее, температуры окружающей среды и др.

Ток электропередачи, соответствующий ее пропускной способности $P_{\text{пр}}$,

$$I = P_{\text{пр}} / (\sqrt{3} U_{\text{ном}} \cos \varphi),$$

где $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение линии; $\cos \varphi = 0,9—0,95$ — коэффициент мощности для протяженных электропередач сверхвысокого напряжения.

Для УПК обычно используют конденсаторы типа КПМ (конденсаторы продольные масляные). Их номинальный ток $I_{\text{ном.к}}$, напряжение $U_{\text{ном.к}}$, сопротивление x_c и мощность $Q_{\text{ном.к}}$ известны. Если принять, что номинальный ток батареи конденсаторов УПК равен току передачи, то можно найти число параллельно m и последовательно n включенных конденсаторов:

$$m = I/I_{\text{ном.к}}; \quad n = x_k m/x_c.$$

Номинальный ток и номинальное напряжение УПК будут соответственно равны

$$I_{\text{ном.у}} = m I_{\text{ном.к}}; \quad U_{\text{ном.у}} = n U_{\text{ном.к}}.$$

Установленная мощность конденсаторов УПК (квар)

$$Q_{\text{ном.у}} = 3mn Q_{\text{ном.к}}.$$

При отключении одной цепи участка линии в результате увеличения сопротивления степень компенсации УПК уменьшается и может возникнуть необходимость в снижении передаваемой активной мощности. Для устранения эффекта увеличения индуктивного сопротивления линии в послеаварийном режиме предусматривают форсировку батарей УПК, заключающуюся в выводе из работы конденсаторов одной батареи и перегрузке конденсаторов, оставшихся в работе.

Конденсаторы УПК допускают перегрузки по току и напряжению в течение определенного времени без снижения их срока службы. Эта перегрузка конденсаторов УПК на время, необходимое диспетчеру системы для разгрузки передачи, и определяет собой выбор параметров и числа элементов одной батареи УПК при отключении цепи участка двухцепной линии. Значительно большие перегрузки конденсаторов возможны при коротких замыканиях за УПК. От кратковременных недопустимых перенапряжений конденсаторы УПК имеют специальную защиту.

Кроме описанных выше способов увеличения пропускной способности электропередач, в том или ином виде применяемых в настоящее время, имеется еще ряд способов увеличения пропускной способности линии переменного тока, пока не используемых.

Естественная линия может характеризоваться параметрами A, B, C, D . Для линии с потерями действительную и мнимую составляющие постоянной B с достаточной степенью точности можно записать как

$$\text{Re } B = z_c (\beta_0 l \cos \alpha_0 l + \text{tg } \xi_c \sin \alpha_0 l); \quad (2-185)$$

$$\text{Im } B = z_c \sin \alpha_0 l, \quad (2-186)$$

где ξ_c — фаза волнового сопротивления линии, знак которой учтен.

Изменение $\text{Re } B$ и $\text{Im } B$ в функции длины линии приведено на рис. 2-34.

Любая компенсация параметров линии предполагает в той или иной мере изменение мнимой составляющей B . При этом действительная составляющая тоже изменится, но не может быть сведена к нулевому значению. Наоборот, в большинстве случаев при компенсации параметров линии относительная величина этой составляющей оказывается более существенной. Вследствие того, что расположение на линии

сосредоточенных КУ снижает эффект распределенности параметров, сопротивление настраиваемой линии приближается к величине, равной $r_0 l$. Это приводит к тому, что потери активной мощности в подобных линиях увеличиваются, и компенсация может дать положительный эффект лишь при существенном увеличении пропускной способности линии.

Настройка линии на нулевую длину. Такая настройка предполагает полную компенсацию индуктивного сопротивления линии. Некоторые возможные схемы настройки линии на нулевую длину * приведены в табл. 2-4. Схема 1 настройки обладает лучшими режимными характеристиками, так как большая часть емкостной мощности линии компенсируется реакторами; при этом на зажимах емкости не будет значительных скачков напряжений, а составляющая потерь активной мощности от сквозных перетоков реактивной мощности по линии снижается.

Таблица 2-4
Возможные схемы настройки линии электропередач

Номер схемы	Схема настраивающего устройства	Параметры настраивающих устройств при настройке на длину	
		нулевую	полуволны
1		$x = -jz_c \sin \alpha_0 l$ $y = -j \frac{1}{z_c} \operatorname{tg} \alpha_0 \frac{l}{2}$	$x = jz_c \sin \alpha_0 l$ $y = j \frac{1}{z_c} \operatorname{ctg} \alpha_0 \frac{l}{2}$
2		$x = -jz_c \operatorname{tg} \alpha_0 \frac{l}{2}$ $y = -j \frac{1}{z_c} \operatorname{tg} \alpha_0 \frac{l}{2}$	$x = jz_c \operatorname{ctg} \alpha_0 \frac{l}{2}$ $y = j \frac{1}{z_c} \operatorname{ctg} \alpha_0 \frac{l}{2}$
3		$x = -jz_c \operatorname{tg} \alpha_0 \frac{l}{2}$ $y = -j \frac{1}{z_c} \sin \alpha_0 l$	$x = jz_c \operatorname{ctg} \alpha_0 \frac{l}{2}$ $y = j \frac{1}{z_c} \sin \alpha_0 l$
4		$x = -jz_c \operatorname{tg} \alpha_0 \frac{l}{2}$ $y = -j \frac{1}{2z_c} \sin \alpha_0 l$	$x = jz_c \operatorname{ctg} \alpha_0 \frac{l}{2}$ $y = j \frac{1}{2z_c} \sin \alpha_0 l$
5		$x = -j \frac{z_c}{2} \sin \alpha_0 l$ $y = -j \frac{1}{z_c} \operatorname{tg} \alpha_0 \frac{l}{2}$	$x = j \frac{z_c}{2} \sin \alpha_0 l$ $y = j \frac{1}{z_c} \operatorname{ctg} \alpha_0 \frac{l}{2}$

* А. А. В у л ь ф. Проблема передачи энергии на сверхдальние расстояния по компенсированным линиям. ГЭИ, 1941.

Линия, настроенная на нулевую длину, характеризуется следующими эквивалентными параметрами:

$$A_{\infty 0} = D_{\infty 0} = 1; C_{\infty 0} = \operatorname{Im} B_{\infty 0} = 0. \quad (2-187)$$

Можно в общем виде записать выражение для постоянной B_{∞} применительно к схеме 1 компенсации линии на нулевую длину, которое при условии $\operatorname{Im} B_{\infty} = 0$ дает возможность получить уравнение полной компенсации линии:

$$y_p = \frac{2}{x_k} + \frac{1}{z_c \operatorname{tg} \frac{\alpha_0 l}{2}}. \quad (2-188)$$

Графически это уравнение, однозначно связывающее между собой x_k и y_p , представлено на рис. 2-77, а.

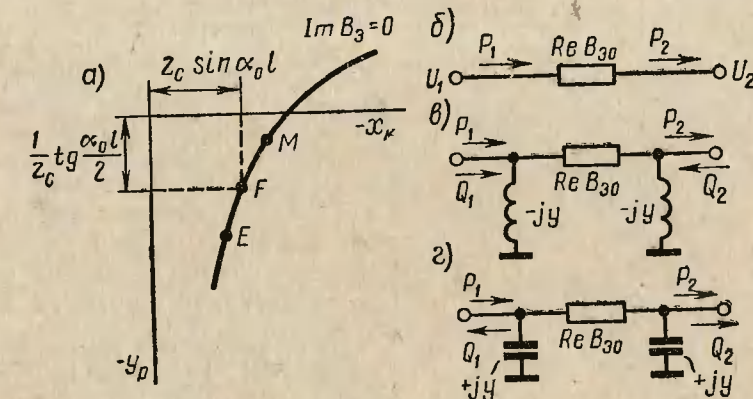


Рис. 2-77

После подстановки уравнения полной компенсации в выражение $\operatorname{Re} B_{\infty}$ получим равенство

$$\operatorname{Re} B_{\infty 0} = z_c (\beta_0 l + \operatorname{tg} \xi_c \cdot \sin \alpha_0 l). \quad (2-189)$$

Следовательно, при любых сочетаниях x_k и y_p , обеспечивающих условие $\operatorname{Im} B_{\infty} = 0$, действительная составляющая эквивалентного сопротивления неизменна и отлична от его значения, соответствующего естественной линии (2-186).

Из (2-187) и (2-188) найдем

$$x_k = -z_c \sin \alpha_0 l; y_p = -\frac{1}{z_c} \operatorname{tg} \frac{\alpha_0 l}{2}.$$

Этим значениям настраивающих устройств соответствует точка F на рис. 2-77, а. Линию, настроенную на нулевую длину, можно в общем случае представить в виде симметричной П-образной схемы замещения. Проводимость такой схемы можно выразить через постоянные четырехполюсника:

$$Y_{\text{по}} = \frac{D_{\infty 0} - 1}{B_{\infty 0}} = \frac{A_{\infty 0} - 1}{B_{\infty 0}} = j \frac{\operatorname{Im} A_{\infty 0}}{\operatorname{Re} B_{\infty 0}}. \quad (2-190)$$

Из последнего уравнения, с учетом соотношений (2-187), можно найти, что $Y_{\text{по}} = 0$.

Таким образом, линия, точно настроенная на нулевую длину, может быть замещена чисто активным сопротивлением (рис. 2-77, б), величина которого определяется выражением (2-189).

Но из уравнения (2-188) следует, что существует целый ряд сочетаний x_k и y_p , где условие $\operatorname{Im} B_{\infty 0} = 0$ выполняется. Посмотрим, насколько необходимо выполнение второго условия ($\operatorname{Im} A_{\infty 0} = 0$) настройки и как оно изменяет схему замещения линии, настроенной на нулевую длину, и ее режимные параметры. Если параметры настраивающего устройства принять в соответствии с координатами точки E (см. рис. 2-77, а), т. е.

$$|y_p| > \left| \frac{1}{z_c} \operatorname{tg} \alpha_0 \frac{l}{2} \right|,$$

то $\text{Im}A_{30} > 0$, а проводимость П-образной схемы замещения (рис. 2-77, в) будет индуктивной [см. (2-190)]. Параметрам настраивающего устройства, отвечающим координатам точки M ($|y_p| < \left| \frac{1}{z_c} \tan \alpha_0 \frac{l}{2} \right|$), соответствует схема замещения, приведенная на рис. 2-77, г, и значение $\text{Im}A_{30} < 0$. При неточной настройке линии на нулевую длину (см. рис. 2-77, в и г) по концам ее имеются потоки реактивной мощности, направление которых зависит от условий настройки. Однако во всех схемах настройки сквозных перетоков реактивной мощности нет, а активные проводимости отсутствуют. Таким образом, пропускная способность и потери активной мощности во всех трех схемах будут одинаковыми. Потоки реактивной мощности по концам линии оказывают влияние на распределение напряжения вдоль нее. Поэтому неточная настройка линии на нулевую длину дает возможность выбирать такие значения параметров настраивающих устройств, при которых напряжение на линии лежит в допустимых границах.

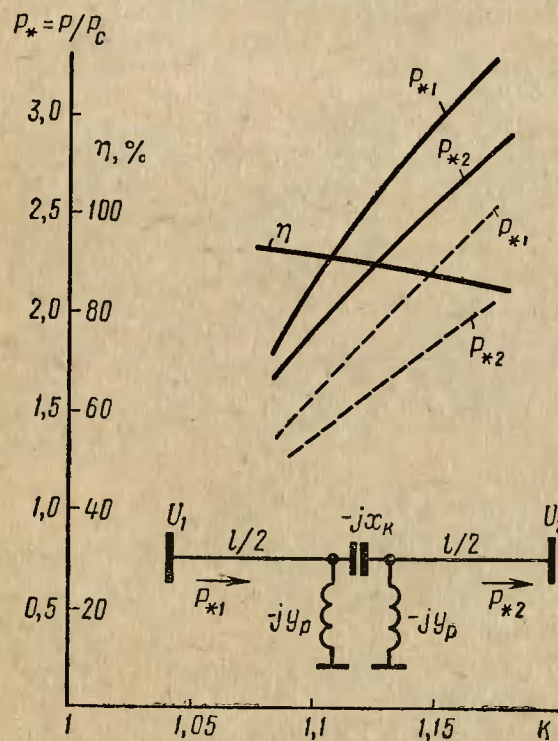


Рис. 2-78

Чтобы изменять режим работы линии, настроенной на нулевую длину, необходимо обеспечивать вариацию перепада напряжений по концам линии. Ограничения здесь могут вызываться наличием допустимого рабочего напряжения на линии и пределами изменения коэффициента трансформации автотрансформаторов на приемном конце электропередачи.

На рис. 2-78 показано изменение режимных параметров (P_{*1} и P_{*2}) и к. п. д. η линии при вариации перепада напряжений по ее концам. Зависимости, приведенные сплошными линиями, относятся к линии напряжением 750 кВ протяженностью 1000 км, настроенной на нулевую длину, а штриховыми линиями — к линии длиной 1500 км.

Мощность реакторов и конденсаторов устройства, настраивающего линию на нулевую длину, зависит от длины настраиваемой линии. Так, для настройки линии длиной 1000 км, характеристики которой приведены на рис. 2-78, необходима мощность батарей конденсаторов (применяемых в настоящее время для УПК) порядка $(13-15) \cdot 10^3$ Мвар и мощность реакторов $2,6 \cdot 10^3$ Мвар. При этом активное сопротивление линии увеличивается с 8,3 до 12,5 ом.

Если линия настраивается на нулевую длину одним настраивающим устройством, то конденсаторы сосредотачиваются в одном месте, что может привести к чрезмерному повышению напряжения на линии. Вследствие этого при значительной длине настраиваемой линии приходится разбивать ее на участки и каждый из них настраи-

вать отдельно. В общем случае число участков может быть n . При этом величины сопротивления конденсаторов и проводимости реакторов для настройки участка по прежней схеме находятся из соотношений:

$$x_k = -z_c \sin \frac{\alpha_0 l}{n}; \quad y_p = -\frac{1}{z_c} \tan \frac{\alpha_0 l}{2n}.$$

В этом случае действительная составляющая параметра B

$$\text{Re } B_{30} = z_c \left(\beta_0 l + n \tan \xi_c \sin \frac{\alpha_0 l}{n} \right).$$

Можно показать, что $n \sin \frac{\alpha_0 l}{n} > \sin \alpha_0 l$, поэтому настройка линии на нулевую длину несколькими устройствами увеличивает активное сопротивление ее схемы замещения, что снижает пропускную способность линии. Повысить пропускную способность до уровня линии с одним настраивающим устройством можно, увеличивая K , но при этом к. п. д. линии будет ниже. Таким образом, с точки зрения снижения потерь активной мощности нужно стремиться к минимально возможному числу настраивающих устройств.

Настроенная на нулевую длину линия работает в режиме, соответствующем резонансу напряжений, когда энергия электрического поля переходит в энергию электромагнитного поля. Перенапряжения в такой электропередаче в переходных процессах могут достигать многократных значений по отношению к номинальному напряжению.

Разомкнутая линия*. Это двухцепная электропередача, у которой одноименные фазы расположены на одной опоре (рис. 2-79). Каждая из фаз одной цепи присоединяется к шинам станции, три фазы другой цепи — к шинам приемной системы.

Провода разомкнутой линии образуют воздушный конденсатор, емкость которого распределена вдоль линии. Каждая цепь линии обладает собственной емкостью C и индуктивностью L . Между цепями существует взаимная емкость C_{12} и индуктивность M . При некоторой длине линии l_k взаимная емкость может полностью скомпенсировать как собственную, так и взаимную индуктивность разомкнутой линии. Приблизительно эта длина линии может быть найдена из уравнения

$$l_k \approx \frac{2}{314 \sqrt{2C_{12}(L+M)}}.$$

За счет некоторого изменения конструкции опоры линии длину участка самокомпенсации можно менять в пределах от 1000 до 1300 км.

Разомкнутая линия, как и линия, настроенная на нулевую длину, работает в условиях резонанса напряжений. В разомкнутой линии емкостное падение напряжения, равное разности потенциалов прямого и встречного проводов, уравновешивает падение напряжения в индуктивности.

Существенное значение для работы разомкнутых ЛЭП играют потери на корону. Диаметр проводов и их взаимное расположение выбирают не только в соответствии с необходимыми параметрами линии, но и в соответствии с требованиями отсутствия общей короны. Емкостное падение напряжения между проводами разомкнутой линии U_c растет с увеличением передаваемой мощности. Однако оно не должно превышать начальное напряжение U_0 , отвечающее возникновению общего коронирования проводов такой линии. Кроме того, оба эти напряжения (U_c и U_0) не должны превышать максимально допустимого значения для номинального напряжения линии.

* Н. Ф. Ракушев. Сверхдальняя передача энергии переменным током по разомкнутым линиям. ГЭИ, 1957.

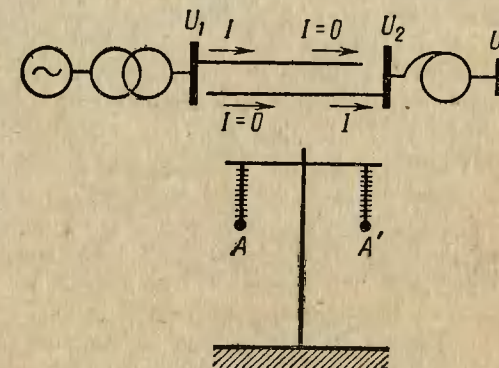


Рис. 2-79

Напряжение, при котором возникает общая корона, в сильной степени зависит от погоды. В связи с этим и нагрузка разомкнутой линии может претерпевать изменения в зависимости от состояния погоды на трассе линии. Естественно, что в хорошую погоду нагрузка разомкнутой линии может увеличиваться.

Предел по мощности в разомкнутой линии можно найти, воспользовавшись уравнением

$$P_{\text{пр}} = 2 \sqrt{3} \frac{U_{\text{ном}} U_0}{I_{\text{кх}}} \cos \varphi,$$

где χ — удельное реактивное сопротивление линии с учетом само- и взаимоиנדуктивности.

Максимальная пропускная способность разомкнутой линии при ограничениях по короне

$$P_{\text{макс}} < 2P_c,$$

где P_c — натуральная мощность линии обычного исполнения при том же номинальном напряжении.

К. п. д. разомкнутой линии оценивается в 90—92%. Токи в прямом и встречном проводах по длине разомкнутой линии распределяются неравномерно. Вследствие этого плотность тока вдоль линии изменяется, что приводит к увеличению потерь активной мощности, которое может достигать 30% по отношению к линии того же номинального напряжения, но при обычном конструктивном исполнении. Для устранения этого неблагоприятного явления сечение проводов всех фаз разомкнутой линии необходимо изменять, увеличивая его на головных участках линии и уменьшая по мере приближения к разомкнутому концу.

Пропускная способность протяженных электропередач в большинстве случаев ограничивается динамической устойчивостью системы. На пределы по динамической устойчивости разомкнутой линии может благоприятно влиять увеличение потерь на корону в переходных процессах.

Таким образом, к недостаткам обычных разомкнутых линий можно отнести: их относительно высокую стоимость при сравнительно небольшом увеличении пропускной способности; определенную сложность конструкции линии, имеющей провода неодинакового сечения как по длине, так и на одной опоре; неравномерность распределения тока по проводам вдоль линии; повышение напряжения на разомкнутых концах линии, для снижения которого необходимо предусматривать установку реакторов соответствующей мощности, и др.

Основные характеристики полуволновых линий и линий, настроенных на эту длину*. Рассмотрим сначала однородную полуволновую (несколько меньше 3000 км) линию без потерь, представив ее четырехполюсником, постоянные которого определяются как

$$A = D = \cos \alpha_0 l = \cos \pi = -1;$$

$$B = z_c \sin \alpha_0 l = 0;$$

$$C = \frac{1}{z_c} \sin \alpha_0 l = 0.$$

Уравнения, связывающие токи и напряжения по концам полуволновой линии, имеют вид:

$$\dot{U}_1 = A \dot{U}_2 + \sqrt{3} B \dot{I}_2 = -\dot{U}_2;$$

$$\dot{I}_1 = \frac{C}{\sqrt{3}} \dot{U}_2 + D \dot{I}_2 = -\dot{I}_2.$$

Из этих уравнений следует, что напряжение в конце линии, независимо от ее нагрузки $\dot{I}_2$, всегда равно по величине напряжению в начале и сдвинуто по фазе на 180° . Век-

* В. А. Вершков, К. Т. Нахапетян, О. В. Ольшевский и др. Комплексные испытания полуволновой электропередачи. «Электричество», 1968, 8.

В. К. Щербаков, Э. С. Лукашов, О. В. Ольшевский и др. Настроенные электропередачи. АН СССР, Новосибирск, 1963.

торная диаграмма токов и напряжений полуволновой линии изображена на рис. 2-80, а.

Запишем выражение напряжения и тока в средней точке однородной линии, представив ее двумя четырехполюсниками:

$$\dot{U}_{\text{ср}} = U_2 \cos \frac{\pi}{2} + \sqrt{3} z_c I_2 \sin \frac{\pi}{2} = \sqrt{3} z_c I_2;$$

$$\dot{I}_{\text{ср}} = \frac{1}{\sqrt{3} z_c} U_2 \sin \frac{\pi}{2} + I_2 \cos \frac{\pi}{2} = \frac{\dot{U}_2}{\sqrt{3} z_c}.$$

Из этих соотношений видно, что характерными особенностями линии рассматриваемой длины являются: независимость напряжения в средней точке линии от напряжений по концам (величина этого напряжения пропорциональна току нагрузки $\dot{I}_2$) и постоянство тока в середине линии, который остается равным номинальному ($I_{\text{ср}} = I_{\text{ном}}$) при изменении тока $\dot{I}_2$. На рис. 2-80 показано распределение напряжения и тока вдоль полуволновой линии в режимах: холостого хода (б); натуральной мощности (в); передачи мощности $P > P_c$ (г). Если исходить из условий сохранения устойчивости, то пропускная способность полуволновой идеализированной линии оказывается не ограниченной (см. рис. 2-9), так как

$$P_{\text{пр}} = \frac{U_1 U_2}{B} = \frac{U_1 U_2}{z_c \sin \pi} = \infty.$$

Реальная однородная линия полуволновой длины может быть представлена П-образной схемой замещения (см. рис. 2-36, в), где имеются лишь активные сопротивления и проводимости.

Необходимым условием передачи активной мощности по однородной полуволновой линии с потерями, как и по любой цепи, содержащей только активные сопротивления и проводимости, является наличие перепада напряжений по концам линии. При равенстве напряжений U_1 и U_2 потоки активной мощности по концам передачи направлены в линию (от генераторов и приемной системы) и расходуются на покрытие потерь, так как в линии происходит циркуляция значительной реактивной мощности. Предельная мощность полуволновой реальной линии по условиям обеспечения устойчивости составляет значительную величину (см. рис. 2-9, зависимость 2), однако практически это благоприятное свойство не может быть использовано полностью. Дело в том, что полуволновая линия работает в режиме, близком к резонансу токов. В подобных цепях могут иметь место значительные перенапряжения, особенно в переходных процессах.

В установившихся режимах при передаче мощности, большей натуральной, повышается напряжение в средней точке (см. рис. 2-80, г), которое ограничивается величиной рабочего длительно допустимого напряжения. Поддержание напряжения в средней точке линии на возможном уровне (при заданной передаваемой мощности) приводит к необходимости снижения напряжения по концам, следствием чего является уменьшение предельной мощности [см. (2-179)]. Таким образом, пропускная способность полуволновой линии определяется наименьшим из двух значений, одно из которых находится в соответствии с (2-179), когда напряжения по концам снижены, а $U_{\text{ср}} = U_{\text{доп}}$; другое — из анализа результатов расчетов режимов, где значения U_1 и U_2 находятся на уровне номинального напряжения, а напряжение в средней точке опять-таки не превышает длительно допустимого.

В настоящее время проводятся исследования по выявлению возможностей использования свойств, характерных для полуволновых однородных электропередач.

Линии, которым сообщаются свойства полуволновых, называются *настроенными на полуволну*, а устройства, с помощью которых это осуществляется, — *на-*

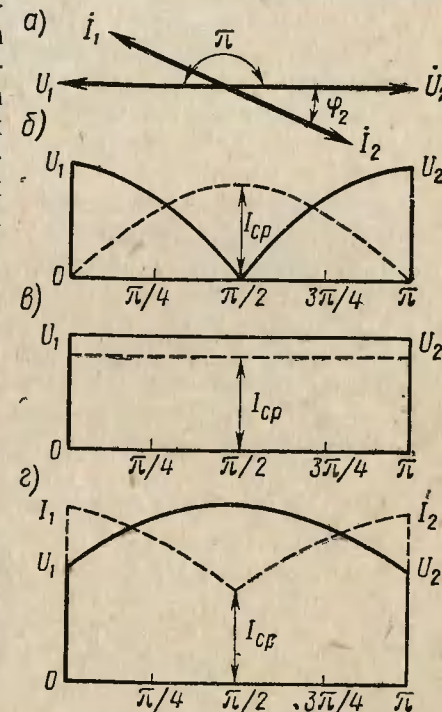


Рис. 2-80

страиваемыми устройствами (НУ). Технически возможные схемы настройки линий на полуволну и их характеристики приведены в табл. 2-4, на рис. 1-20 и в § 1-2.

Остановимся на основных вопросах, которые приходится решать, рассматривая настройку линии на полуволну. Принципиально надо различать настройку линии на полуволну и настройку линии на режим полуволновой линии. В первом случае под настройкой линии на полуволну понимают оснащение ее настраиваемыми устройствами, при которых постоянные эквивалентного четырехполюсника определяются как

$$A=D=-1; B=0; C=0.$$

Более строго

$$\operatorname{Im} B=0; \operatorname{Im} C=0.$$

При этом нормальная работа настроенной электропередачи возможна, когда все НУ на линии включены. Изменение режима настроенной на полуволну линии вызывает и изменение угла δ между векторами напряжений по концам линии (180° — 270°), однако свойства, характерные для полуволновых линий (такие как независимость напряжения по концам линии от тока нагрузки и постоянство тока в середине линии) остаются в силе.

При настройке линии на полуволновой режим НУ выбираются так, чтобы во всех возможных режимах работы угол δ был более 180° , но не превышал 270° . Угол δ [см. (2-24)] зависит от передаваемой по линии активной мощности, поэтому при таком способе настройки величина НУ должна меняться при изменении режима. Параметры НУ необходимо выбирать по режиму наименьших нагрузок, когда угол δ линии будет наименьшим. Таким образом, настройка линии на режим полуволновой линии предполагает управление величиной НУ при постоянстве угла δ во всех возможных режимах электропередачи.

Точную настройку линии на полуволну ($\lambda = \pi$) делать нецелесообразно. Последнее можно объяснить тем, что активное сопротивление схемы замещения такой линии мало (порядка $0,1z_c$), а напряжение линии составляет 750 кВ и выше. Передаваемая мощность зависит от перепада напряжений. Создание даже небольшого перепада напряжений по концам существенно меняет ток и активную мощность линии. Требования поддержания напряжений здесь оказываются очень жесткими. На передающей станции, где имеются АРВ, это выполнить нетрудно. Иное положение будет на приемном конце линии. Параметры режима приемной системы, в том числе и напряжение, все время претерпевают изменения, хотя и в допустимых для нормальной работы пределах. Колебания напряжения на приемном конце передачи могут быть причиной существенного изменения потока активной мощности линии. Следовательно, при настройке линии надо иметь некоторый запас в связи с тем, что возможны внезапные изменения параметров линии из-за отключений ее участков или НУ и др.

Принимая во внимание все сказанное выше, а также условия регулирования напряжения вдоль линии и потери в ней, необходимого поддержания устойчивости системы и снижения внутренних перенапряжений, ограничивают угол настройки линии 190° — 210° . Таким образом, волновая длина линии, настроенной на полуволну, которой отвечают наивыгоднейшие технико-экономические характеристики, оказывается равной 190° — 210° .

Линию, настроенную на полуволну, характеризуют эквивалентным волновым сопротивлением

$$Z_{с.э} = \sqrt{B/C}$$

и эквивалентной натуральной мощностью

$$P_{с.э} = U_{ном}^2 / Z_{с.э}.$$

Границы целесообразного применения настроенных передач оцениваются длинами линий 1500—3500 км.

Характеристики настроенной на полуволну линии и параметры режимов зависят от того, сколько на линии НУ, как они размещены вдоль линии, каков их характер (индуктивный, емкостной) и способ подключения на линии (продольное или поперечное).

Схемы НУ могут быть симметричными или несимметричными. Первые из них оказываются предпочтительнее, так как обеспечивают более благоприятное распределение напряжения вдоль линии и способствуют повышению ее к. п. д. При этом для настройки линии на заданную волновую длину (190° — 210°) и поддержания напряжения по концам линии необходима меньшая мощность НУ и меньшая реактивная мощность концевых устройств. Наибольшее возможное число НУ на линии оценивается пятью и зависит от длины линии.

В большинстве случаев параметры НУ рассчитываются без учета активного сопротивления линии и НУ. Если ограничивать величину напряжения в средней точке настраиваемой линии значением номинального (см. рис. 2-80), то по ней нельзя передавать мощность больше натуральной. Следовательно, схемы НУ желательно выбирать с таким расчетом, чтобы при этом снижалось эквивалентное волновое сопротивление и одновременно увеличивалась натуральная мощность.

При настройке линии поперечными емкостями (рис. 2-81, а) проводимость и мощность каждого НУ определяется из равенства

$$y = 2z_c \frac{\cos \frac{\alpha_0 l}{n} - \cos \frac{\lambda_n}{n}}{\sin \frac{\alpha_0 l}{n}}; \quad Q_{н.у} = U_{ном}^2 y,$$

где l — длина настраиваемой линии; $\lambda_{н.у}$ — принятый или заданный угол настройки; n — число участков линии, на границе которых располагают НУ.

Максимальная пропускная способность линии

$$P_{* макс} = \frac{\sin \frac{\lambda_n}{n}}{\sin \frac{\alpha_0 l}{n}}.$$

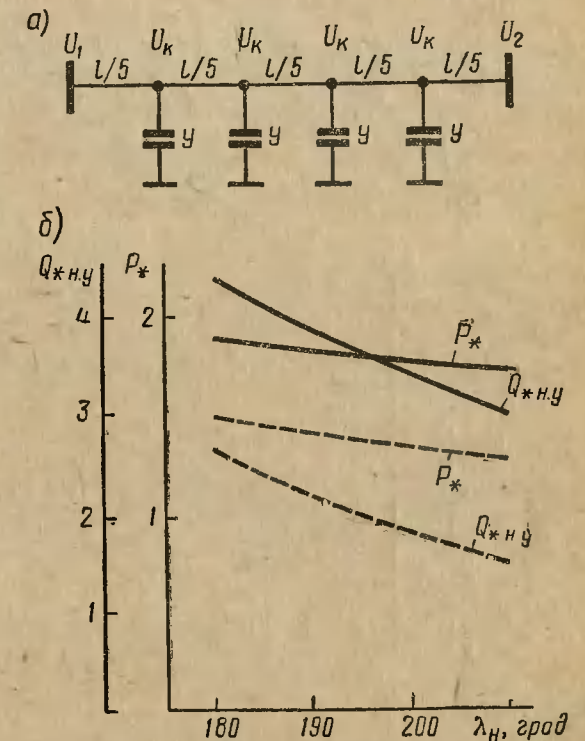


Рис. 2-81

За базисную принята натуральная мощность схемы, где напряжение на НУ равно номинальному ($P_{с.э} = U_{ном}^2 / z_c$).

На рис. 2-81, б показано изменение пропускной способности P и мощности НУ $Q_{н.у}$ при изменении угла настройки для линий длиной 1700 км (сплошные линии) и 2200 км (штриховые линии).

Настройка линии продольными индуктивностями (рис. 2-82, а) возможна, если НУ выбирается из условия

$$x = z_c \operatorname{ctg} \frac{\alpha_0 l}{2}.$$

При этом предел по мощности

$$P_{пр} = \frac{U_{доп}^2 - U_2^2 \cdot \cos \alpha_0 l_1}{x \cos \alpha_0 l_1 + \sin \alpha_0 l_1} U_2,$$

где l_1 — расстояние до точки с максимальным напряжением

$$\alpha_0 l_1 = \frac{1}{2} \operatorname{arccotg} \left(\frac{z^2 + x^2 - 1}{2x} \right),$$

причем $z = U_2 / (I_2 z_c)$.

На рис. 2-82, б приведены технические характеристики в функции изменения длины настраиваемой линии: 1 — пропускной способности, 2 — удельного расхода НУ, 3 — суммарного $x_{с.э}$ сопротивления НУ.

Комбинированная схема настройки продольными индуктивностями и поперечными емкостями по концам линии показана на рис. 2-83, а. Проводимость и сопротивление НУ этой схемы определяются как

$$y = \frac{1}{z_c} \operatorname{ctg} \alpha_0 \frac{l}{2}; \quad x = \frac{1}{2} z_c \sin \alpha_0 l.$$

Передача активной мощности при такой настройке возможна лишь при создании перепада напряжений на концевых НУ ($U_1 \neq U_3$; $U_4 \neq U_2$). Пропускная способность идеализированной линии, настроенной на полуволну концевыми НУ, ограничивается допустимым напряжением в средней точке линии и по концам ее (U_3 и U_4)

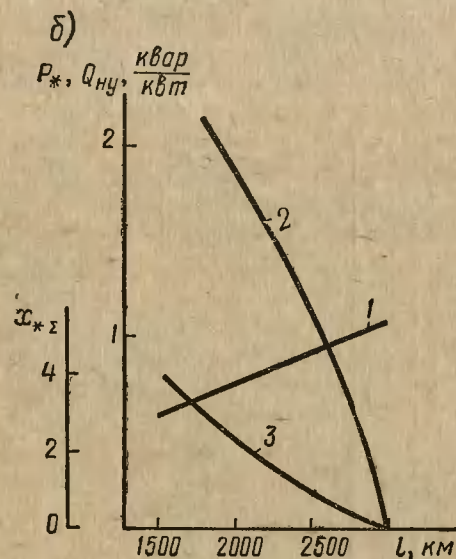
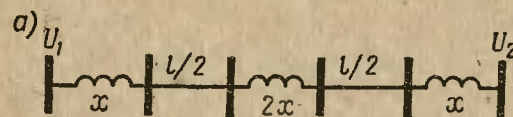


Рис. 2-82

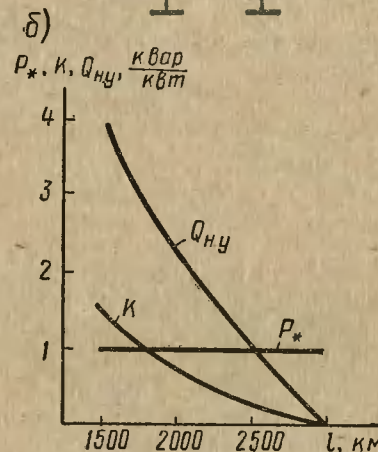
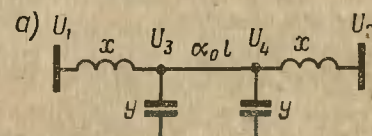


Рис. 2-83

и оказывается равной натуральной. Перепад напряжения, который при этом необходим (в предположении отсутствия потоков реактивной мощности по концам линии), определяется из уравнения

$$\frac{U_{\text{доп}}^2}{K \sin \alpha_0 \frac{l}{2}} = \frac{\sqrt{U_{\text{доп}}^2 - U_2^2}}{x} U_2,$$

где $K = U_4/U_2 = U_{\text{доп}}/U_2$.

Разрешим уравнение относительно K :

$$K = \sqrt{\frac{2 - \operatorname{ctg} \alpha_0 l/2}{2}}.$$

Характеристики линии с концевыми комбинированными НУ в функции изменения длины настраиваемой на полуволну линии приведены на рис. 2-83, б.

Естественно, что в тех или иных схемах настройки могут быть использованы уже имеющиеся на линии трансформаторы и генераторы. Учитывая полностью или частично сопротивление этих элементов электропередачи в схемах настройки, можно, обеспечив приведение линии к полуволне, снизить мощность НУ. Однако возможности использования сопротивления генераторов станции в качестве НУ ограничиваются появлением самовозбуждения.

К. п. д. передач, настроенных на полуволну, при длине линии 1500—3000 км имеет величину порядка 88—93%, причем большая его величина имеет место при

настройке поперечными емкостями. К. п. д. настроенной на полуволну линии, как и естественной протяженной ЛЭП, падает при уменьшении передаваемой мощности.

Управляемые полуразомкнутые линии*. Появление ИРМ на большие мощности позволяет подойти к созданию высокоэффективных электропередач переменного тока, имеющих, образно говоря, автоматическую самонастройку. Электропередачи в таком исполнении предполагают компенсацию реактивного сопротивления линии и установку на ней регулируемых устройств, которые изменяют свойства передачи по заданному закону в зависимости от режима передачи, целесообразного с точки зрения системы в целом. В процессе работы электропередачи ее регулирующими устройствами непрерывно решается задача синтеза, позволяющая отработать характеристики дополнительных устройств линии, обеспечивающие рациональные параметры в данный момент времени. Роль дополнительных устройств здесь играют ИРМ. По существу подобная линия, имеющая целенаправленное регулирование, является устройством кибернетического типа.

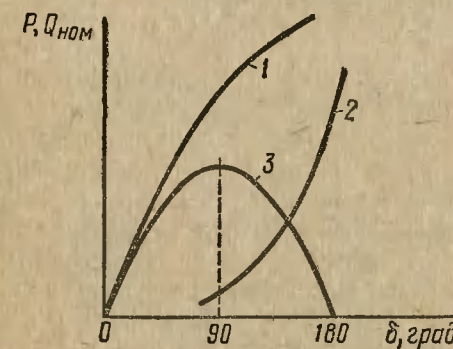


Рис. 2-84

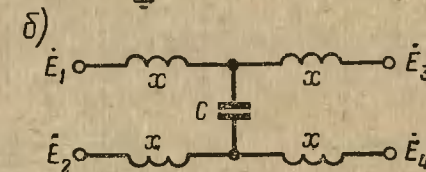
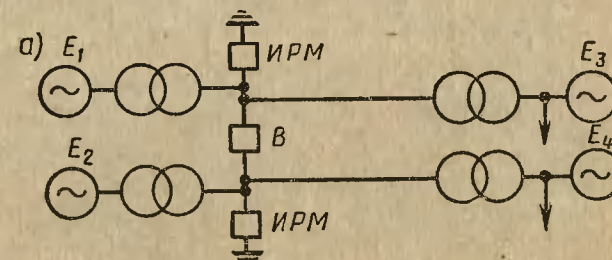


Рис. 2-85

Характеристика самонастраивающейся с помощью внутренних регулирующих устройств электропередачи может быть представлена в виде

$$P = \frac{U_1 U_2}{B_3} \varphi(P_1, P_2, \dots, P_n),$$

где B_3 — эквивалентная обобщенная постоянная электропередачи с учетом дополнительных устройств; $\varphi(P_1, P_2, \dots, P_n)$ — некоторая функция параметров режима системы, обусловленная воздействием регулируемых устройств; $P_1, P_2, \dots, P_n$ — параметры режима передачи.

На рис. 2-84 характеристика 1 построена в зависимости от угла расхождения между векторами напряжений U_1 и U_2 по концам передачи. Там же для сравнения приведена характеристика мощности линии обычного исполнения 3. Из сравнения характеристик мощности 1 и 3 следует, что быстродействующие дополнительные устройства в виде ИРМ позволяют существенно увеличить пропускную способность линии. Естественно, что по мере роста пропускной способности линии необходимо повышать установленную мощность ИРМ (зависимость 2).

Управление режимом передачи с помощью ИРМ оказалось особенно эффективным в так называемых полуразомкнутых линиях (рис. 2-85, а). В полуразомкнутой линии, как и в разомкнутой, между цепями протекают емкостные токи. Эта линия имеет уменьшенное значение реактивных сопротивлений, аналогично двум параллельным линиям, работающим в противофазе. Особенность конструктивного исполнения полуразомкнутой линии заключается в необходимости расположения двух проводов одноименной фазы цепей на минимальном допустимом расстоянии. Последнее тре-

* В. А. Венников, Ю. Н. Астахов, В. М. Постолатий. Управляемые электропередачи переменного тока повышенной пропускной способности. «Электричество», 1969, 12.

буется для повышения емкости между этими проводами и ограничивается напряжением, при котором возможна общая корона проводов.

Схема замещения управляемой полуразомкнутой линии отличается от аналогичной схемы обычной линии наличием емкости C (рис. 2-85, б), а дополнительный переток мощности в полуразомкнутой линии осуществляется за счет этой емкости между одноименными фазами, поэтому пропускная способность рассматриваемой линии существенно зависит от величины $x_c = 1/(\omega C)$. Полуразомкнутая линия должна иметь регулируемые реакторы и управляющие устройства, позволяющие изменять углы между векторами напряжений по концам линии до 180° с тем, чтобы

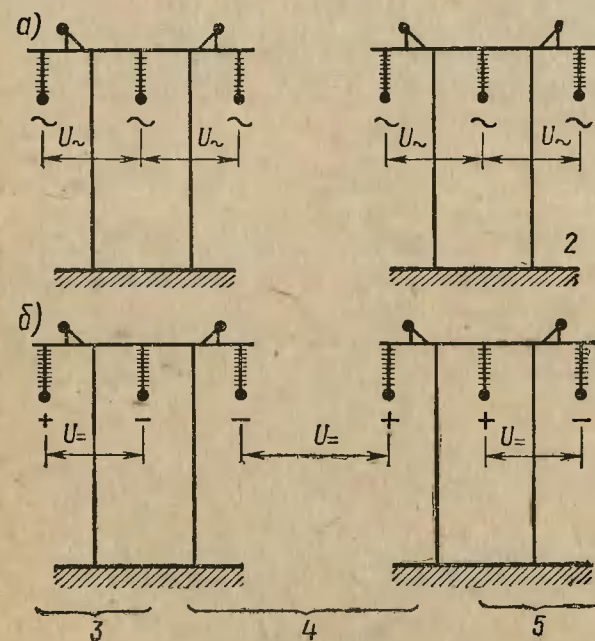


Рис. 2-86

отработку характеристик дополнительных устройств линии, — задача серьезная и пока еще полностью не решенная.

Особенности электропередачи постоянного тока. Известно, что электропередача постоянного тока практически не имеет тех ограничений, которые имеет передача переменного тока. Предел передаваемой мощности по линии постоянного тока значительно больше, чем у передачи переменного тока, определяется величиной и разностью напряжений по концам линии, ограничивается активными сопротивлениями линии и концевых устройств, а также мощностью вентиля преобразовательных подстанций.

Сравним * передаваемую мощность и ее потери в двух линиях: трехцепной шестипроводной линии постоянного тока и двухцепной шестипроводной линии переменного тока. Сравнение проведем при условии, что эти линии являются эквивалентными по напряжениям, имеют одинаковые сечения проводов на полюс и на фазу и конструктивно выполнены совершенно одинаково. На рис. 2-86, а цифрами 1 и 2 обозначены опоры 1 и 2-й цепей ЛЭП переменного тока. На рис. 2-86, б цифрами 3, 4, 5 обозначены провода трех цепей ЛЭП постоянного тока.

* Это сравнение носит условный характер и относится к идеализированным случаям.

осуществлять режим противофазы цепей, снижающих их реактивное сопротивление.

Регулирующие устройства линии обеспечивают постоянство тока и напряжения вдоль линии практически во всех режимах от холостого хода до передачи мощности

$$P_{\text{пр}} \approx (3 \div 3,1) P_c,$$

где P_c — величина натуральной мощности линии обычного исполнения того же класса номинального напряжения.

К. п. д. полуразомкнутой линии находится на уровне обычных линий передач той же длины и напряжения. В режиме противофазы полуразомкнутой линии мощность регулируемых реакторов составляет 2,5—3,0 Мвар на 1 Мвт переданной мощности.

Разработка регулирующих устройств, обеспечивающих контроль параметров режима линии, их обработку и синтез, имеющий в виду

Активная мощность, передаваемая по линиям постоянного и переменного тока при $\cos \varphi = 1$ выразится следующим образом:

$$P_{\text{=}} = 3U_{\text{=}}I_{\text{=}}; \quad P_{\infty} = 2\sqrt{3} U_{\infty}I_{\infty},$$

где $I_{\text{=}}$ и I_{∞} — ток, протекающий по проводам линий постоянного и переменного тока соответственно.

Принимая $I_{\text{=}} = I_{\infty} = I$, с учетом ранее полученного соотношения: $U_{\text{=}} = \sqrt{3}U_{\infty}$, при сделанных предположениях получим соотношение мощностей:

$$\frac{P_{\text{=}}}{P_{\infty}} = \frac{3U_{\text{=}}I}{2\sqrt{3} U_{\infty}I} = 1,5 \quad (2-191)$$

Потери мощности на нагрев проводов обеих линий определяются как

$$\Delta P_{\text{=}} = 6 \left(\frac{P_{\text{=}}}{3U_{\text{=}}} \right)^2 R;$$

$$\Delta P_{\infty} = 6 \left(\frac{P_{\infty}}{2\sqrt{3} U_{\infty}} \right)^2 R.$$

При этом относительные значения потерь мощности будут соответственно

$$\Delta P_{*} = \frac{\Delta P_{\text{=}}}{P_{\text{=}}} = 6 \frac{P_{\text{=}}}{9U_{\text{=}}^2} R;$$

$$\Delta P_{*\infty} = \frac{\Delta P_{\infty}}{P_{\infty}} = 6 \frac{P_{\infty}}{12U_{\infty}^2} R,$$

где R — активное сопротивление одного провода линии.

С учетом соотношения (2-191) для линии постоянного и переменного тока получим соотношение относительных потерь активной мощности

$$\Delta P_{*} / \Delta P_{*\infty} = 0,667. \quad (2-192)$$

Потери мощности в линии постоянного тока согласно (2-192) на 33% меньше, чем в линии переменного тока. Если принять, что одинаковыми должны быть относительные потери мощности в обеих линиях, то по линии постоянного тока можно передать в 2,25 раза большую мощность. Поэтому считают, что переводом линии переменного тока на постоянный ток можно увеличить передаваемую мощность в 1,5—2,25 раза, сохраняя равенство потерь активной мощности.

Предельная передаваемая мощность по линии постоянного тока с учетом концевых устройств, т. е. выпрямителей и инверторов, может быть найдена следующим образом. Пусть эта передача, связывая системы бесконечной мощности, работает по системе «два провода — земля». Примем, что число преобразовательных блоков и мощность трансформаторов и вентиля определяются мощностью передачи. Выпрямительная и инверторная подстанции передачи постоянного тока выполнены по 12-фазной каскадно-мостовой схеме с питанием каждого моста от отдельного трансформатора. При этих предположениях имеем:

мощности на передающем и приемном конце линии

$$P_{dв} = U_{dв} I_d; \quad P_{dи} = U_{dи} I_d;$$

активная мощность, передаваемая с шин переменного тока,

$$P_1 = E_v I_d;$$

активная мощность, принимаемая на шины приемной энергосистемы,

$$P_2 = E_n I_d;$$

потери мощности в передаче

$$\Delta P = I_d^2 R_{\Sigma};$$

ток передачи

$$I_d = (E_v - E_n) / R_{\Sigma},$$

где $U_{dв}$ и E_v — напряжение в начале линии и э. д. с. выпрямителя; $U_{dи}$ и E_n — напряжение в конце линии и э. д. с. инвертора; $R_{\Sigma} = r_{ов} + r_{ои} + R_{л}$ — суммарное сопротивление электропередачи: выпрямителя, инвертора и линии.

Значения напряжений и э. д. с. выпрямителя и инвертора определяются через углы регулирования в соответствии с данными § 2-2.

Выражая мощность на шинах приемной энергосистемы через э. д. с. выпрямителя и инвертора, получим

$$P_2 = \frac{E_v E_n}{R_{\Sigma}} - \frac{E_n^2}{R_{\Sigma}}.$$

Полагая $E_v = \text{const}$, $E_n = \text{var}$, найдем максимум этой мощности

$$\frac{\partial P_2}{\partial E_n} = \frac{E_v}{R_{\Sigma}} - \frac{2E_n}{R_{\Sigma}} = 0,$$

откуда

$$E_n = E_v / 2;$$

$$P_{2пр} = \frac{E_v^2}{2R_{\Sigma}} - \frac{E_v^2}{4R_{\Sigma}} = \frac{E_v^2}{4R_{\Sigma}}. \quad (2-193)$$

Выражение (2-193) характеризует предельную мощность на приемном конце передачи, а соответствующее значение мощности на передающем конце передачи может быть условно названо предельной передаваемой мощностью по линии постоянного тока:

$$P_{пр} = P_{1пр} = E_v^2 / (2R_{\Sigma}) = 2P_{2пр}. \quad (2-194)$$

Следовательно, предел передаваемой мощности по линии постоянного тока достигается при к. п. д. передачи

$$\eta = \frac{P_{2пр}}{P_{1пр}} 100 = 50\%.$$

Предельная передаваемая мощность по линии переменного тока

$$P_{пр \sim} = U^2 / B. \quad (2-195)$$

Сравним мощности, передаваемые по линии постоянным или переменным током, для передачи 500 кВ Куйбышев — Москва. Согласно сделанным выше допущениям, обе линии будут эквивалентны по напряжению, если напряжение полюса относительно земли линии постоянного тока

$$U_{п} = 1,5 U_{\phi} = 1,5 \frac{500}{\sqrt{3}} = 435 \text{ кВ}.$$

Принимая одинаковой конструкцию линии (провода марки $3 \times \text{АСО}-500$ в фазе, волновое сопротивление линии $z_c = 273 \text{ ом}$), сравним две электропередачи (см. рис. 2-87, а, б).

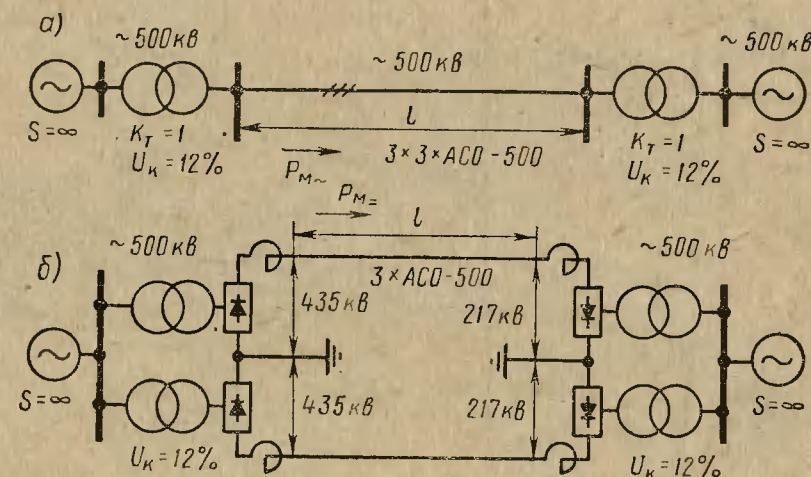


Рис. 2-87

Натуральная мощность линии переменного тока составляет 890 Мвт. Результаты расчетов [согласно (2-194), (2-195)] передаваемой мощности в долях от натуральной приведены на рис. 2-88. Предельные мощности по линии постоянного тока при принятых условиях оказываются выше мощностей переменного тока для линий длиной до 2750 км. Предельные передаваемые мощности у линии переменного тока выше, чем у линии постоянного тока, в диапазоне от 2750 км до 3300 км и от 5500 км до 6000 км. Таким образом, во всем практическом диапазоне длин линий предельная передаваемая мощность на постоянном токе выше, чем на переменном.

При этом сопоставлении следует иметь в виду, что электропередача переменного тока при длине линии 1500 и 4500 км не обладает естественной устойчивостью [см. § 2-1].

Действующие передачи постоянного тока имеют к. п. д. порядка 85—90%. Так, к. п. д. передачи постоянного тока Сардиния — Италия составляет 90%. Потери мощности при полной нагрузке в этой линии равны 10%, или 20 Мвт. Мощ-

ность на передающем конце $P_1 = 200 \text{ Мвт}$. Мощность на приемном конце $P_2 = 200 - 20 = 180 \text{ Мвт}$.

Принимая для этой линии $E_B = 200 \text{ кВ}$ и $R_\Sigma = 20 \text{ Ом}$, из формулы (2-193) получим, что предел передаваемой мощности на приемном конце для этой линии

$$P_{2\text{пр}} = \frac{200^2}{4 \cdot 20} = 500 \text{ Мвт},$$

т. е. в 2,8 раза больше, чем передаваемая мощность. При этом к. п. д. передачи равен 50%, а мощность на передающем конце составляет $P_{1\text{пр}} = 1000 \text{ Мвт}$, т. е. в 5 раз больше номинальной.

Таким образом, передачи постоянного тока имеют многократный запас передаваемой мощности. Их пропускная способность ограничивается мощностью вентиля преобразовательных подстанций.

Повышение пропускной способности линий передач постоянного тока можно получить за счет увеличения тока в линии и соответственно ухудшения ее к. п. д. (запас по току обычно имеется) или за счет уменьшения сопротивления линии путем перехода от биполярной линии к унipoлярной. При этом эффект достигается, если напряжение полюса относительно земли новой линии будет равно напряжению между полюсами старой линии, что означает удвоение уровня изоляции линии и преобразовательных подстанций. Сопротивление линии уменьшается при этом почти в 2 раза за счет того, что один из проводов линии заменяется землей. Однако основным средством увеличения пропускной способности линий передач постоянного тока является увеличение мощности вентиля.

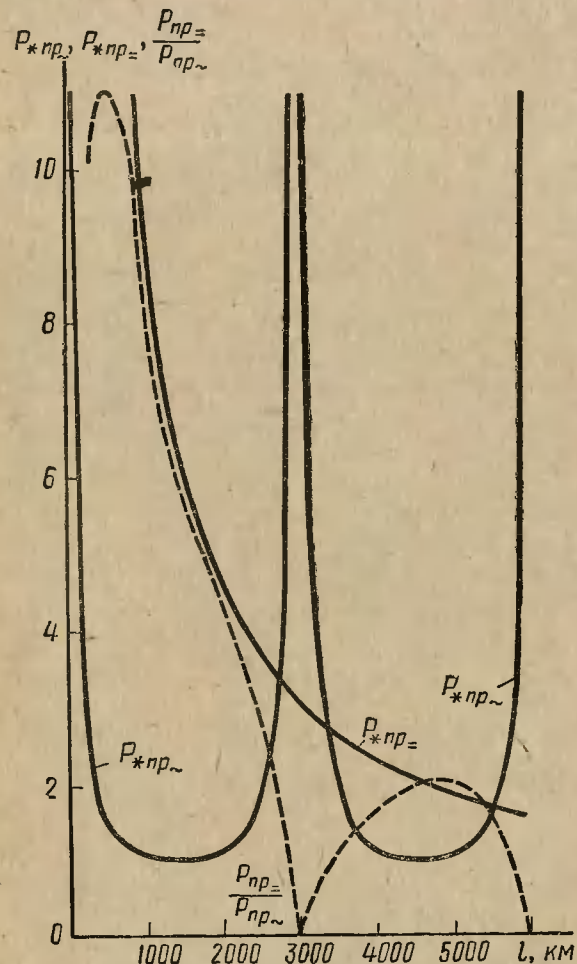


Рис. 2-88

При необходимости увеличить пропускную способность преобразовательных подстанций по току применяют параллельное соединение либо вентиля в плече каждого моста, либо мостов подстанций. При необходимости увеличить напряжение линии применяют последовательное соединение мостов подстанций.

Окончательные расчеты пропускной способности электропередач необходимо делать с учетом приемной системы. В конечном счете эта задача сводится к определению предела по мощности в сложной системе. Выражения, необходимые для этих целей, даются в курсе переходных процессов. Существует ряд программ для ЦВМ, решающих эту задачу.

§ 2-9. СОВМЕСТНАЯ РАБОТА ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ПЕРЕМЕННОГО И ПОСТОЯННОГО ТОКА

Применение передачи постоянного тока для развития систем переменного тока, улучшая использование оборудования, повышает надежность электроснабжения потребителей и решает задачи ограничения токов короткого замыкания. Так, известно, что разрывная мощность выключателей ограничивает мощность питания

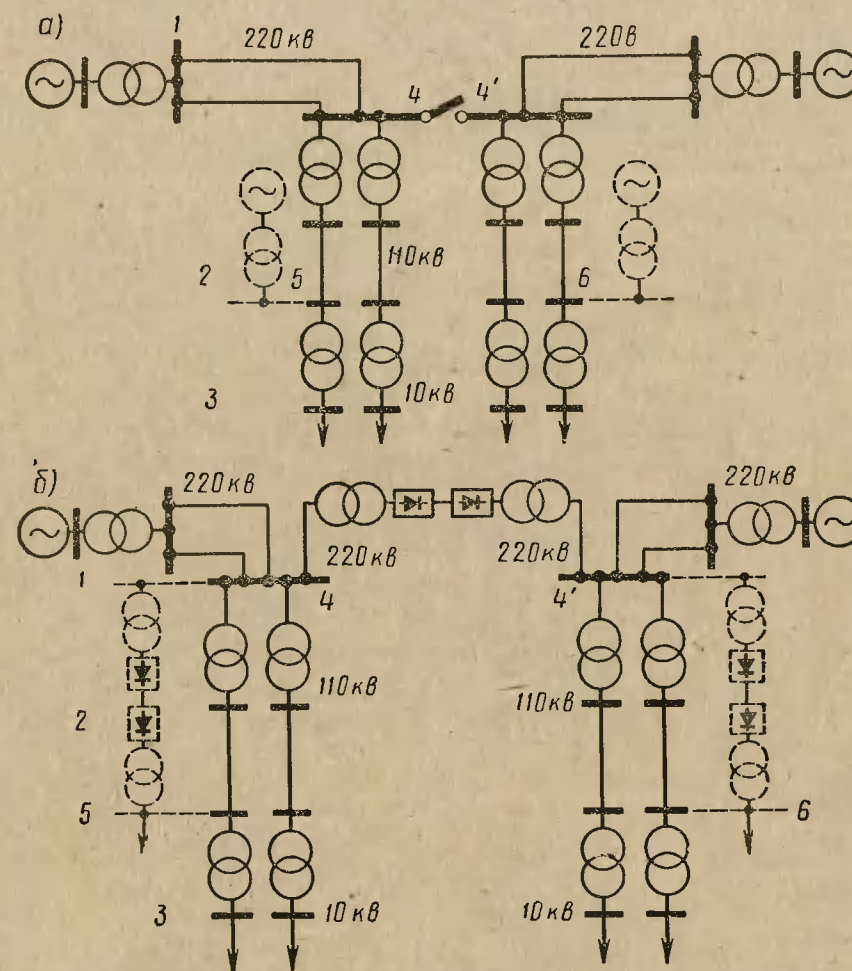


Рис. 2-89

нагрузок от районной сети, и в процессе реконструкции питающую сеть приходится секционировать.

Секционирование питающей сети 1 в точке 4 (рис. 2-89, а) делит ее на две изолированные сети со своими источниками, местными сетями 2, распределительными сетями 3 и нагрузками, что увеличивает требуемые резервы и лишает сеть преимуществ объединения.

Более экономично осуществлять связь обеих питающих сетей через вставку 4—4' (рис. 2-89, б). Это позволяет сократить резерв мощности и повысить надежность электроснабжения потребителей без увеличения токов короткого замыкания и без замены коммутационной аппаратуры в связываемых сетях. При этом предполагается, что ЛЭП постоянного тока служит и для передачи активной мощности из одной системы

в другую. В противном случае может оказаться более целесообразным простое секционирование шин.

В ряде случаев приходится усиливать местные сети путем сооружения небольших электростанций для питания потребителей, например в точках 5 и 6 (см. рис. 2-89, а, штриховая линия). Такие проблемы возникают, в частности, при реконструкции электрических сетей Великобритании, где высшее напряжение питающей сети лишь недавно было увеличено до 400 кв. Экономичнее, однако, в этом случае усиливать местную сеть путем сооружения соответствующих электропередач постоянного тока (рис. 2-89, б штриховая линия).

Сочетание линий переменного и постоянного тока облегчает задачи электроснабжения развивающихся районов и позволяет использовать преимущества передач постоянного и переменного тока с сохранением существующей коммутационной аппаратуры и повышением надежности работы системы.

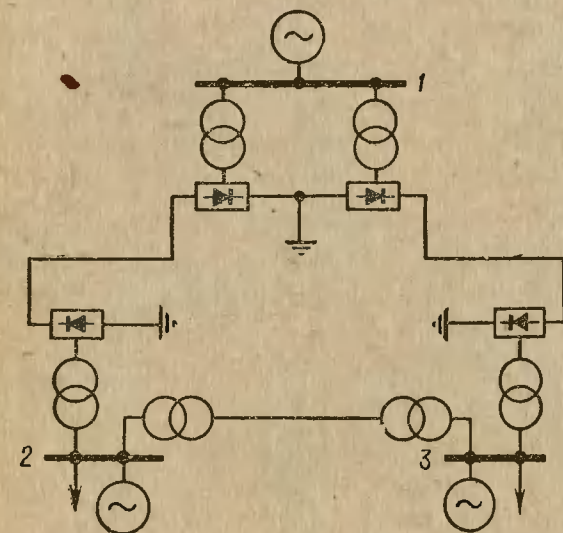


Рис. 2-90

Если передача постоянного тока работает по системе «два полюса — земля», то она может быть применена для электроснабжения от шин электростанции 1 двух потребителей, расположенных в точках 2 и 3 (рис. 2-90). При необходимости между шинами 2 и 3 потребителей может быть сооружена ЛЭП переменного тока, повышающая надежность электроснабжения потребителей, расположенных в этих точках*. Таким образом, можно создать замкнутую питающую сеть, часть линий которой работают на переменном токе, а часть — на постоянном токе.

Экономические преимущества может дать такое усиление системы с применением линий постоянного тока лишь с учетом сохранения коммутационной аппаратуры сетей за счет исключения влияния длины передачи, возникающего при развитии систем на переменном токе, и шунтирования местных сетей линиями постоянного тока. В такой смешанной системе на линию постоянного тока возлагаются либо задачи питающих сетей (см. рис. 2-90), когда сеть переменного тока является только распределительной, либо задачи межсистемных вставок (см. рис. 2-89), когда эти вставки позволяют исключить глухое секционирование питающей сети переменного тока.

В перечисленных выше случаях возникает задача исследования совместной работы линий постоянного и переменного тока и их взаимного влияния**.

* Предполагается, что на шинах потребителей имеются генерирующие источники, обеспечивающие работу инверторов.

** Более подробные данные о влиянии электропередачи постоянного тока на статическую и динамическую устойчивость системы переменного тока можно найти в мо-

Вначале рассмотрим некоторые общие принципы, характеризующие работу ЛЭП постоянного и переменного тока как межсистемной связи.

Электропередача постоянного тока, состоящая из собственно ЛЭП и преобразовательных подстанций на ртутных вентилях с сеточным управлением или на тиристорных блоках, представляет собой несинхронную связь между двумя различными системами переменного тока. Практически во всех случаях по такой ЛЭП будет передаваться постоянная мощность, не зависящая от относительного сдвига фаз переменных напряжений на шинах преобразовательных подстанций. В ограниченном числе случаев такая характеристика выгодна, но в основном на мощность, передаваемую по ЛЭП постоянного тока, как и в случае ЛЭП переменного тока, будет влиять изменение относительного фазового угла сдвига напряжений на концах ЛЭП, которое характеризует потребность систем переменного тока в активной мощности.

Путем специального регулирования передаче постоянного тока можно придать свойства, необходимые в каждом конкретном случае.

Обычно отмечают достоинства несинхронной связи между энергосистемами, осуществляемой при помощи ЛЭП постоянного тока. Когда электропередача переменного тока связывает две мощные энергосистемы и имеет пропускную способность, значительно меньшую мощности энергосистемы, нормальные изменения потока мощности в ней могут быть очень велики. Даже незначительные изменения нагрузки могут перегрузить ЛЭП переменного тока и вызвать ее отключение. В этом случае свойство несинхронности ЛЭП постоянного тока весьма выгодно. Однако, если рассмотреть другой случай, когда ЛЭП связывает две или несколько энергосистем и имеет мощность, составляющую значительную часть мощности энергосистемы, то можно заметить, что, кроме простой передачи мощности по определенному графику, эти ЛЭП выполняют и другую задачу. В нормальных условиях изменения мощности, передаваемой по этим ЛЭП, сравнительно малы и обусловлены перетоками мощности между системами для поддержания частоты. Эти перетоки мощности автоматически регулируются и не предъявляют жестких требований к регулированию энергосистемы.

При возникновении аварии в одной из энергосистем практически мгновенно изменяется поток мощности в ЛЭП, связывающих энергосистемы, так как в каждую из неповрежденных энергосистем вводится часть резерва мощности, необходимого аварийной системе. Это увеличивает устойчивость энергосистем и позволяет снизить требования, предъявляемые к резерву мощности как по генераторам, так и по ЛЭП. Несинхронная связь между энергосистемами не обеспечивает такой поддержки без специального регулирования передаваемой мощности в функции частоты.

Наиболее важным фактором, расширяющим область применения передач постоянного тока, является способ осуществления реверса

нографии Л. Р. Неймана и С. Р. Глинтенка. Электропередача постоянного тока как элемент энергетических систем. АН СССР, 1962. Многочисленные исследования параллельной работы линий постоянного и переменного тока проводились также на динамических моделях в СССР, Франции, США и ФРГ.

мощности в преобразователях. В электропередаче переменного тока направление потока мощности зависит от угла сдвига напряжений на ее концах. Реверс мощности сопровождается изменением направления тока в линии.

В электропередаче постоянного тока реверс мощности осуществляется путем изменения угла управления вентилей таким образом, что постоянное напряжение на зажимах преобразователя снижается до нуля, а затем возрастает до полного напряжения обратной полярности. При этом выпрямитель становится инвертором, и наоборот. Изменение полярности напряжения происходит плавно и может быть закончено с необходимой быстротой как в нормальном, так и в аварийном режимах работы энергосистем.

Рассмотрим совместную работу электропередач постоянного и переменного тока (рис. 2-91). При разомкнутом разъединителе P взаимное

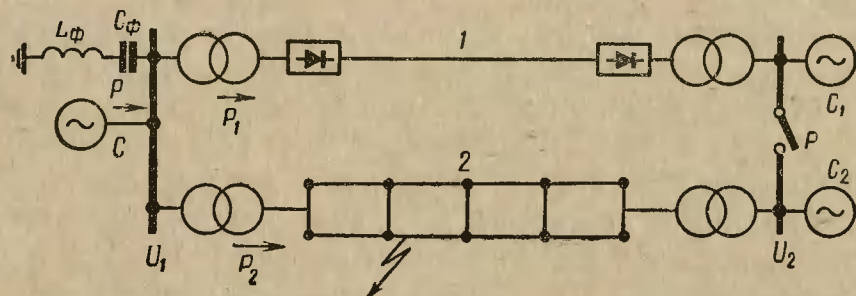


Рис. 2-91

влияние этих электропередач сказывается в основном на условиях работы системы C_1 . Такая схема имеет место, например, при передаче постоянного тока 800 кВ Волгоград — Донбасс (1) и передаче переменного тока 500 кВ Волгоград — Москва (2). При замкнутом разъединителе P имеет место параллельная работа передач постоянного и переменного тока, где P_1 — активная мощность, поступающая в ЛЭП постоянного тока, P_2 — активная мощность, поступающая в ЛЭП переменного тока.

Параллельно работают, например, линия постоянного тока 200 кВ и линия переменного тока 110 кВ на передаче Кашира — Москва. В обоих случаях для анализа устойчивости работы энергосистемы, содержащей ЛЭП переменного и постоянного тока, нужно рассчитать основные нормальные режимы работы, выбрать регулирующие устройства для каждой передачи и затем составить уравнения переходных процессов для электропередач постоянного и переменного тока.

Для расчета статической устойчивости системы используется метод малых колебаний. Уравнения переходных процессов сложной системы линеаризуются и проводится анализ характеристического уравнения линеаризованной системы.

Рассмотрим вначале случай, когда разъединитель P (см. рис. 2-91) разомкнут. ЛЭП постоянного тока, присоединенную через преобразователь (выпрямитель или инвертор) к шинам системы C_1 , можно представить как нагрузку для этой системы и рассматривать устойчивость ЛЭП переменного тока с учетом этой нагрузки. Колебания активной

$P_1 = P_d$ и реактивной Q_1 мощности преобразователя по первой гармонике можно выразить через отклонения выпрямленного тока ΔI_d , напряжения ΔU_1 на шинах переменного тока системы C_1 , частоты этого напряжения Δf_1 и режимного параметра $\Delta \Pi_1$:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_1 &= \frac{\partial P_1}{\partial I_d} \Delta I_d + \frac{\partial P_1}{\partial U_1} \Delta U_1 + \frac{\partial P_1}{\partial f_1} \Delta f_1 + \frac{\partial P_1}{\partial \Pi_1} \Delta \Pi_1; \\ \Delta Q_1 &= \frac{\partial Q_1}{\partial I_d} \Delta I_d + \frac{\partial Q_1}{\partial U_1} \Delta U_1 + \frac{\partial Q_1}{\partial f_1} \Delta f_1 + \frac{\partial Q_1}{\partial \Pi_1} \Delta \Pi_1, \end{aligned} \right\} \quad (2-196)$$

где Π_1 — режимный параметр системы или ЛЭП переменного тока, по которому производится регулирование ЛЭП постоянного тока и от которого не зависит режим работы передачи постоянного тока. Таким параметром может быть величина активной мощности P_2 , передаваемой по линии переменного тока; разность частот $\Delta f = f_1 - f_2$ между энергосистемами C и C_2 ; угол расхождения э. д. с. систем C и C_2 δ_{12} , ток передачи переменного тока I_2 или другие величины, например, первые или вторые производные этих величин.

Предполагается, что мощность искажения, генерируемая преобразователем, полностью компенсируется на шинах системы C с помощью идеального фильтра L_ϕ, C_ϕ . Аналогично можно записать уравнения малых колебаний ЛЭП переменного тока.

При рассмотрении устойчивости системы можно заметить, что нарушение устойчивости ЛЭП переменного тока проявляется при увеличении угла $\delta'_{12} > \delta'_{12\text{кр}}$, где $\delta'_{12\text{кр}}$ — критический угол сдвига э. д. с. систем C_1 и C_2 . Нарушение устойчивости работы ЛЭП постоянного тока не зависит от угла δ'_{12} и проявляется либо как опрокидывание инвертора, когда угол погасания $\delta < \delta_{\text{мин}}$ ($\delta_{\text{мин}}$ — предельный допустимый угол погасания инвертора), либо при нарушении устойчивости системы регулирования передачи постоянного тока. Последнее носит характер «сползания», т. е. ухода рабочей точки режима от заданного, если один из корней характеристического уравнения системы (2-196) вещественный, либо характер самораскачивания, когда один из корней характеристического уравнения той же системы с положительной вещественной частью комплексный.

Подбором закона регулирования передачи постоянного тока и возбуждения генераторов систем C и C_2 , связываемых передачей переменного тока, можно добиться увеличения результирующей устойчивости всей объединенной системы и не допустить ни самораскачивания, ни сползания режима передачи постоянного тока, а также повышения предела статической и динамической устойчивости ЛЭП переменного тока. Например, если генераторы систем C и C_2 снабжены регуляторами сильного действия, поддерживающими напряжения на шинах U_1 и U_2 постоянными, то мощность, передаваемая по линии переменного тока, выражается известной угловой характеристикой (рис. 2-92):

$$P_2 = \frac{U_1 U_2}{x} \sin \delta'_{12}.$$

* В этом разделе угол расхождения между векторами э. д. с. систем обозначается через δ'_{12} в отличие от обозначения угла погасания инвертора δ .

Если мощность, передаваемую по линии постоянного тока, регулировать, например, по углу δ'_{12} , либо по току передачи переменного тока I_2 , т. е. если $P_1 = F(\delta'_{12})$, либо $P_1 = F(I_2)$, то можно выбрать рабочую точку I на угловой характеристике мощности I значительно выше, чем без передачи постоянного тока, т. е. повысить предел статической устойчивости передачи переменного тока.

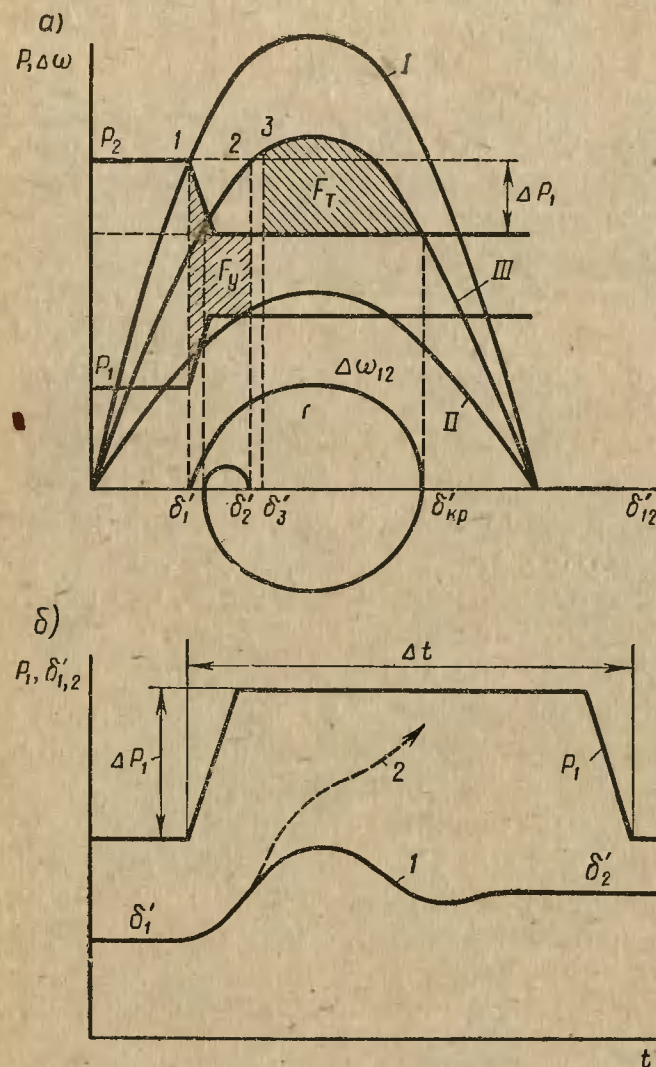


Рис. 2-92

тока начнет автоматически увеличиваться, мощность передачи постоянного тока возрастет, а активная мощность, отдаваемая в линию переменного тока, начнет уменьшаться, так как по балансу мощности на шинах системы C_1

$$P = P_T = P_1 + P_2,$$

где P_T — мощность первичных двигателей генераторов системы C ; P_1 — активная мощность передачи постоянного тока; P_2 — активная мощность передачи переменного тока.

При $\Delta P_1 = K\delta'_{12} > 0$ это необходимо для сохранения предыдущего равенства, так как в момент короткого замыкания ($P_T = \text{const}$) получим:

$$P_T = P_1 + \Delta P_1 + P_2 + \Delta P_2,$$

На рис. 2-92, а обозначено: I — характеристика нормального режима; II — то же, при коротком замыкании на ЛЭП переменного тока; III — характеристика послеаварийного режима; 1 — точка нормального режима; 2 — точка послеаварийного режима; 3 — точка, соответствующая моменту отключения короткого замыкания.

В самом деле, при выбранной рабочей точке 1 и отсутствии передачи постоянного тока устойчивость линии переменного тока в послеаварийном режиме нарушается. Если передача постоянного тока не имеет специального регулирования по параметру P_1 , то также произойдет нарушение устойчивости работы передачи переменного тока. Однако при регулировании передачи постоянного тока по параметру P_1 при коротком замыкании на ЛЭП переменного тока уставку регулятора

откуда

$$\Delta P_2 = -\Delta P_1 = -K\delta'_{12}.$$

В этом случае, как видно из рис. 2-92, мощность, поступающая в линию переменного тока, снижается на величину приращения мощности ΔP_1 (форсировки) передачи постоянного тока. При этом площадка торможения F_T оказывается больше площадки ускорения F_y , угол δ'_{12} испытывает затухающие колебания и возвращается к новому значению δ'_2 . Форсировка мощности ЛЭП постоянного тока требуется лишь на время не более 3 сек, причем, благодаря безынерционности сеточного управления вентилями, увеличение мощности передачи постоянного тока на ΔP_1 происходит за время не более 10 мсек, что и позволяет вмешаться в переходный процесс и резко уменьшить площадку ускорения F_y .

При этом для успешного торможения длительность форсировки Δt_1 должна быть больше двух периодов качаний роторов, причем во избежание качаний форсировка сопровождается еще так называемым компаундированием по скольжению, при котором в цепь уставки регулятора тока выпрямителя вводится сигнал, пропорциональный скольжению $\Delta\omega_{12}$ (относительной скорости перемещения роторов генераторов систем C и C_2). В этом случае процесс изменения угла δ'_{12} удастся свести почти к апериодическому (рис. 2-92, б, кривая 1). После окончания форсировки мощность передачи постоянного тока вновь уменьшается до прежней величины и передача переменного тока переходит на работу с углом δ'_2 , соответствующим угловой характеристике мощности в послеаварийном режиме. Форсировка передачи постоянного тока аналогична эффекту торможения генераторов при включении на шины C_1 активных сопротивлений. Предел динамической устойчивости ЛЭП переменного тока удастся повысить при таком регулировании до уровня статической.

При отсутствии специального регулирования передачи постоянного тока угол δ'_{12} изменяется по кривой 2 , поскольку $F_y > F_T$ (см. рис. 2-92, б), и передача переменного тока выпадает из синхронизма.

В действительности переходный процесс несколько отличается от описанного выше, так как при коротком замыкании на ЛЭП переменного тока напряжение U_1 на шинах системы C снижается, и мощность P_1 также уменьшается. Поэтому форсировка ее требуется на большую величину.

При обратном направлении потока мощности по линии постоянного тока (т. е. если к системе C присоединена инверторная подстанция) уравнение баланса активных мощностей на шинах C принимает вид

$$P = P_T = P_2 - P_1.$$

В этом случае, очевидно, для получения того же результата, что и при выпрямителе, нужно потребовать, чтобы $\Delta P_1 = K\delta'_{12} < 0$. Тогда из последнего выражения найдем

$$\Delta P_1 = -\Delta P_2 = -K\delta'_{12},$$

что совпадает с полученным ранее выражением.

Следовательно, для повышения устойчивости передачи переменного тока, когда к системе С присоединена инверторная подстанция, нужно при аварии уменьшать мощность, передаваемую по линии постоянного тока. При этом кривая мощности P_2 будет такой же, как на рис. 2-92, а. Эксперименты, проведенные на динамических моделях в ряде организаций, подтвердили правильность этих предпосылок. В частности, при исследовании возможностей специального регулирования передачи постоянного тока Волгоград — Донбасс по углу расхождения векторов δ_{12} передачи переменного тока Волгоград — Москва на электродинамической модели Института электромеханики было получено, что предел динамической устойчивости при коротком замыкании на ЛЭП переменного тока повышается на 8% по сравнению со случаем отсутствия такого регулирования, когда к Волжской подстанции присоединен выпрямитель, и на 5%, когда присоединен инвертор.

Рассмотрим теперь схему (см. рис. 2-91) при замкнутом разъединителе Р, т. е. параллельную работу передач постоянного и переменного тока. Так как обе передачи работают параллельно, то имеет смысл распределять нагрузку между ними таким образом, чтобы передача переменного тока работала при мощности P_2 , близкой к пределу по статистической устойчивости, а передача постоянного тока работала с мощностью $P_1 \leq 0,8P_{\text{ном}}$. В этом случае при специальном регулировании передача постоянного тока будет служить для удержания в синхронизме передачи переменного тока при всех видах больших возмущений: короткие замыкания на ЛЭП или в системах, сброс или наброс нагрузки и т. д. Специальное регулирование передачи постоянного тока по параметру P_1 осуществляется лишь в аварийных режимах, при больших возмущениях и не проявляется при малых возмущениях или оперативном регулировании, когда передача переменного тока справляется с этими возмущениями.

Рассмотрим, какие недостатки имеет такая параллельная работа передач постоянного и переменного тока.

Статистика отключений зарубежных передач постоянного тока на ртутных вентилях показывает, что надежность их пока еще ниже, чем передач переменного тока. Обычно 90% всех отключений передач постоянного тока происходят из-за оборудования подстанций, хотя при этом теряется только часть мощности передачи.

Частые отключения (полные или частичные) передачи постоянного тока приводят к набросу нагрузки на параллельную ЛЭП переменного тока и могут нарушить ее устойчивость, так как форсировка мощности передачи постоянного тока возможна при этом в меньших пределах. Чем больше количество мостов на передаче постоянного тока, тем меньше может быть неблагоприятное влияние ее при частичном повреждении на устойчивость системы. В Советском Союзе применяют 8-мостовые схемы передачи постоянного тока.

Неустойчивые короткие замыкания в линии передачи постоянного тока и опрокидывания инвертора обычно не приводят к увеличению тока передачи больше чем на 50% от тока предшествующего режима и ликвидируются сеточным АПВ поврежденной полупеи.

При коротких замыканиях в системе переменного тока, питающей выпрямитель, последний, как уже говорилось, частично сбрасывает нагрузку на время короткого замыкания. Удаленные короткие замыкания не влияют на работу выпрямителя. Так как по линии постоянного тока передается только активная мощность, то передача постоянного тока, связывающая две системы переменного тока, не увеличивает их мощность короткого замыкания.

При коротких замыканиях в системе переменного тока, к которой присоединен инвертор, последний может опрокинуться, в особенности при несимметричных коротких замыканиях. Инвертор гораздо более чувствителен к коротким замыканиям в сети переменного тока, чем выпрямитель.

Повышение надежности оборудования преобразовательных подстанций и специальное автоматическое регулирование передач постоянного тока позволяет повысить устойчивость параллельно работающих ЛЭП переменного тока.

ЛИТЕРАТУРА

1. В. А. Веников. Дальние электропередачи. ГЭИ, 1960.
2. Под ред. В. А. Веникова. Примеры анализа и расчетов режимов электропередач, имеющих автоматическое регулирование и управление. «Высшая школа», 1967.
3. Под общ. ред. А. М. Некрасова, С. С. Рокотьяна. Сб. статей. Дальние электропередачи 500 кв. «Энергия», 1964.
4. Н. А. Мельников, С. С. Рокотян, А. Н. Шеренцис. Проектирование электрической части воздушных линий электропередачи 330—500 кв. ГЭИ, 1963.
5. С. А. Савалов. Режимы электропередач 400—500 кв. «Энергия», 1967.
6. А. А. Горев. Расчет длинных линий передачи электрической энергии с учетом рассеяния энергии. Сб. Гидроэнергопроекта, 1938, № 5.
7. В. К. Щербakov и др. Настроенные электропередачи. СО АН СССР, 1963.
8. А. А. Вульф. Проблемы передачи электроэнергии на сверхдальние расстояния по компенсированным линиям. Госэнергоиздат, 1941.
9. Н. Ф. Ракушев. Сверхдальняя передача энергии переменным током по разомкнутым линиям. Госэнергоиздат, 1957.
10. В. А. Веников, И. П. Сиуда. Расчеты режимов дальних электропередач переменного тока. «Высшая школа», 1966.
11. И. Л. Каганов. Промышленная электроника. «Высшая школа», 1968.
12. К. Баудиш. Передача энергии постоянным током высокого напряжения. ГЭИ, 1958.
13. Л. Р. Нейман, С. Р. Глинтерник, А. В. Емельянов и др. Электропередача постоянного тока как элемент энергетических систем. АН СССР, 1962.
14. С. Р. Глинтерник. Электромагнитные процессы и режимы мощных статических преобразователей. «Наука», 1968.
15. Ю. С. Крайчик, А. М. Пинцов. Параметры и схемы замещения воздушных ЛЭП постоянного тока. Известия НИИПТ, 1957, № 2.
16. Ю. С. Крайчик, А. М. Пинцов. Электрические параметры ЛЭП постоянного тока с одножильными кабелями в металлических оболочках. Известия НИИПТ, 1958, № 3.
17. М. Г. Шехтман. Режимы работы и внешние характеристики двенадцатифазной каскадно-мостовой схемы преобразования. Известия НИИПТ, 1960, № 5.
18. C. Adamson and N. G. Hingorani. High Voltage Direct Current Power Transmission. England, 1960.

§ 3-1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСОБЫХ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ
ПЕРЕМЕННОГО И ПОСТОЯННОГО ТОКА

Условия проектирования. Обычно условия проектирования предусматривают определенную пропускную способность электропередачи. Эта величина выявляется в результате технико-экономического анализа, при котором учитывается и возможность перегрузки передачи. Кроме того, здесь принимаются во внимание условия работы передачи в послеаварийных режимах, когда в результате аварии могут быть отключены: одна цепь или один из участков на параллельных цепях, одна из групп параллельно работающих трансформаторов и т. д.

По длительно существующим нормальным режимам оцениваются основные показатели работы электропередачи, определяются потери мощности и энергии. Устойчивость системы, содержащей электропередачи, характеризуется параметрами длительно возможных нормальных и послеаварийных режимов.

Однако кроме длительно существующих нормальных и послеаварийных режимов в электропередаче могут иметь место непродолжительные режимы. Эти режимы не могут считаться аварийными, так как возникают на неповрежденной линии, при находящемся в нормальном состоянии оборудовании. Но они в то же время и не являются нормальными, поэтому правильнее назвать их особыми режимами.

Особые режимы электропередач переменного тока. Это режимы очень больших перегрузок и форсировок, режимы асинхронного хода, когда выпавший из синхронизма генератор (или группа генераторов), работая как асинхронный, выдает активную мощность и потребляет некоторую реактивную мощность. Сюда следует отнести режимы ресинхронизации, когда выпавшие из синхронизма генераторы без отключения втягиваются в синхронизм. Особым, и довольно длительным, может быть режим при отключении одной из фаз линии или трансформатора, когда имеет место работа на «двух фазах» или «на пяти фазах» при двухцепной линии электропередачи. Особыми являются режимы работы мало загруженных линий, режимы, когда линии работают совершенно без нагрузки — на холостом ходу, а также режимы самовозбуждения генераторов, синхронных двигателей, компенсаторов и асинхронных машин.

Несмотря на относительную кратковременность, такие режимы могут иметь важное значение и должны приниматься во внимание как при проектировании, так и при эксплуатации электропередач.

Особые режимы передач постоянного тока. Эти режимы могут иметь различный характер. Одним из наиболее часто возникающих особых режимов является режим прерывистого тока, или режим $0-1$, возникающий при пуске передачи. Такой режим длится обычно не более 10 периодов, он не является аварийным, но может привести к нарушению работы вентилях. Этим нарушением может быть прямой пробой или обратное зажигание, связанное с повышенными скоростями восстановления анодного напряжения и перенапряжений на вентилях и трансформаторах. В этом режиме мощность по линии не передается, и для системы линия постоянного тока работает на холостом ходу.

Весьма нежелательным для вентилях является режим искусственной коммутации, который возникает на некоторых вентилях при срыве коммутации, когда анодное напряжение возрастает после погасания вентиля с гораздо большей скоростью, чем в нормальном режиме, и когда демпфирующие контура не успевают воздействовать на анодное напряжение и как бы выключаются из работы. Режим искусственной коммутации возникает при увеличении углов управления и изменении режима работы передачи.

Особыми можно считать также некоторые пусковые режимы передачи, например, режим работы одного моста на линейный реактор с углом $\alpha \approx 90^\circ$ — это так называемый режим глубокого регулирования, который применяется для испытания вентилях при вводе передачи в эксплуатацию. При вводе передачи применяются также другие испытательные режимы, например, работа одного моста на другой мост через реактор на одной и той же подстанции. Один мост в этом случае работает в выпрямительном режиме, другой — в инверторном режиме, причем $\alpha \approx 90^\circ$, $\beta \approx 90^\circ$. В этом режиме, как и в предыдущем, каждый мост потребляет из сети реактивную мощность, близкую к номинальной мощности моста, и активную мощность, необходимую для покрытия потерь в трансформаторах, реакторах и вентилях. В первом случае, когда один мост работает на линейный реактор, возможна работа одной группы вентилях моста в выпрямительном режиме, во втором случае — в инверторном. Такой режим работы моста называется *круговым*, а режим работы моста на мост — *кольцевым*.

При испытании обеих подстанций и линии передачи возможна работа одной полупеи в прямом направлении, другой — в обратном направлении. В этом случае активная мощность, передаваемая по линии в обе стороны, расходуется на покрытие потерь в линии, оборудовании обеих подстанций, и в сеть переменного тока не поступает. Подстанции потребляют только реактивную мощность. Расчеты пусковых режимов передачи постоянного тока проводятся по методике, которая изложена в гл. 2 для расчета нормальных режимов. Ниже рассматриваются основные характеристики особых режимов и даются соображения о методах их расчета.

§ 3-2. УСТАНОВИВШИЕСЯ РЕЖИМЫ ХОЛОСТОГО ХОДА ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ПЕРЕМЕННОГО И ПОСТОЯННОГО ТОКА

Явления, характерные для холостых режимов электропередач переменного тока. Эти явления весьма разнообразны. К ним относятся повышения напряжения, возникающие при несимметричных коротких замыканиях на холостых линиях и называемые *динамическими перенапряжениями*; повышения напряжения во время переходного процесса при включении открытой на конце линии, т. е. на холостом ходу; опасные коммутационные перенапряжения, появляющиеся при повторных зажиганиях дуги в выключателях во время отключения ими большого емкостного тока линии, работающей в режиме холостого хода.

Для установившегося режима холостого хода электропередачи, включенной на передающем конце, характерным является: повышение напряжения на линии и особенно на ее открытом конце, перегрузка генераторов передающей станции реактивным током, возможность появления самовозбуждения генераторов. Все эти явления приходится учитывать при подъеме с нуля напряжения электропередачи с целью проверки изоляции линии или синхронизации удаленной станции с приемной системой; существенны они и при проверке допустимости самосинхронизации генераторов, отделенных от системы дальней электропередачей.

Если в режиме холостого хода электропередача оказывается включенной со стороны приемной системы, то и здесь следует ожидать повышения напряжения на линии. Зарядная мощность линии при этом передается в приемную систему, что ведет к увеличению напряжения в сети, вызывая неоправданные потери в линиях и трансформаторах, усложняя условия регулирования напряжения на нагрузке. Все это взятое вместе может явиться причиной нарушения нормальных режимов работы системы в целом.

Таким образом, при холостом ходе протяженных электропередач возникает ряд трудностей и прежде всего эффект, связанный с зарядной мощностью линии электропередачи. Реактивную мощность, генерируемую ЛЭП, грубо (считая, что напряжение на линии равно номинальному) можно определить как

$$Q_c = U_{\text{ном}}^2 b_0 l,$$

где $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение; b_0 — удельная проводимость ЛЭП; l — длина линии.

Для ЛЭП, напряжением 330—750 кВ имеет место следующее приближенное соотношение:

$$x_0 b_0 \approx 1,15 \cdot 10^{-6},$$

откуда, принимая во внимание, что $z_c = \sqrt{x_0/b_0}$, получим

$$b_0 = 1,07 \cdot 10^{-3}/z_c.$$

С учетом последнего выражения определим мощность, генерируемую ЛЭП,

$$Q_c = U_{\text{ном}}^2/z_c \cdot 1,07 \cdot 10^{-3} l = 1,07 \cdot 10^{-3} l P_c, \quad (3-1)$$

которая в режиме холостого хода загружает генераторы передающей станции или сеть приемной системы. Величина реактивной мощности Q_c (Мвар), вычисленная в соответствии с (3-1), на 100 км ЛЭП различного номинального напряжения приведена в табл. 3-1.

Таблица 3-1

Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	Реактивная мощность			
	Число проводов в фазе			
	1	2	3	4
220	13	17	—	—
330	—	38	—	—
500	—	—	100	—
750	—	—	—	240

Переток по линии небольшой активной мощности мало сказывается на избытке реактивной мощности линии Q . Действительно,

$$Q = Q_c - \Delta Q,$$

где потери реактивной мощности

$$\begin{aligned} \Delta Q &= \left(\frac{S}{U_{\text{ном}}} \right)^2 x_0 l = 1,07 \cdot 10^{-3} l z_c \frac{S^2}{U_{\text{ном}}^2} = \\ &= 1,07 \cdot 10^{-3} \left(\frac{S}{P_c} \right)^2 P_c l \approx 1,07 \cdot 10^{-3} l P_c P_*^2. \end{aligned}$$

Тогда

$$\begin{aligned} Q &= 1,07 \cdot 10^{-3} l P_c - 1,07 \cdot 10^{-3} P_*^2 l P_c = \\ &= (1 - P_*^2) \cdot 1,07 \cdot 10^{-3} l P_c = (1 - P_*^2) Q_c. \end{aligned}$$

Из последнего выражения видно, что при передаче по линии мощности, меньшей натуральной, результирующая реактивная мощность имеет емкостной характер, причем в случае, когда $P_* = 0,4—0,5$, избыточная реактивная мощность линии составляет (0,85—0,75) Q_c . Это приводит к необходимости устанавливать на линии реакторы или синхронные компенсаторы, или одновременно то и другое.

С наличием большой зарядной мощности связано и повышение напряжения на линии электропередачи. Так, напряжение на открытом конце холостой линии при неполной компенсации ее зарядной мощности значительно превышает напряжение в начале передачи. Следовательно, чтобы осуществлять обычными методами синхронизацию удаленной станции на шинах приемной системы, необходимо понижать напряжение в начале передачи или устанавливать на ней компенсирующие устройства. Однако снижение напряжения в начале дальней электропередачи может затрудняться самовозбуждением генераторов, а желательная с точки зрения устранения перегрузки и предотвращения самовозбуждения параллельная работа нескольких малозагруженных генераторов, несущих емкостную нагрузку, может затрудняться их

неустойчивостью. Таким образом, оказывается необходимым выделить и рассмотреть ряд отдельных вопросов, связанных с работой холостых линий электропередач. Это выделение может быть несколько искусственно, так как в действительности все рассмотренные явления тесно связаны между собой, однако оно необходимо с точки зрения методической.

Установившийся режим холостого хода ЛЭП, включенной на передающем конце. Напряжения начала и конца некомпенсированной ЛЭП, включенной с одной стороны, связаны между собой при $I_2 = 0$ известным соотношением

$$\dot{U}_1 = A\dot{U}_2 = \dot{U}_2 \operatorname{ch} \gamma_0 l.$$

Если принять во внимание, что активные сопротивления и проводимости линии малы, то

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 \cos \alpha_0 l = \dot{U}_2 \cos \lambda.$$

Но волновая длина линии

$$\lambda = \sqrt{x_0 b_0} l = 1,07 \cdot 10^{-3} l \text{ рад} = 0,061 l \text{ эл. град},$$

тогда

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 \cos (0,061 l). \quad (3-2)$$

Отсюда можно найти соотношение напряжений по концам ЛЭП:

$$\frac{U_2}{U_1} = \frac{1}{\cos \lambda} = \frac{1}{\cos (0,061 l)}. \quad (3-3)$$

Из уравнения (3-3) видно, что напряжение на открытом конце линии U_2 больше, чем напряжение U_1 , причем эта разница зависит от длины ЛЭП. Последнее иллюстрируется рис. 3-1, где показано значение напряжения в конце ненагруженной линии в функции ее длины: $U_2/U_1 = f(l)$.

В ряде случаев необходимо знать распределение напряжения в установившемся режиме холостого хода на линии. Рис. 3-2 показывает это распределение на ЛЭП длиной 500 км (1); 750 км (2) и 1000 км (3). Очевидно, что напряжение в некоторой точке линии, находящейся на расстоянии x от конца линии,

$$U_x = U_2 \cos \alpha_0 x.$$

При этом отношение напряжения в этой точке к напряжению в начале линии

$$U_x/U_1 = (\cos \alpha_0 x)/\cos \lambda. \quad (3-4)$$

Распределение напряжения в соответствии с (3-4) представлено на рис. 3-2, из которого видно, что при значительной длине линии на большей части ее в рассматриваемом режиме напряжение превышает номинальное. Поэтому реактивная мощность, генерируемая линией, выше найденной по приближенному уравнению (3-1).

Напряжение на открытом конце линии с потерями

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 / \operatorname{ch} \gamma_0 l.$$

При этом для линий сверхвысокого напряжения активное сопротивление можно учесть упрощенно, приняв

$$\operatorname{ch} \gamma_0 l \approx \cos \lambda + j \frac{r_0}{2x_0} \lambda \sin \lambda;$$

$$\lambda = \alpha_0 l = l \sqrt{x_0 b_0}.$$

Напряжение в любой точке линии, расположенной на расстоянии x от конца, находится по приведенным выше уравнениям с заменой l на x .

Нагрузка генераторов в установившемся режиме холостого хода ЛЭП. Реактивная мощность, появляющаяся в начале холостой линии («гене-

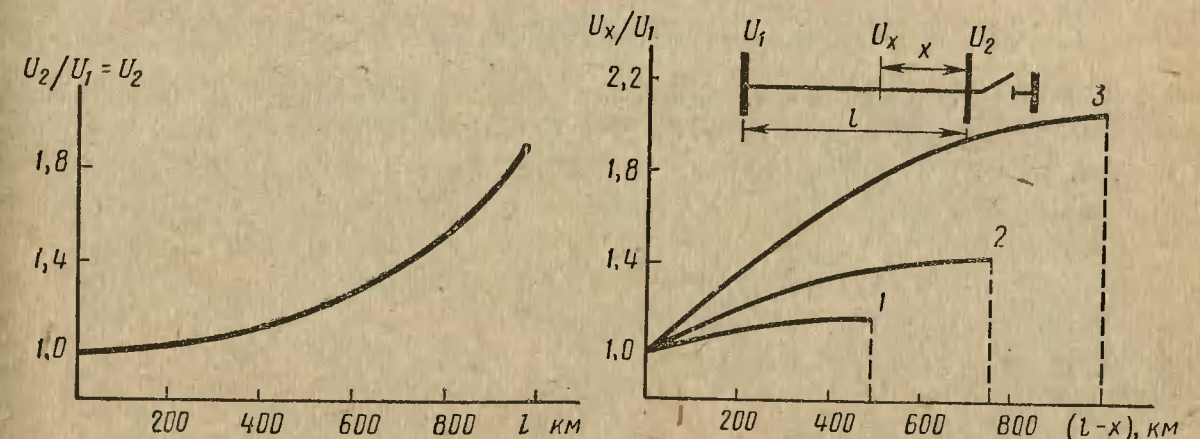


Рис. 3-1

Рис. 3-2

рируемая» линией), называется *зарядной мощностью*. Определить зарядную мощность некомпенсированной линии длиной l можно приближенно, воспользовавшись соотношением

$$Q_{1x, x} = - (U_1^2 / z_c) \operatorname{tg} \lambda. \quad (3-5)$$

При этом предполагается, что линия включена на передающем конце, напряжение в начале линии U_1 задано, а напряжение в конце линии U_2 зависит от длины линии и находится в соответствии с (3-2).

Если же по условиям синхронизации или каким-либо другим соображениям напряжение в конце линии не должно превышать длительно допустимого, то напряжение в начале линии будет функцией ее длины. Тогда зарядную мощность целесообразно определять, используя известное напряжение в конце линии. При этом, подставив в (3-5) равенства $U_1 = U_2 \cos \lambda$ и $\operatorname{tg} \lambda = \sin \lambda / \cos \lambda$, получим

$$Q_{1x, x} = - \frac{U_2^2}{2z_c} \sin 2\lambda. \quad (3-6)$$

Далее можно найти загрузку генераторов

$$Q_r = Q_{1x, x} - \Delta Q_r,$$

где ΔQ_r — потери реактивной мощности в повышающих трансформаторах.

Заметим, что не всегда можно судить о допустимости загрузки генераторов по реактивной мощности Q_r . Поскольку в ряде случаев напряжение на шинах генераторов может быть ниже номинального, то для достоверной оценки их загрузки необходимо определить реактивный ток.

Напряжение на шинах генераторов

$$U_r = (U_1 - \Delta U_T) / K_T,$$

здесь ΔU_T — потери напряжения в повышающих трансформаторах; K_T — их коэффициент трансформации.

Реактивный ток статора генераторов

$$I_r = Q_r / (\sqrt{3} U_r).$$

Значение тока статора генератора (в сравнении с его номинальным значением), продолжительность этого режима позволяют судить о возможности его осуществления, числе включаемых на линию генераторов, а также о необходимости установки на линии реакторов или других компенсирующих устройств. Как правило, ротор генераторов в этих режимах не перегружается, поскольку напряжение на их шинах бывает ниже номинального.

Для некомпенсированной холостой линии при учете потерь мощность в начале

$$\dot{S}_1 = \dot{U}_1 \hat{I}_1.$$

Принимая во внимание, что

$$\dot{U}_1 = U_2 \operatorname{ch} \gamma_0 l; \quad \hat{I}_1 = \frac{\dot{U}_2}{Z_c} \operatorname{sh} \gamma_0 l,$$

а также выражения $\operatorname{ch} \gamma_0 l$ и $\operatorname{sh} \gamma_0 l$, окончательно получим

$$\dot{S}_1 = \frac{U^2}{2Z_c} \left[\frac{r_0}{x_0} \lambda - j \left(1 - \frac{r_0^2 \lambda^2}{x_0^2} \right) \sin 2\lambda \right]. \quad (3-7)$$

Характерной особенностью холостых режимов дальних электропередач, зарядная мощность которых не компенсирована, будет значительная загрузка генераторов реактивной мощностью. В этих режимах генераторы выдают активную мощность, необходимую для покрытия потерь в самих генераторах, трансформаторах и в линии. При повышенном напряжении передачи, больших емкостных токах и заметных в этих условиях потерях на корону мощность генераторов может быть довольно значительна.

Следовательно, в установившемся режиме холостого хода напряжение на ЛЭП, загрузка генераторов, отвечающая зарядной мощности линии, при прочих равных условиях являются функциями длины линии.

На рис. 3-3 показан характер изменения напряжения и зарядной мощности линии в установившемся режиме холостого хода в функции длины при $U_1 = \text{const}$ (а) и при $U_2 = \text{const}$ (б). Сплошные кривые получены без учета потерь на корону, а штриховые — с учетом их. Разрывы на кривых U_1 , U_2 и Q_1 относятся к случаю, когда не учтены

потери активной мощности в проводах линии и явление коронирования проводов. Учет потерь активной мощности приводит к тому, что у кривых $Q_{1x,x} = f_1(l)$ и $U_2 = f_2(l)$ эти разрывы исчезают при $l = 1500, 4500$ км, а при 3000 и 6000 км значение $Q_{1x,x}$ оказывается не равным нулю; кроме того, кривые теряют свою симметричность. Влияние коронирования оказывается двояким. Потери активной мощности замедляют рост величины U_2 , увеличение емкости проводов (по сравнению с их геометрической емкостью) приводит к росту реак-

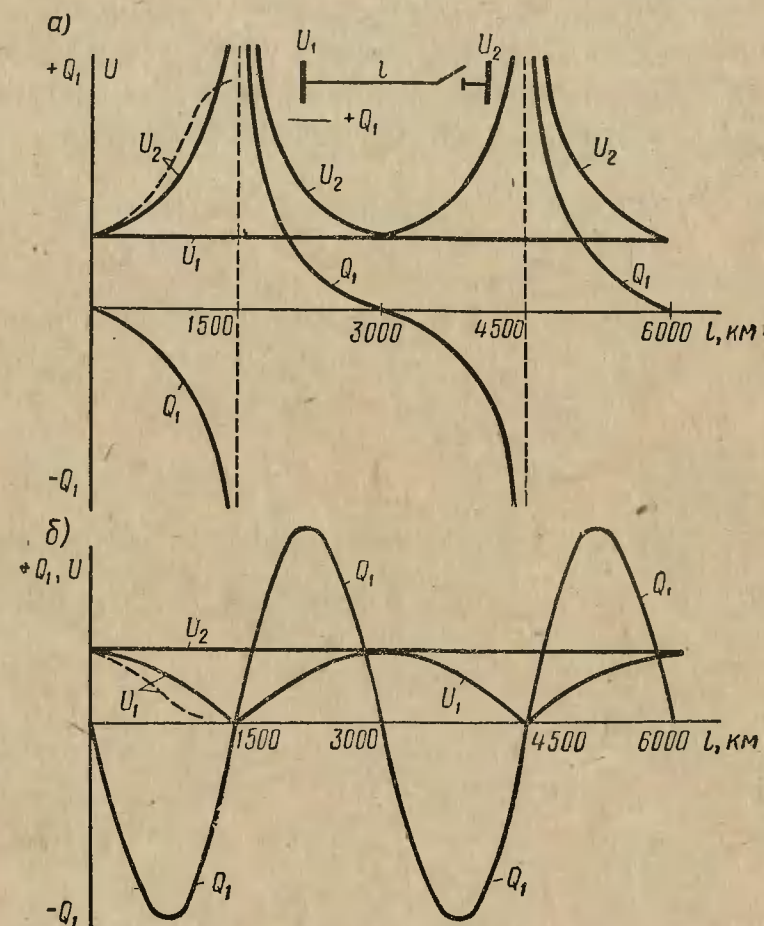


Рис. 3-3

тивной мощности, генерируемой линией, а следовательно, к дополнительному увеличению напряжения U_2 . Результирующее действие короны оказывается следующим. При длинах линии, меньших 400—600 км, коронирование почти не влияет на величину напряжения U_2 , а при больших длинах линии вызывает увеличение его. В линиях длиной больше 1200—1400 км корона резко замедляет рост напряжения на открытом конце линии. На рис. 3-3 показан характер влияния короны на перенапряжения на открытом конце передачи линий до 1500 км.

Зарядная мощность линии быстро возрастает с увеличением длины передачи, и при длинах передачи порядка 500—1250 км она имеет весьма заметную величину.

Выполнение линий сверхвысокого напряжения расщепленными проводами приводит к уменьшению волнового сопротивления и росту

зарядной мощности электропередач, что осложняет холостые режимы передачи.

После того как найдены параметры режима установившегося холостого хода ЛЭП, определено число включаемых на линию генераторов и выявлена целесообразность включения на линию реакторов, необходимо проверить отсутствие самовозбуждения генераторов удаленной станции. Характеристика этого явления и методы его анализа приведены в следующем параграфе.

Определение параметров режима установившегося холостого хода компенсированной ЛЭП. Включение на ЛЭП компенсирующих устройств (реакторы, УПК и т. д.) изменяет параметры режима установившегося холостого хода и, естественно, загрузку генераторов.

При наличии на линии реакторов напряжение на открытом конце

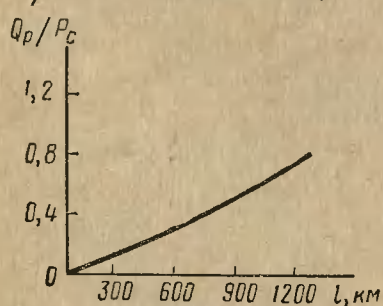
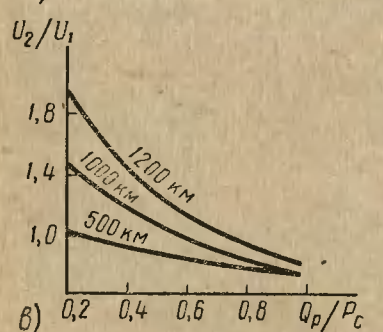
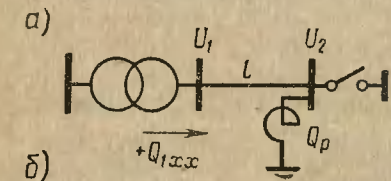


Рис. 3-4

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 / A,$$

где A — постоянная эквивалентного четырехполюсника, замещающего линию с реакторами.

Если реакторы включены в середине линии, то

$$A = A_1 A_2 + B_1 C_2 + A_2 B_1 Y_p.$$

В последнем выражении (при $r_0 = 0$)

$$A_1 = A_2 = \cos \lambda/2; \quad B_1 = jz_c \sin \lambda/2;$$

$$C_2 = j \frac{1}{z_c} \sin \lambda/2; \quad Y_p = -jQ_p/U^2.$$

При включении реакторов на открытом конце линии постоянная

$$A = \cos \lambda + Y_p B,$$

где $B = jz_c \sin \lambda$.

В тех случаях, когда реакторы расположены на линии произвольно, постоянная A эквивалентного четырехполюсника ЛЭП находится по выражениям, приведенным в соответствующих таблицах гл. 2.

Шунтирующие реакторы компенсируют реактивную мощность, «генерируемую» линией, и изменяют распределение напряжения на ней. На рис. 3-4 для схемы линии a показаны зависимости: b — отношения напряжения по концам линии в функции мощности реакторов на открытом конце линии при разной ее длине, $в$ — относительной (в долях от натуральной) мощности реакторов в функции длины ЛЭП при $U_1 = U_2$. Из предыдущих соотношений легко установить, что если на открытом конце линии включен реактор мощностью Q_p , то реактивная мощность в начале линии будет определяться через напряжение конца

$$Q_{1x,x} = \frac{U_2^2}{z_c} \frac{\sin 2\lambda}{2} \left[\left(\frac{Q_p}{P_c} \right)^2 - 1 + 2 \frac{Q_p}{P_c} \operatorname{ctg} 2\lambda \right]. \quad (3-8)$$

Сравнивая (3-8) и (3-6), легко видеть, что реакторы могут значительно изменить зарядную мощность электропередачи.

Мощность реакторов, необходимая для поддержания номинального напряжения на открытом конце передачи, имеет значительную величину и растет с увеличением длины линии (см. рис. 3-4), превышая мощность реакторов, целесообразную по условиям экономичной работы передачи в нормальных режимах. Конечно, увеличивать мощность реакторов сверх величин, определяемых требованиями эксплуатации, весьма нежелательно. Напротив, с целью повышения надежности ЛЭП следует по возможности снижать число дополнительно включаемых на линии устройств. Учитывая относительную кратковременность режимов холостого хода, реакторы выбирают, исходя из допустимого напряжения, которое в этих режимах для ЛЭП напряжением 330—500 кВ принимается равным $1,1 U_{\text{ном}}$, а для ЛЭП напряжением 750 кВ и выше — $1,05 U_{\text{ном}}$.

При включении на линии УПК напряжение на ее открытом конце

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 / A.$$

В этом случае постоянная эквивалентного четырехполюсника

$$A = A_1 A_2 + B_1 C_2 + A_1 C_2 x_k.$$

При расположении УПК в середине линии (рис. 3-5, a) постоянные для линии без потерь примут значения

$$A_1 = A_2 = \cos \lambda/2;$$

$$B_1 = jz_c \sin \lambda/2;$$

$$C_1 = C_2 = j \frac{1}{z_c} \sin \lambda/2.$$

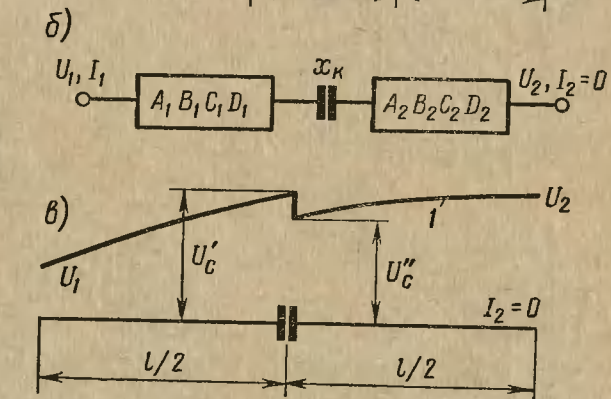
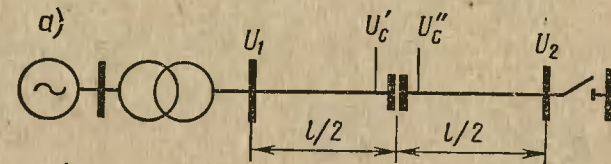


Рис. 3-5

Схема замещения будет иметь вид, показанный на рис. 3-5, $б$.

Можно вычислить и напряжения в месте подключения УПК, а именно U'_c и U''_c (рис. 3-5, $в$):

$$U'_c = A_3 U_2; \quad U''_c = A_2 U_2,$$

причем здесь

$$A_3 = A_2 + C_2 x_k.$$

Для иллюстрации на рис. 3-5, $в$ приведено распределение напряжения вдоль всей длины линии, имеющей УПК, в режиме установившегося холостого хода. Появляющийся в месте включения УПК скачок напряжения зависит от параметров УПК. Для уменьшения напряжения U_2 , а также более благоприятного распределения его по линии на подстанции, где расположена УПК, обычно включают еще и реакторы.

Реактивную мощность в начале линии, снабженной УПК, можно определить как

$$Q_{1x,x} = \operatorname{Im} (\sqrt{3} \dot{U}_1 \dot{I}_1),$$

а ток

$$I_1 = \dot{U}_1 / z_{BX},$$

где z_{BX} — входное сопротивление линии с УПК в установившемся режиме холостого хода.

При расположении УПК в середине линии

$$z_{BX} = -jz_c \frac{x_K + 2z_c \operatorname{ctg} \frac{\lambda}{2}}{2z_c + x_K \operatorname{tg} \frac{\lambda}{2}}.$$

Сделав необходимые преобразования, окончательно получим

$$Q_{1x,x} = -j \frac{U_1^2}{z_c} \cdot \frac{2z_c + x_K \operatorname{tg} \frac{\lambda}{2}}{x_K + 2z_c \operatorname{ctg} \frac{\lambda}{2}}. \quad (3-9)^*$$

Включение на линии ($\lambda < \Lambda/4$) УПК увеличивает сопротивление z_{BX} , поэтому мощность в начале линии $Q_{1x,x}$, найденная по (3-9), будет меньше, чем зарядная мощность некомпенсированной ЛЭП.

Расчет параметров установившегося режима холостого хода некомпенсированных ЛЭП при учете нелинейности параметров системы. Насыщение стали генераторов, трансформаторов и реакторов, а также потери на корону могут иметь в этих режимах существенное значение.

Естественно, что учет потерь на корону, намагничивающих токов трансформаторов и нелинейных характеристик компенсирующих устройств вносит дополнительное осложнение в расчеты. Здесь целесообразным оказывается графоаналитический метод (метод пересечения характеристик). Изложим его кратко, иллюстрируя рис. 3-6, который показывает порядок определения параметров установившегося режима методом пересечения характеристик при невозбужденном генераторе (а) и при токе возбуждения генератора I_{f0} (б).

На этом рисунке приведены характеристики: 1 — холостого хода генератора; 2 — сети при емкостной нагрузке; 3 — внешней сети при индуктивной нагрузке.

Характеристика холостого хода генераторов в этом случае представляется зависимостью $E_{iq} = f(I_{рез})$. Напомним, что, с одной сто-

* Отметим, что в выражениях $Q_{1x,x}$ и z_{BX} после знака равенства стоит $-j$, поэтому x_K должно учитываться в них своим абсолютным значением.

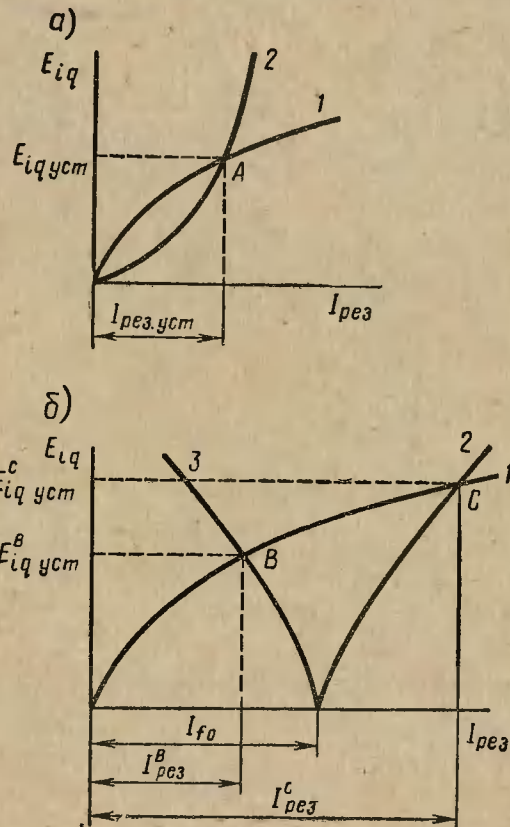


Рис. 3-6

роны, можно легко определить зависимость составляющей внутренней э. д. с. E_{iq} от напряжения на шинах генератора и мощности, отдаваемой генератором в сеть, т. е. найти по характеристике внешней сети, или, коротко, по внешней характеристике (идя «от сети»). С другой стороны, величина э. д. с. E_{iq} зависит от тока возбуждения и может быть определена с помощью характеристики холостого хода (идя «от генератора»). Очевидно, что во всяком установившемся режиме имеет место единственное значение э. д. с. E_{iq} независимо от того, как оно определено — «от сети» или «от генератора».

Расчет установившегося режима передачи на основе этих соображений может быть сведен к определению связи между режимом внешней сети, найденным с учетом характеристик отдельных участков передачи, и режимом работы генератора, сопровождающейся подбором

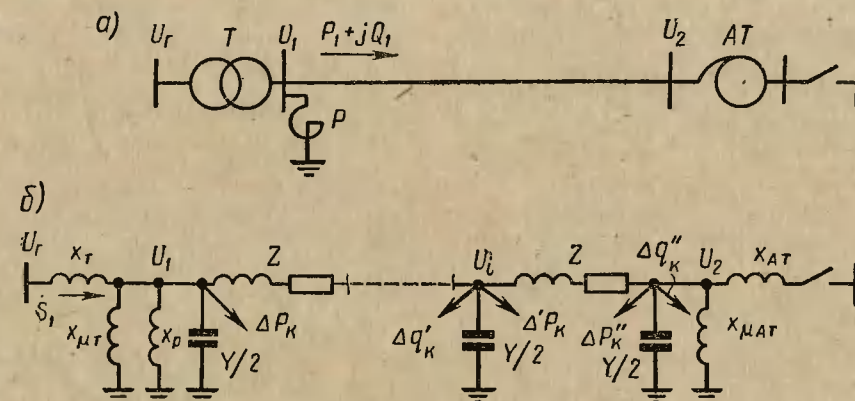


Рис. 3-7

таких значений параметров режима, при которых E_{iq} , определенная «от сети» и «от генератора», будет одинакова (точки A, B и C на рис. 3-6, а и б).

Порядок расчета установившегося режима холостого хода при учете нелинейных характеристик элементов систем рассмотрим применительно к электропередаче, изображенной на рис. 3-7, а. На рис. 3-7, б приведена ее схема замещения, где каждый участок линии длиной Δl представлен П-образной схемой с соответствующими параметрами Z , Y .

Считая, что на участке линии длиной $\Delta l = 50—150$ км потери на корону могут быть достаточно точно определены как $\Delta P_K = \Delta P_{K0} \Delta l$ и $\Delta q_K = \Delta q_{K0} \Delta l$, заменяют распределенную вдоль линии нагрузку, обусловленную потерями на корону, несколькими сосредоточенными нагрузками ΔP_K и Δq_K , приложенными по концам каждого участка линии длиной Δl . Задаются рядом значений напряжения U_2 в конце передачи. Каждому из принятых значений U_2 соответствует намагничивающий ток понижающего автотрансформатора $I_{\mu ат}$, определяемый по известной для него характеристике $I_{\mu ат} = f(U_2)$. Значения напряжений, активных и реактивных мощностей вдоль цепочечной схемы замещения линии, а также в ее начале находятся рядом последовательных расчетов электрического режима, выполняемых для каждого принятого значения напряжения U_2 . При этом в соответствии с величиной напряжения U_i каждой узловой точки i схемы по соответствующей

щим характеристикам определяются потери на корону, а также мощность, потребляемая реакторами и другими промежуточными нагрузками, если они имеются.

В результате этих расчетов можно получить характеристики $U_1 = f_1(U_2)$; $P_1 = f_2(U_2)$; $Q_1 = f_3(U_2)$, показанные на рис. 3-8.

Каждому значению величин P_1 и Q_1 соответствуют определенные напряжения и мощности на шинах генератора (U_r , P_r , Q_r), которым отвечает составляющая по поперечной оси внутренней э. д. с.

$$E_{iq} = E_i \cos \gamma, \quad (3-10)$$

где

$$E_i = \sqrt{\left(U_r + \frac{P_r r + Q_r x_l}{U_1}\right)^2 + \left(\frac{P_r x_l - Q_r r}{U_1}\right)^2}; \quad (3-11)$$

$$\gamma = \arcsin \frac{\sqrt{3} I_r \cos \Psi x_{ad}}{E_i}. \quad (3-12)$$

Здесь x_l — реактивное сопротивление рассеяния статора; r — активное сопротивление цепи статора.

Значение угла Ψ определяется из соотношения, полученного на основании векторной диаграммы синхронной машины (рис. 3-9):

$$\begin{aligned} \operatorname{tg} \Psi &= \frac{\sqrt{3} I_r x_q - U_r \sin \varphi}{\sqrt{3} I_r r + U_r \cos \varphi} = \\ &= \frac{Q_r - 3 I_r^2 x_q}{P_r + 3 I_r^2 r}. \end{aligned} \quad (3-13)$$

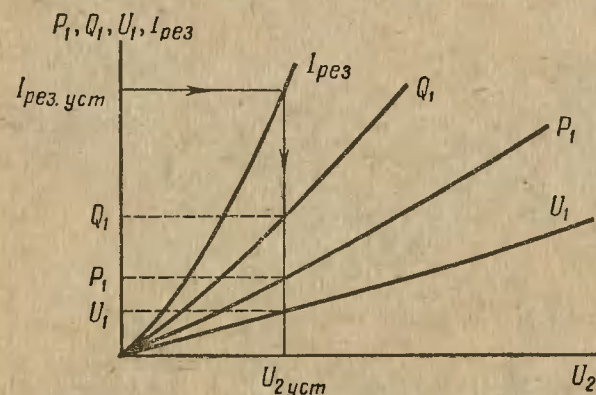


Рис. 3-8

В выражениях (3-11) и (3-13) знаки соответствуют емкостному характеру загрузки генератора. Э. д. с. E_{iq} создается результирующей продольной намагничивающей силой ротора и статора, которая может быть определена в функции алгебраической суммы тока возбуждения I_f и приведенного к ротору тока статора $\dot{I}_{rd}$ либо в функции тока статора I_{rd} и приведенного к статору тока возбуждения $\dot{I}_f$. Приведение тока статора $\dot{I}_{rd}$ к цепи возбуждения выполняется в соответствии с выражением

$$\dot{I}_{rd} = \frac{I_r \sin \Psi}{K} x_{ad}, \quad (3-14)$$

где K — коэффициент, зависящий от способа спрямления характеристики холостого хода. Для отечественных гидрогенераторов $K = 1,06$; для турбогенераторов $K = 1,20$.

Таким образом, результирующая продольная намагничивающая сила (см. рис. 3-8) находится как

$$I_{рез} = I_f \pm \dot{I}_{rd}.$$

В этом выражении знак «—» ставится при токе генератора, отстающем от напряжения, и «+» при токе, опережающем напряжение (рис. 3-6, б).

Полученная зависимость $E_{iq} = f(I_{рез})$ представляет собой характеристику внешней сети, которая проходит через начало координат (см. характеристику 2 на рис. 3-6, а), если генератор включается на линию без возбуждения, а напряжение остаточного магнетизма принимается равным нулю. Параметры установившегося режима передачи находятся по пересечению построенных на одном графике характеристик холостого хода и внешней сети (см. рис. 3-6). Пересечение этих характеристик в точке А указывает на возможность осуществления установившегося режима, который в рассматриваемом случае возникает при отсутствии тока возбуждения генератора за счет самовозбуждения генератора *. Если установившийся режим холостого хода

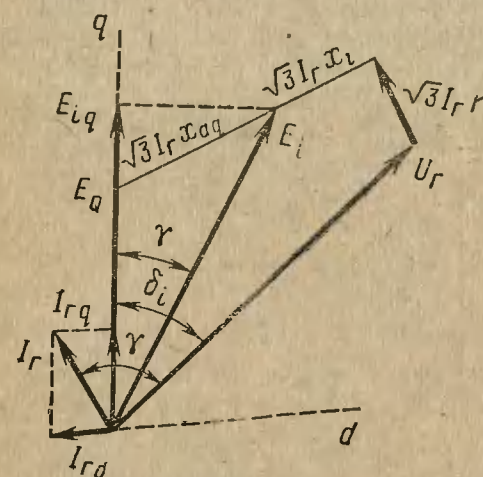


Рис. 3-9

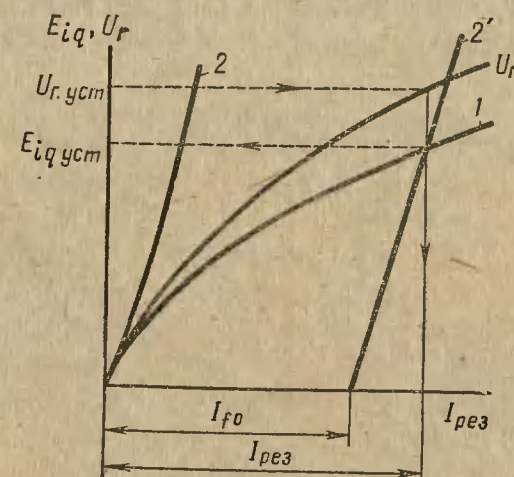


Рис. 3-10

передачи существует и соответствующий ему ток $I_{рез,уст}$ найден, то можно определить значения напряжений, мощностей и токов в начале передачи (см. рис. 3-8) и в любой точке системы.

Если самовозбуждение генератора не возникает (рис. 3-10), то характеристика холостого хода генератора 1 и внешняя характеристика 2 не имеют точки пересечения. Тогда величину тока возбуждения I_{fo} , необходимого для осуществления заданного режима передачи, можно определить графически, сдвигая характеристику 2 до желаемого по тем или иным соображениям напряжения на шинах генератора U_r (зависимость 2').

Изложенная методика может применяться при анализе различных нагрузочных режимов электропередачи, имеющей нелинейные элементы.

Установившийся режим холостого хода ЛЭП, включенной на шины подстанции приемной системы. Этот режим возможен при внезапном отключении линии на передающем конце после затухания переходных процессов или при синхронизации удаленной станции на ее шинах, когда линия «толчком» ставится под напряжение, определяемое предшествующим режимом системы. Для простоты рассуждений и выявления

* Пересечение характеристик, однако, является лишь необходимым условием существования самовозбуждения. Ниже будут показаны другие условия возникновения самовозбуждения.

ния физики процессов, имеющих место в этом случае, будем считать, что линия через понижающий автотрансформатор подключается к системе, представленной одним эквивалентным генератором и нагрузкой. В заданной схеме (рис. 3-11) нагрузка представлена сопротивлением Z_H , эквивалентный генератор — переходным сопротивлением x'_d и э. д. с. E' , автотрансформатор — Г-образной схемой замещения, а линия — П-образной. Режим системы, предшествующий включению ЛЭП, обычно известен, а его параметры, так же как э. д. с. E' и напряжение на шинах нагрузки U_H , определены.

Представим линию и автотрансформатор эквивалентным сопротивлением $Z_{лэп}$, величина которого находится в соответствии со схемой, показанной на рис. 3-11. При значительной длине линии мнимая составляющая $Z_{лэп}$ имеет емкостной характер.

Включение линии вместе с автотрансформатором на шины вторичного напряжения приемной подстанции равносильно присоединению

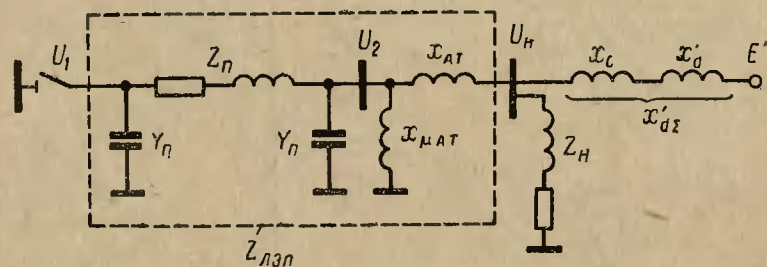


Рис. 3-11

сопротивления $Z_{лэп}$ параллельно сопротивлению, представляющему нагрузку. Естественно, что напряжение на шинах нагрузки повысится, если реактивное сопротивление $Z_{лэп}$ будет емкостным. Новое значение напряжения на шинах нагрузки

$$U'_H = E' - Ix'_{d\Sigma},$$

где E' — переходная э. д. с. генератора, заменяющего приемную систему, величина ее известна из режима, предшествующего включению линии, о. е.; I — ток в ветви генератора после включения линии, о. е. Ток в ветви генератора

$$I = \frac{E'}{x'_{d\Sigma} + \frac{Z_H Z_{лэп}}{Z_H + Z_{лэп}}}.$$

Окончательно выражение для напряжения на шинах нагрузки после включения линии имеет вид

$$U'_H = E' \left[1 - \frac{x'_{d\Sigma} (Z_H + Z_{лэп})}{x'_{d\Sigma} (Z_{лэп} + Z_H) + Z_H Z_{лэп}} \right]. \quad (3-15)$$

Чтобы решить вопрос о допустимости включения линии толчком с последующим проведением синхронизации на шинах передающей стан-

ции, надо определить напряжение на открытом конце линии U_1 . Последнее можно выполнить, зная напряжение в конце линии:

$$U_2 = (U'_H + \Delta U_{ат}) K_{ат}, \quad (3-16)$$

где $\Delta U_{ат}$ — потери напряжения в автотрансформаторе; $K_{ат}$ — коэффициент трансформации автотрансформатора.

Поскольку на приемную систему включается холостая линия, то на открытом ее конце напряжение будет выше, чем U_2 . Следовательно, в этих режимах целесообразно иметь минимально возможный коэффициент трансформации автотрансформатора.

После того как найдено напряжение U_2 , определение напряжения U_1 не вызывает трудностей. Здесь можно воспользоваться выражением (3-2), переменив у напряжений индексы 2 на 1 и 1 на 2:

$$U_1 = U_2 / \cos \lambda.$$

После включения ненагруженной линии поток реактивной мощности в систему

$$Q_{лэп} = (U'_H)^2 / \hat{Z}_{лэп}. \quad (3-17)$$

Рассчитав все параметры установившегося режима холостого хода линии, включенной на шины приемной системы, их сравнивают с допустимыми величинами и, принимая во внимание длительность режима, судят о возможности его осуществления. При длинной линии напряжение на открытом конце бывает выше допустимого. Чтобы снизить его, на передающем конце ЛЭП предусматривают реакторы. В ряде случаев может быть ограничение по величине реактивной мощности, передаваемой от ЛЭП в систему, тогда на приемной подстанции устанавливают синхронные компенсаторы, которые к тому же способствуют повышению устойчивости в режимах наибольших нагрузок. На линиях электропередач напряжением 330—500 кВ, находящихся в эксплуатации, как правило, реакторов в конце линии нет. Последнее объясняется тем, что в нагрузочных режимах реакторы потребляют мощность, которая может быть полезной в приемной системе. Синхронные компенсаторы приемного конца, работающие как с перевозбуждением, так и с недо возбуждением, имеют в этом случае заметные преимущества перед реакторами.

Установившийся режим холостого хода ЛЭП, включенной с двух сторон. После того как линия поставлена под напряжение и проведена синхронизация удаленной станции с приемной системой, на линии установится режим холостого хода, так как увеличение нагрузки ЛЭП осуществляется постепенно. Рассматриваемый режим может существовать, поэтому важно знать его параметры, напряжение на линии и поток реактивной мощности в генераторы передающей станции и в сеть приемной системы.

Если напряжения по концам линии, обусловленные режимом работы генераторов станций и приемной системы, равны, то ток в середине линии будет равен нулю. Принимая во внимание это обстоятельство, режим холостого хода линии длиной l , включенной с двух сторон, можно рассматривать как режим линии длиной $l/2$, поставленной под

напряжение (U_1 или U_2) с одной стороны. Тогда напряжение в любой точке, расположенной на расстоянии x от середины линии (рис. 3-12, а), в соответствии с (3-4) запишется как

$$U_x = U_1 \frac{\cos \alpha_0 x}{\cos \frac{\lambda}{2}} = U_2 \frac{\cos \alpha_0 x}{\cos \frac{\lambda}{2}}. \quad (3-18)$$

Наиболее высокое напряжение в этом режиме будет в середине линии:

$$U_{l/2} = \frac{U_1}{\cos \frac{\lambda}{2}} = \frac{U_2}{\cos \frac{\lambda}{2}}. \quad (3-19)$$

Сравнивая (3-19) и (3-3), можно видеть, что наиболее высокое напряжение линии, включенной с двух сторон, будет ниже напряжения на открытом конце линии той же длины, но включенной с одной стороны. Реактивную мощность по концам ЛЭП, включенной с двух сторон, можно вычислить в соответствии с (3-5) или (3-6):

$$Q_{1x, x} = Q_{2x, x} = -\frac{U_1^2}{z_c} \operatorname{tg} \frac{\lambda}{2} = -\frac{U_2^2}{z_c} \operatorname{tg} \frac{\lambda}{2},$$

или

$$Q_{1x, x} = Q_{2x, x} = -\frac{U_{l/2}^2}{2z_c} \sin \lambda.$$

В том случае, когда напряжения по концам ЛЭП не равны (пусть $U_1 > U_2$), распределение напряжения по линии можно найти, рассмотрев наложение двух режимов — холостого хода ЛЭП, включенной с двух

сторон при равенстве напряжений по концам ($U_1 = U_2$); короткого замыкания в конце линии, когда в начале приложено напряжение $\Delta U = U_1 - U_2$.

Таким образом, напряжение в любой точке линии, расположенной на расстоянии x от конца линии (рис. 3-12, б),

$$U_x = U'_x + U''_x. \quad (3-20)$$

Величина напряжения U'_x находится по формуле, аналогичной (3-18). При принятом условии ($U_1 > U_2$)

$$U'_x = U_2 \frac{\cos \alpha_0 (l/2 - x)}{\cos \frac{\lambda}{2}}.$$

Найдем далее распределение напряжения вдоль короткозамкнутой в конце линии, когда в начале приложено напряжение, равное ΔU . При этом напряжение в начале и ток в конце линии связаны соотноше-

нием

$$\Delta U = j\sqrt{3} I_2 z_c \sin \lambda,$$

откуда $j\sqrt{3} I_2 z_c = \frac{\Delta U}{\sin \lambda}$.

Аналогично можно записать выражение для напряжения в точке, расположенной на расстоянии x от конца линии:

$$U''_x = j\sqrt{3} I_2 z_c \sin \alpha_0 x,$$

или

$$U''_x = \frac{\Delta U \sin \alpha_0 x}{\sin \lambda}.$$

С учетом приведенных соотношений уравнение (3-20) окончательно будет иметь вид

$$U_x = U_2 \frac{\cos \alpha_0 (l/2 - x)}{\cos \alpha_0 l/2} + \Delta U \frac{\sin \alpha_0 x}{\sin \alpha_0 l/2}. \quad (3-21)$$

Распределение напряжения на ненагруженной линии, включенной с двух сторон, при $U_1 = U_2$ и $U_1 \neq U_2$ приведено на рис. 3-12, б (сплошной и штриховой линиями соответственно). Из графиков видно, что при $U_1 \neq U_2$ точка, в которой можно ожидать наибольшие перенапряжения, перемещается к концу ЛЭП, имеющему более высокое напряжение.

Холостые режимы работы дальней ЛЭП постоянного тока. Эти режимы определяются на основе электрических характеристик аналогичных характеристикам линии переменного тока (см. гл. 2). На эти характеристики влияют включенные по концам линии последовательные линейные реакторы ЛР (рис. 3-13).

Синхронизация систем через передачу постоянного тока не требуется, поэтому и условия работы линии отличаются от ее работы на переменном токе.

Холостым ходом линии постоянного тока называется режим ее работы при разомкнутом конце. Включение выпрямителя на разомкнутую линию приводит к двойным перенапряжениям на конце и возникновению режима прерывистого тока на выпрямителе. Поэтому холостой ход линии постоянного тока считается аварийным режимом и не допускается. Включение выпрямителя на холостую линию может произойти, например, если инвертор не подготовлен к работе (вентили его заперты). В линии постоянного тока стремятся не допускать холостых режимов и поддерживать ток не ниже уставки регулятора минимального тока.

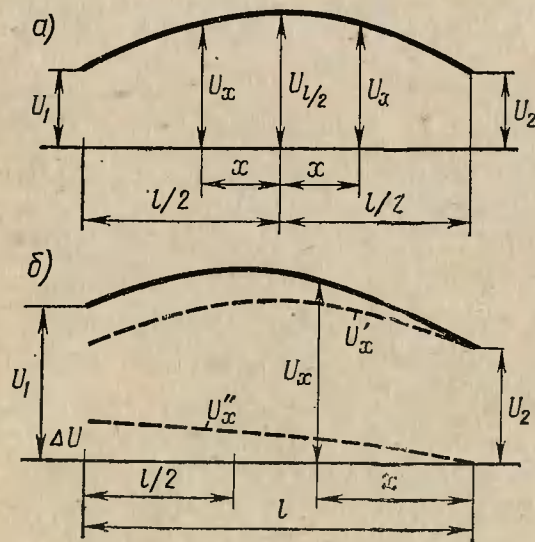


Рис. 3-12

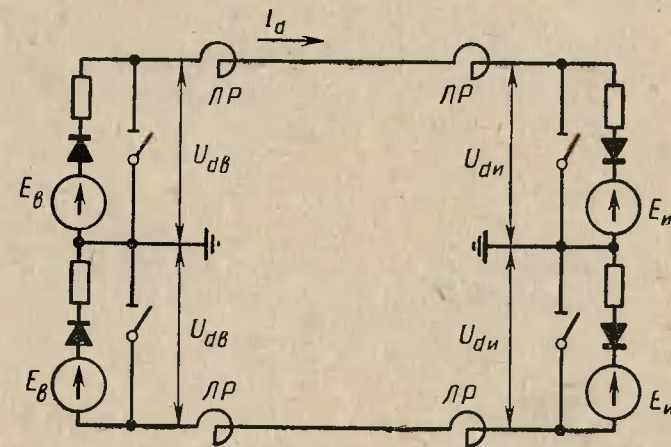


Рис. 3-13

Во избежание перенапряжений при включении линии сначала открывают вентили инвертора при закрытых вентилях выпрямителя, т. е. включают противо-э. д. с. $E_{\text{и}}$ на приемном конце. При этом напряжение на линию не подается, так как вентили инвертора не проводят ток при отсутствии напряжения со стороны выпрямителя. После этого открывают вентили выпрямителя с углом $\alpha = 120^\circ$, т. е. в инверторном режиме, и устройство для перевода в инверторный режим (ПИР) постепенно уменьшает угол управления вентилей выпрямителя, увеличивая его э. д. с. $E_{\text{в}}$. При этом напряжение линии плавно поднимается с нуля.

На рис. 3-14, а приведены внешние статические характеристики выпрямителя и инвертора с учетом регулирующих устройств, т. е. изменение напряжения $U_{\text{дв}}$ и $U_{\text{дн}}$, где A — рабочая точка нормального режима; B — рабочая точка при понижении напряжения (штри-

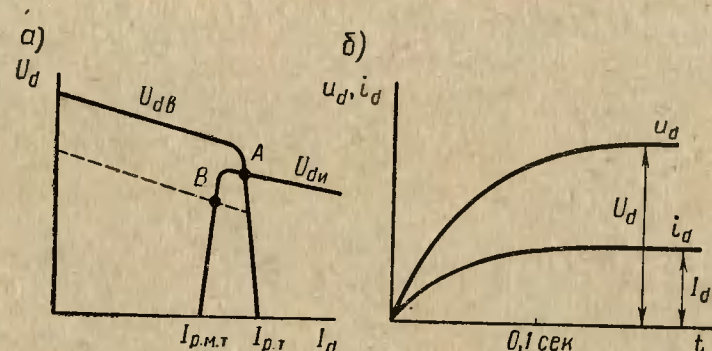


Рис. 3-14

ховая линия); $I_{\text{р.т}}$ — уставка регулятора тока выпрямителя; $I_{\text{р.м.т}}$ — уставка регулятора минимального тока инвертора. На рис. 3-14, б показано изменение напряжения и тока выпрямителя (динамические характеристики ЛЭП постоянного тока) при включении передачи с устройством ПИР. Длительность переходного процесса при пуске электропередачи определяется постоянной времени линии и не превышает обычно 0,1—0,2 сек. За это время ток и напряжение линии плавно нарастают до требуемых по режиму величин. Благодаря этому, перенапряжения в конце линии отсутствуют.

Оперативное или аварийное отключение линии постоянного тока производится с помощью устройства ПИР, которое вначале переводит выпрямитель в инверторный режим путем увеличения угла управления выпрямителя до 120° . Затем, после перехода тока выпрямителя через нуль, вентили запираются, мосты выпрямителя шунтируются, после чего запираются вентили инвертора и шунтируются его мосты. Линия оказывается закороченной с двух сторон, и перенапряжения в этом случае также не возникают.

Регулятор минимального тока инвертора РМТ (см. рис. 3-14, а) поддерживает ток передачи не ниже тока, определяемого уставкой РМТ, и не позволяет запереться вентилям. При уменьшении тока передачи режим может перейти с характеристики РТ (точка А) на характеристику РМТ (точка В), что означает уменьшение противо-э. д. с. инвертора при снижении тока передачи.

Таким образом, с помощью регулирующих устройств в передаче постоянного тока стремятся не допустить запираания вентилей и перенапряжений. При возникновении аварийных ситуаций линия постоянного тока переходит в короткозамкнутый режим работы (мосты инвертора шунтируются), что не дает развиваться перенапряжениям.

Собственная частота воздушной линии постоянного тока может быть близка к частоте 50 гц. В этом случае во избежание резонансных перенапряжений, которые могут возникать при устойчивых пропусках зажигания вентилей выпрямителя, по концам линии передачи между полюсом и землей включают расстраивающие емкости, которые уводят собственную частоту линии от 50 гц. Однако эти емкости включаются не всегда.

Быстродействующие регулирующие устройства линии передачи (такие как ПИР, РТ, РМТ) способны вмешиваться в переходные процессы и предотвращать перенапряжения, так как скорость их работы соизмерима со скоростью развития переходных процессов в линии постоянного тока.

§ 3-3. САМОВОЗБУЖДЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН, РАБОТАЮЩИХ НА НЕНАГРУЖЕННЫЕ ЛИНИИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА ИЛИ СОСРЕДОТОЧЕННУЮ ЕМКОСТНУЮ НАГРУЗКУ *

Самовозбуждение. Это такой режим работы генераторов, при котором на их зажимах и на линии электропередачи самопроизвольно устанавливается некоторое напряжение, не отвечающее току возбуждения генератора. При появлении самовозбуждения генераторов персонал станции в значительной мере теряет возможность управлять устанавливаемым напряжением. Величина напряжения в отдельных точках системы при самовозбуждении может настолько превышать допустимые значения, что возникает опасность для изоляции линии и трансформаторов. Генераторы, подключаемые к ненагруженной линии электропередачи, могут самовозбуждаться, причем нарастание тока и напряжения в процессе их самовозбуждения происходит аperiодически (синхронное самовозбуждение) или колебательно (асинхронное самовозбуждение). Частота тока и напряжения при самовозбуждении соответствует частоте собственных колебаний в электрическом контуре, состоящем из внешней сети (емкостного характера) и машины. Амплитуда возникающих колебаний ограничивается насыщением стали электрических машин и трансформаторов.

Асинхронное самовозбуждение является наиболее опасным для электрических систем вследствие того, что амплитуда колебаний напряжения и тока нарастает очень быстро, а существующие автоматические регуляторы возбуждения не в состоянии подавить этот быстро развивающийся процесс.

* В настоящем параграфе даются только общие элементарные характеристики явления самовозбуждения и простейшие данные для расчета. Более обстоятельная характеристика самовозбуждения, основанная на применении уравнений Парка — Горева, излагается при рассмотрении переходных процессов в электрических системах.

Подключение ненагруженной линии к генераторам не всегда сопровождается самовозбуждением, оно возникает при определенном соотношении между параметрами генератора и линии. Условия, при которых в системе возможно самовозбуждение, находятся из анализа системы линейных неоднородных дифференциальных уравнений для вращающейся машины и внешней сети, содержащей емкость. При определении этих условий (равно как и мероприятий), устраняющих самовозбуждение, насыщение может не учитываться.

Упрощенное понятие о явлении самовозбуждения генераторов. Основываясь на элементарных энергетических представлениях, можно получить упрощенное понятие о самовозбуждении. Воспользуемся схемой электропередачи (рис. 3-15, а). Если к электропередаче присоединен турбогенератор, то в установившемся режиме он входит в схе-

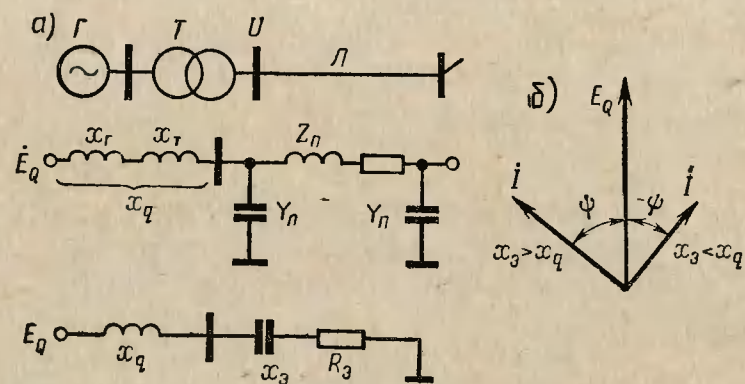


Рис. 3-15

му замещения синхронным реактивным сопротивлением по продольной оси x_d и э. д. с. E_q ; гидрогенератор учитывается в схеме поперечным реактивным сопротивлением x_q и фиктивной э. д. с. E_Q .

Для общности будем рассматривать процессы самовозбуждения применительно к гидрогенераторам, работающим на дальние передачи. В соответствии со схемой замещения ток статора генератора, подключенного к емкостному сопротивлению x_3 ,

$$I = I_e^{j\Psi}, \text{ или } I = \frac{E_Q}{\sqrt{R_3^2 + (x_q - x_3)^2}}, \quad (3-22)$$

где

$$\operatorname{tg} \Psi = (x_q - x_3)/R_3^*;$$

x_3 и R_3 — соответственно эквивалентные реактивное и активное сопротивление передачи.

Самовозбуждение генератора возникает при протекании по обмотке статора емкостного тока, опережающего по фазе э. д. с. E_Q и подмагничивающего генератора (рис. 3-15, б). Это условие самовозбуждения

* Здесь и далее кроме случаев, особо оговоренных, в сопротивление машины x_q , равно как и в сопротивления x_d и x'_d , должно быть введено сопротивление трансформатора.

в соответствии с (3-22) приближенно может быть записано в виде неравенства

$$x_3 > x_q. \quad (3-23)$$

Однако в результате самовозбуждения в схеме (см. рис. 3-15, а) должен существовать установившийся режим холостого хода, определяющийся пересечением характеристик внешней сети 1 и холостого хода генератора 2, которая при отсутствии тока возбуждения должна проходить через начало координат (рис. 3-16). Установившийся в результате самовозбуждения режим возможен, если $\alpha_{x,x} > \alpha_{вх}$, т. е. характеристика сети 1 располагается ниже начального прямолинейного участка характеристики холостого хода генератора 3. В этом случае должно соблюдаться неравенство

$$x_3 < x_d. \quad (3-24)$$

Приняв во внимание неравенства (3-23) и (3-24), условие появления самовозбуждения окончательно запишем в виде

$$x_d > x_3 > x_q. \quad (3-25)$$

Предположим, что в рассматриваемой схеме при выполнении условия (3-25) за счет самовозбуждения существует установившийся режим холостого хода. Следовательно, активной мощности, отдаваемой синхронным генератором в сеть, достаточно для того, чтобы покрыть потери в генераторе и сети. Если генератор не возбужден, то э. д. с. E_Q обусловлена только остаточным магнетизмом машины. Пренебрегая ею, при приближенном анализе можно считать, что генератор отдает в сеть только так называемую *реакционную мощность*, обусловленную неодинаковой величиной синхронных сопротивлений машины в продольной и поперечной осях:

$$P_p \approx \frac{U^2}{2} \cdot \frac{x_d - x_q}{x_d x_q} \sin 2\delta,$$

где U — напряжение в начале линии в режиме установившегося холостого хода (см. рис. 3-15, а).

Приравнявая максимальное возможное значение отдаваемой генератором мощности в этом режиме потерям в линии, генераторе и трансформаторе, получим

$$\frac{U^2}{2} \cdot \frac{x_d - x_q}{x_d x_q} \approx \frac{U^2}{Z_3^2} R_3,$$

откуда можно найти еще один критерий, определяющий возможность самовозбуждения

$$R_3 \leq \frac{x_d - x_q}{2}. \quad (3-26)$$

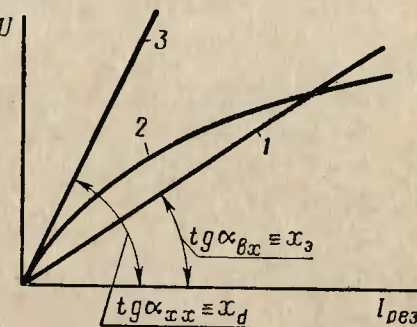


Рис. 3-16

Неравенство (3-26) отвечает условию, при котором может быть наибольшая отдача реакционной мощности, покрывающей потери при самовозбуждении.

Более строгий анализ с помощью уравнений Парка-Горева показывает, что при выполнении условий (3-25) и (3-26) нарастание напряжения происходит аperiодически при синхронно вращающихся роторе и поле статора. Этот вид самовозбуждения называется *синхронным самовозбуждением*, а неравенства (3-25) и (3-26) — *критериями синхронного самовозбуждения* (зона I на рис. 3-17).

Приведенный выше простейший анализ синхронного самовозбуждения показывает, что оно может возникнуть как при замкнутой, так и разомкнутой обмотке возбуждения, поддерживаясь и развиваясь за счет реакционной мощности. Таким образом, синхронное самовозбуждение может появляться только у явнополюсного генератора.

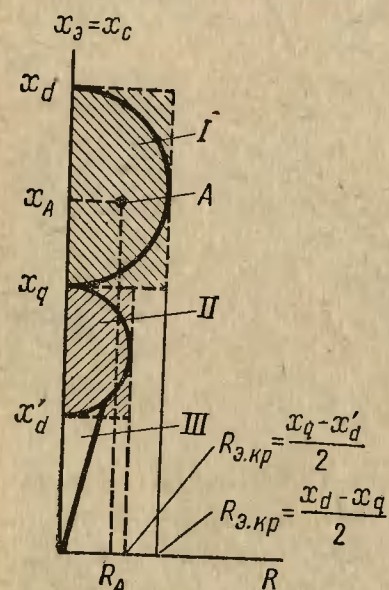


Рис. 3-17

Однако условия появления самовозбуждения [см. (3-25), (3-26)] не являются единственными. При включении к генератору линии, имеющей эквивалентный емкостный параметр $x_э < x_q$, генератор может развивать активную мощность и покрывать потери в сети, обеспечивая этим развитие самовозбуждения.

Известно, что в явнополюсной невозбужденной машине можно различать три вида электромагнитного момента. Первый из них рассмотрен — это реакционный момент, под воздействием его развивается синхронное самовозбуждение. Второй — так называемый динамический момент явнополюсности, проявляется при трансформаторной связи между

контурами статора и ротора (т. е. при отсутствии скольжения ротора по отношению к полю статора) и значительных постоянных времени обмотки возбуждения*. Большие постоянные времени обмотки возбуждения приводят к тому, что переходный процесс в ней затухает длительно. При этом реактивное сопротивление в продольной оси машины соответствует переходному сопротивлению x'_d . В поперечной оси машины обмотки возбуждения нет, и сопротивление машины в этой оси равно x_q . Из-за неравенства сопротивлений в обеих осях машины при протекании переходного процесса в обмотке возбуждения и наличии напряжения на ее зажимах возникает динамический момент явнополюсности. Третий момент — асинхронный. Для возникновения его необходимо наличие напряжения на зажимах машины и скольжения между полем статора и ротором. Если частота собственных колебаний системы и вынужденная частота, соответствующая ско-

рости вращения ротора генератора, будут различны, то это скольжение появится.

Чтобы каждый из этих моментов мог существовать, необходимо напряжение на шинах машины. Появление его в начальной стадии самовозбуждения объясняется наличием напряжения остаточного магнетизма, который вызывает емкостный ток статора, подмагничивающий генератор.

Зоны (или области) самовозбуждения. Рассматривая условия возникновения самовозбуждения, можно выявить его зоны, как это было сделано при определении зоны I. Исходя из динамического момента явнополюсности, можно приближенно записать выражение для активной мощности, которая может выдаваться при этом в сеть:

$$P \approx \frac{U^2}{2} \cdot \frac{x_q - x'_d}{x_q x'_d}.$$

На основании последнего уравнения находятся условия появления самовозбуждения, отличные от найденных ранее [см. (3-25), (3-26)].

Неравенства, приближенно характеризующие возможность начала процесса, в данном случае имеют вид:

$$x_q > x_э > x'_d; R_э \leq \frac{x_q - x'_d}{2}. \quad (3-27)$$

Характер развития самовозбуждения в зоне параметров, определяемых неравенствами (3-27), при этом свидетельствует о возникновении биений, присущих асинхронным колебаниям. Кроме того, при некоторых соотношениях параметров в этой зоне возможно небольшое перемещение поля статора относительно поля ротора, что является характерным признаком асинхронного режима. В связи с этим зона, определяемая неравенствами (3-27), называется *зоной асинхронного самовозбуждения II*.

Сочетания параметров гидрогенератора и внешней сети, при которых возможно самовозбуждение, показаны на рис. 3-17 штриховой (заштрихованные области в виде прямоугольников, где индекс «кр» указывает на то, что значение сопротивления является критическим).

Анализ с помощью уравнений Парка-Горева показывает, что эти зоны самовозбуждения I и II ограничиваются полуокружностями (сплошные линии). Кроме того, исследования на основе уравнений Парка-Горева дают возможность убедиться в том, что самовозбуждение возможно при эквивалентном сопротивлении внешней сети $x_э < x'_d$ и имеет асинхронный характер. Эта зона асинхронного самовозбуждения называется *зоной III* (см. рис. 3-17).

Зона асинхронного самовозбуждения III у машин без демпферных обмоток узка и ограничивается значениями активного сопротивления, лежащими в пределах активного сопротивления генератора, трансформатора, ЛЭП и других элементов внешней сети. Поэтому для машин без демпферных обмоток ею пренебрегают. У машин с демпферными обмотками зона III шире и зависит от параметров демпферных обмоток. Самовозбуждение в этой зоне развивается под действием

* Строго говоря, теоретически бесконечно больших T_{d0} .

асинхронного момента, причем принципиально скольжение здесь может изменяться от 0 до 1.

При наличии скольжения между полем статора и полем ротора параметры синхронной машины вследствие массивного ротора и вытеснения тока в обмотке возбуждения являются функциями скольжения. Последнее обстоятельство можно учесть, представив машину частотными характеристиками $jx_d(j\omega)$ и $jx_q(j\omega)$, которые рассчитываются с помощью выражений операторных сопротивлений $x_d(p)$ и $x_q(p)$ или снимаются экспериментально. При скольжении порядка 0,2 частотные характеристики машины с демпферными обмотками в осях d и q практически совпадают, т. е. синхронная машина становится как бы симметричной, близкой к асинхронной. Следовательно, при больших скольжениях машину с демпферными обмотками можно заменить эквивалентной асинхронной с частотной характеристикой

$$Z_r(\omega) = jx(-j\omega) = \frac{j}{2}[x_d(-j\omega) + x_q(-j\omega)] = \\ = \frac{1}{2}[R_d(\omega) + R_q(\omega)] + \frac{j}{2}[x_d(\omega) + x_q(\omega)]. \quad (3-28)$$

Вещественная часть выражения (3-28) соответствует отрицательному активному сопротивлению, которое пропорционально развиваемой активной мощности синхронной машины в асинхронном режиме. Мнимая часть этого сопротивления соответствует средней реактивной мощности машины в том же режиме.

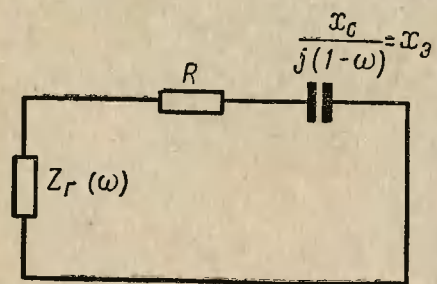


Рис. 3-18

Замена синхронной машины эквивалентной асинхронной со средней частотной характеристикой $Z_r(\omega)$ дает возможность представить динамическую систему (см. рис. 3-15, а), имеющую вращающийся ротор, схемой со статическими элементами (рис. 3-18). Эта схема представляет собой электрический контур переменного тока с частотой, соответствующей частоте свободных колебаний в неподвижных цепях машины. Активное сопротивление внешней сети R не зависит от частоты, эквивалентное реактивное сопротивление ее x_c является функцией скольжения. Схема дает возможность приближенно определить границу зоны асинхронного самовозбуждения III , найдя для нее условия резонанса:

$$\left. \begin{aligned} R &= -\operatorname{Re} Z_r(\omega) = -(1-\omega) \frac{R_d(\omega) + R_q(\omega)}{2}; \\ x_c &= (1-\omega) \operatorname{Im} Z_r(\omega) = (1-\omega)^2 \frac{X_d(\omega) + X_q(\omega)}{2} \end{aligned} \right\} \quad (3-29)$$

При определении зоны III по уравнениям (3-29), как и при определении частотных характеристик машин, задаются значениями ω

от 0 до — 1, что соответствует генераторному режиму работы синхронной машины в асинхронном режиме.

Необходимые и достаточные условия возникновения самовозбуждения и меры его устранения. Существование зон самовозбуждения I , II , III синхронного гидрогенератора дает необходимые условия самовозбуждения при подключении к нему ненагруженной линии. Достаточным условием является расположение точки, характеризующей параметры внешней сети, внутри одной из зон самовозбуждения. Поэтому после построения зон самовозбуждения необходимо определить ее параметры x_c и R_c в соответствии со схемой замещения. Если самовозбуждение в рассматриваемой схеме возможно (точка A на рис. 3-17), то необходимо предусмотреть меры для устранения его, например поставить реакторы. Иногда реакторы, устанавливаемые на линии по условиям обеспечения допустимых значений напряжения в установившемся режиме холостого хода, устраняют и опасность появления самовозбуждения. Однако при значительной длине линии для предотвращения самовозбуждения приходится специально предусматривать установку реакторов.

В ряде случаев самовозбуждения можно избежать, если включить на линию не одну машину, а несколько. Реактивные сопротивления x_d , x_q , x'_d при параллельной работе нескольких машин соответственно уменьшаются, что приводит к сужению зон самовозбуждения. При этом может оказаться, что точка A (см. рис. 3-17), определяемая параметрами конкретной внешней сети, выйдет за верхнюю границу зоны самовозбуждения. Следует, однако, заметить, что возможность параллельной работы нескольких машин в режиме холостого хода или близком к нему должна быть проверена дополнительно. Методы этой проверки излагаются далее.

Самовозбуждение неявнополюсных электрических машин (синхронные турбогенераторы, асинхронные генераторы и двигатели). У неявнополюсных машин отсутствует реакционный момент явнополюсности, поэтому возможность синхронного самовозбуждения у них исключена (зона I отсутствует). Самовозбуждение неявнополюсных машин оказывается возможным лишь при наличии тока в обмотке возбуждения или эквивалентных ей цепях. Таким образом, самовозбуждение неявнополюсных машин возможно под воздействием динамического момента явнополюсности или асинхронного момента.

Самовозбуждение турбогенераторов. Турбогенераторы, имеющие массивный ротор, представленный в осях d и q рядом демпферных контуров, требуют специального анализа самовозбуждения. При упрощенном подходе турбогенератор можно рассматривать как машину с одним продольным и одним поперечным демпферными контурами или как симметричную в осях d и q машину, не имеющую демпферных обмоток. Процессы в реальном турбогенераторе будут занимать некоторое промежуточное положение по отношению к процессам при изложенных выше двух его представлениях.

Приближенно зона асинхронного самовозбуждения II в плоскости x_c и R ограничивается, как и у гидрогенератора, полуокружностью, которая пересекает ось ординат в точках x_d и x'_d . Этой области при-

ближенно соответствуют неравенства, аналогичные (3-27):

$$x'_d < x_c < x_d; R \leq \frac{x_d - x_q}{2}. \quad (3-30)$$

Зона асинхронного самовозбуждения *III*, где $x_c < x'_d$, может быть упрощенно определена частотным методом по уравнениям (3-29). Строится она так же, как и для гидрогенераторов. Зона *III* у турбогенераторов значительно шире по сравнению с гидрогенераторами, что объясняется способностью турбогенераторов развивать достаточно большой асинхронный момент при работе как с малыми, так и с большими скольжениями.

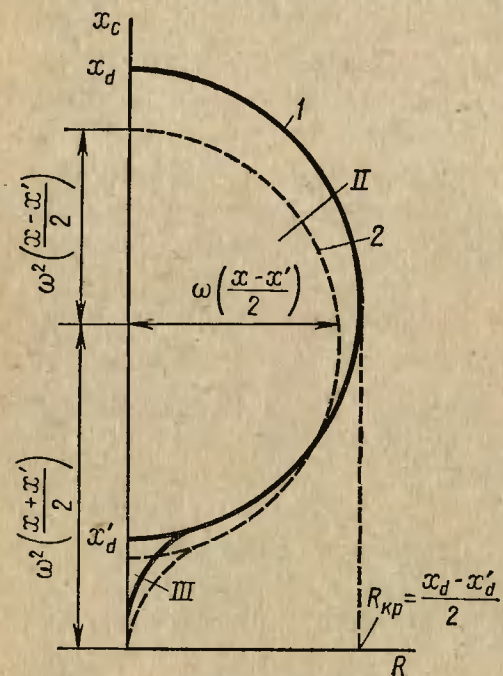


Рис. 3-19

Самовозбуждение асинхронных машин. Самовозбуждение асинхронных машин может наблюдаться при наличии в цепи статора емкостного сопротивления, ограниченного величинами

$$0 < x_c < x,$$

если скорость вращения ротора будет синхронной ($\Omega = 1$). Когда скорость вращения ротора отлична от синхронной ($\Omega \neq 1$), границе зоны самовозбуждения *II* приближенно соответствуют неравенства

$$\left. \begin{aligned} \Omega^2 x' < x_c < \Omega^2 x; \\ R \leq \frac{\Omega (x - x')}{2}. \end{aligned} \right\} \quad (3-31)$$

При принятой скорости вращения ротора Ω зона самовозбуждения *II* в осях R и x_c представляет собой эллипс. Граница зоны асинхронного самовозбуждения *III*, соответствующая неравенству

$$x_c < \Omega^2 x',$$

может быть определена частотным методом. При этом используются уравнения

$$\left. \begin{aligned} R &= (\Omega - \omega) \frac{\omega T (x - x')}{1 + (\omega T)^2}; \\ x_c &= (\Omega - \omega)^2 \frac{x + (\omega T)^2 x'}{1 + (\omega T)^2}. \end{aligned} \right\} \quad (3-32)$$

Рассматривая зоны самовозбуждения асинхронной машины при скорости вращения ротора от 0 до скорости вращения ротора в установившемся режиме, можно найти ряд зон и решить вопрос о возможности возникновения самовозбуждения в процессе пуска.

Таким образом, асинхронные машины, работающие или через линию, где имеется УПК такой величины, что эквивалентное реактивное

сопротивление ЛЭП становится емкостным ($x_s = x_c$), или на емкостную сосредоточенную нагрузку, могут при определенных условиях самовозбуждаться в установившемся режиме или при пуске.

На рис. 3-19 приведены зоны самовозбуждения неявнополюсных машин: 1 — для турбогенератора и асинхронной машины ($\Omega = 1$); 2 — для асинхронной машины ($\Omega = 0,95$).

Самовозбуждение асинхронных машин при частоте, отличной от номинальной. В этом случае самовозбуждение может происходить в режимах одностороннего подключения линии к генераторам передающей станции. Так, при подъеме всей линии или ее участков с нуля частота может быть ниже синхронной; при авариях, приводящих к разрыву передачи, возможно повышение частоты до 20—25%. Иногда в этих условиях возникает необходимость проверки отсутствия самовозбуждения машин. С достаточной степенью точности зоны самовозбуждения *I* и *II* могут быть при этом найдены по уравнению

$$\frac{\left[x_c - \omega^2 \left(\frac{x_1 + x_2}{2} \right) \right]^2}{\omega^4 \left(\frac{x_1 - x_2}{2} \right)^2} + \frac{R^2}{\omega^2 \left(\frac{x_1 - x_2}{2} \right)^2} = 1, \quad (3-33)$$

где ω — частота в рассматриваемой схеме, отличная от синхронной.

В уравнении (3-33) при определении зоны *I* полагают $x_1 = x_d$, $x_2 = x_q$, а при определении зоны *II* — $x_1 = x_q$; $x_2 = x'_d$. Зоны самовозбуждения *I* и *II* в этом случае ограничиваются в плоскости R и x_c полуэллипсами. Граница зоны *III* может быть найдена из уравнений (3-29).

В соответствии с (3-33) зоне *I* соответствуют неравенства

$$\left. \begin{aligned} \omega^2 x_q < x_c < \omega^2 x_d; \\ R \leq \omega \frac{x_d - x_q}{2}; \end{aligned} \right\} \quad (3-34)$$

границе зоны *II*

для гидрогенераторов

$$\left. \begin{aligned} \omega^2 x'_d < x_c < \omega^2 x_q; \\ R \leq \omega \frac{x_q - x'_d}{2}; \end{aligned} \right\} \quad (3-35)$$

для турбогенераторов

$$\left. \begin{aligned} \omega^2 x'_d < x_c < \omega^2 x_d; \\ R \leq \omega \frac{x_d - x'_d}{2}. \end{aligned} \right\} \quad (3-36)$$

Таким образом, принципиально при частоте, отличной от синхронной, самовозбуждение возможно, если емкостное сопротивление внешней сети меньше $\omega^2 x_d$.

Можно получить соотношения, определяющие номинальную мощность генераторов $S_{\text{ном}}$, при включении которых на линию длиной l

самовозбуждения не будет. При этом

$$S_{\text{ном}} > (x_d + x_T) f \operatorname{tg} \lambda. \quad (3-37)$$

Здесь $x_d + x_T$ — сопротивление генератора и трансформатора в относительных единицах, отнесенных к номинальной мощности; f — частота, *о. е.*; λ — волновая длина линии передачи, *рад* или *град*.

Раскрывая выражение (3-37), можно определить критическую длину линии

$$l_{\text{кр}} = \frac{1}{f \sqrt{x_0 b_0}} \arccos [k_H f (x_d + x_T)], \quad (3-38)$$

где k_H — отношение допустимой нагрузки (a), зависящей от напряжения, тока ротора, частоты и длительности режима к номинальному току генератора (a).

Самовозбуждения генераторов мощностью $S_{\text{ном}}$ не произойдет, если они включаются на линию длиной $l < l_{\text{кр}}$.

Приближенная оценка условий возникновения самовозбуждения по соотношениям, связывающим параметры генератора и длину линий. Все приведенные выше условия определения границ зон самовозбуждения предполагают знание эквивалентных параметров внешней сети, что не всегда бывает удобно. В условиях эксплуатации и проектирования удобнее выявить, будет ли самовозбуждаться машина с известными параметрами при включении ее на холостую линию длиной l . Аналогичная задача может иметь место и при рассмотрении послеаварийных режимов, связанных с отключением передачи на приемном конце. Условия самовозбуждения в подобных случаях можно грубо оценить, сравнив параметры входного сопротивления линии и генератора с трансформатором. Входное сопротивление линии большой протяженности (до 1200—1400 км)

$$Z_{*BX} = \frac{Z_{BX}}{z_c} = \frac{\frac{r_0 \lambda}{2x_0} (1 + \operatorname{tg}^2 \lambda)}{\left(\frac{r_0 \lambda}{2x_0}\right)^2 + \operatorname{tg}^2 \lambda} - j \frac{\left(1 - \frac{r_0^2 \lambda^2}{4x_0^2}\right) \operatorname{tg} \lambda}{\left(\frac{r_0 \lambda}{2x_0}\right)^2 + \operatorname{tg}^2 \lambda}. \quad (3-39)$$

Исследования показали, что зависимость $x_{*BX} = f(l)$ для линий сверхвысокого напряжения (330—750 кВ), выполненных марками проводов от 2 × АСО-300 до 4 × АСО-700, является в пределах точности расчетов однозначной (рис. 3-20).

Параметры генератора x_d , x_q , x'_d и трансформатора x_T определяют в относительных единицах из равенства

$$x_* = x P_c / S_{\text{ном}}, \quad (3-40)$$

где x — взятое по каталожным данным (или замеренное в процессе испытаний) соответствующее сопротивление генератора (x_d ; x_q ; x'_d) или трансформатора S_T ; $S_{\text{ном}}$ — номинальная мощность генератора или трансформатора в зависимости от того, какое сопротивление вычисляется; $P_c = U^2 / z_c$ — натуральная мощность линии.

В соответствии с приведенными выше критериями [см. (3-25), (3-27) и (3-30)] на границе зон самовозбуждения при малом R имеют место следующие равенства:

$$\left. \begin{aligned} x_{*d} + x_{*T} &= x_{*BX1}; \\ x'_{*d} + x_{*T} &= x_{*BX2}. \end{aligned} \right\} \quad (3-41)$$

При этом для гидрогенераторов зоны I и II не разделяются. Если это необходимо сделать, то соотношения (3-41) должны быть дополнены уравнением

$$x_{*q} + x_{*T} = x_{*BX3}.$$

По известным из (3-40) сопротивлениям генераторов и трансформаторов определяют величины x_{BX1} и x_{BX2} [см. (3-41)] и в соответствии с выражением (3-39) по графику (см. рис. 3-20) находят предельные длины линий l_1 и l_2 ($l_2 > l_1$), при включении на которые генератор может самовозбуждаться. Самовозбуждения не будет, если длина рассматриваемой линии $l < l_1$ или $l > l_2$.

При включении ненагруженной линии длиной $l > l_2$ не должно быть длительной перегрузки по току статора генератора:

$$I_r = \frac{U_r}{\sqrt{3 [r_{BX}^2 + (x'_{BX} + x_T)^2]}} \leq I_H.$$

При включении на генераторы линии длиной $l > l_2$ существует вероятность асинхронного самовозбуждения в зоне III, что должно быть проверено дополнительно по критериям (3-29).

Определение предельной степени емкостной компенсации параметров ЛЭП по условиям самовозбуждения генераторов. Установки продольной емкостной компенсации, равно как и реакторы, изменяют эквивалентные параметры внешней сети, а при холостой линии — и параметры входного сопротивления компенсированной ЛЭП. Если входное сопротивление линии, имеющей УПК, будет емкостным, то существует возможность появления самовозбуждения генераторов. Вообще говоря, в режимах малых нагрузок и в холостых режимах УПК шунтируют. Тем не менее, возможны случаи, когда ненагруженная линия с УПК может оказаться включенной на генераторы передающей станции. Последнее имеет место, например, при внезапном отключении линии на приемном конце.

В связи с этим целесообразно знать степень компенсации K_c параметров линии передачи, при которой самовозбуждение генераторов передающей станции будет исключено. Степень емкостной компенсации определяется как

$$K_c = (B - B_0) / B,$$

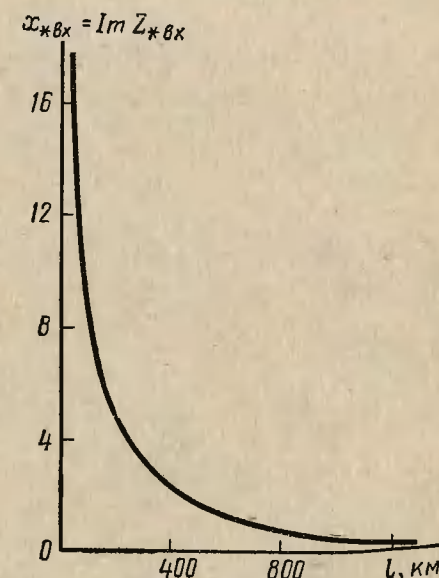


Рис. 3-20

где B и B_0 — постоянная эквивалентного четырехполюсника, представляющего соответственно некомпенсированную линию передачи и линию с УПК.

Входное сопротивление идеальной линии передачи с УПК, расположенной в середине,

$$x_{вх} = -j \frac{z_c \left(1 - \frac{\lambda^2}{2}\right) + K_c \frac{l^2 x_0^3}{2} \left(1 - \frac{\lambda^2}{12}\right)}{lx_0 \left(1 - \frac{\lambda^2}{6}\right) + K_c lx_0 \frac{\lambda^2}{4}}. \quad (3-42)$$

Приняв во внимание выражения (3-41), можно приближенно найти предельную компенсацию параметров ЛЭП по условиям устранения самовозбуждения генераторов передающей станции. После преобразований получим:

$$K_{c1} \geq 4 \frac{Kz_c \left(1 - \frac{\lambda^2}{2}\right) - lx_0 x_d' \left(1 - \frac{\lambda^2}{6}\right)}{lx_0 \lambda^2 x_d' - 2Kx_0 l \lambda \left(1 - \frac{\lambda^2}{12}\right)}; \quad (3-43)$$

$$K_{c2} \leq 4 \frac{Kz_c \left(1 - \frac{\lambda^2}{2}\right) - lx_0 x_d \left(1 - \frac{\lambda^2}{6}\right)}{lx_0 \lambda^2 x_d - 2Kx_0 l \lambda \left(1 - \frac{\lambda^2}{12}\right)},$$

где $z_c = \sqrt{x_0/b_0}$ — волновое сопротивление линии (x_0, b_0 — удельные параметры линии в именованных единицах); $\lambda = \sqrt{x_0 b_0} l$ — волновая длина линии, рад; l — длина линии передачи, км; $K = S_{ном}/P_c$, причем $S_{ном}$ — номинальная мощность генераторов, работающих на линию передачи; x_d и x_d' — параметры генераторов в относительных единицах, отнесенные к номинальной мощности генераторов и ступени напряжения линии.

Из уравнений (3-43) видно, что предельная по условиям самовозбуждения степень емкостной компенсации линии зависит от удельных ее параметров, длины, параметров генераторов и их номинальной мощности. Поэтому в каждом конкретном случае применения УПК на ЛЭП должна проводиться проверка на отсутствие самовозбуждения генераторов.

§ 3-4. ПАРАЛЛЕЛЬНАЯ РАБОТА ГЕНЕРАТОРОВ НА ЕМКОСТНУЮ НАГРУЗКУ

Включение генераторов ограниченной мощности на некомпенсированную ненагруженную линию может, как отмечалось ранее, вызвать повышение напряжения на линии, перегрузку генераторов реактивным током и их самовозбуждение. Чтобы избежать указанных явлений, при отсутствии реакторов на линии или небольшой их мощности желательно включать одновременно несколько генераторов. Параллельное включение генераторов равноценно увеличению мощности эквивалентного генератора, если все их рассма-

тривать как один. Это возможно только тогда, когда машины заведомо устойчивы относительно друг друга. Но параллельная работа генераторов при подключении их на емкостную нагрузку или при связи их через емкостное сопротивление иногда может оказаться неустойчивой.

Причины этой неустойчивости можно установить на основе элементарного анализа. Предположим, что некомпенсированная линия передачи длиной l со стороны передающей станции включается через трансформаторы на два гидрогенератора (1 и 2) каждый мощностью S (рис. 3-21, а). Схема замещения для рассматриваемого случая представлена на рис. 3-21, б, где генераторы и трансформаторы представлены сопротивлением $jx_q = j(x_{q1} + x_{t1}) = j(x_{q2} + x_{t2})$, а линия электропередачи — эквивалентным реактивным сопротивлением — $jx_c = -jz_c \operatorname{ctg} \alpha_0 l$, равным входному, поскольку здесь $r_0 \ll x_0$. Примем, что э. д. с. генераторов E_Q постоянна.

При параллельной работе двух одинаковых генераторов на общую нагрузку активная мощность, отдаваемая любым из них в условиях принятых допущений, может быть представлена как

$$P = E_Q y_{11} \sin \alpha_{11} + E_Q y_{12} \sin (\delta - \alpha_{12}). \quad (3-44)$$

Генераторы работают на холостом ходу, поэтому угол δ близок к нулю.

Как известно, неустойчивость наступает, когда производная $dP/d\delta$ оказывается отрицательной. Выражение для синхронизирующего момента получим после дифференцирования выражения (3-44):

$$dP/d\delta = E_Q y_{12} \cos (\delta - \alpha_{12}).$$

Взаимное сопротивление цепи в данном случае может быть определено в соответствии со схемой (см. рис. 3-21, б):

$$1/y_{12} = Z_{12} \approx x_{12} = 2x_q - x_q^2/x_c.$$

При некотором соотношении между сопротивлением x_q (генератора и трансформатора) и входным емкостным сопротивлением линии x_c длиной l взаимное сопротивление x_{12} будет равно нулю. Следовательно, при какой-то длине линии, называемой *критической*, имеет место соотношение

$$x_{12} = 2x_q - x_q^2/x_c = 0. \quad (3-45)$$

В тех случаях, когда длина линии больше критической, взаимное сопротивление x_{12} будет отрицательным и, следовательно,

$$dP/d\delta < 0.$$

Очевидно, что при критической длине линии производная $dP/d\delta = 0$, что соответствует границе устойчивости параллельной работы двух

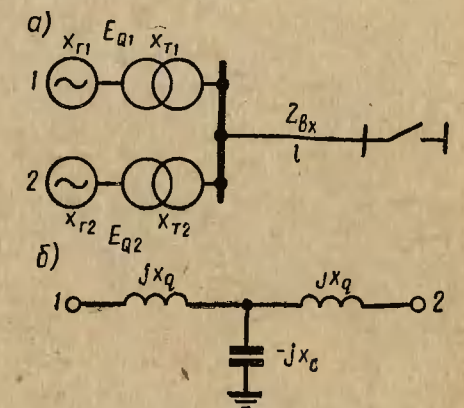


Рис. 3-21

генераторов при включении их на холостую линию. При этом, принимая во внимание (3-45), можно записать, что

$$x_c = 0,5x_q.$$

Таким образом, неустойчивость параллельной работы двух генераторов наступит в случае, если входное сопротивление линии будет меньше или равно половине эквивалентного сопротивления генератора, т. е. имеет место приближенное неравенство

$$\frac{1}{b_0 l} \leq \frac{x_q U_r^2 K^2}{2S_{\text{ном}}},$$

где b_0 — удельная проводимость линии, $1/\text{ом} \cdot \text{км}$; U_r — напряжение генератора, кв ; K — коэффициент трансформации трансформатора; $S_{\text{ном}}$ — номинальная мощность генератора (трансформатора), Мва ; $x_q = x_{qT} + x_T$ — сопротивление генератора и трансформатора в относительных единицах по каталожным данным.

Грубая оценка критической длины линии, при которой наступает неустойчивая работа двух генераторов, может быть произведена с помощью выражения

$$l_{\text{кр}} = \frac{2S}{x_q b_0 U_{\text{ном}}^2}, \quad (3-46)$$

где $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение линии.

Чтобы работа двух гидрогенераторов при включении их на холостую линию была устойчивой, длина линии должна быть меньше критической.

Выражение (3-46) не учитывает распределенность параметров длинной линии ($x_c = j \sqrt{\frac{x_0}{b_0}} \text{ctg} \sqrt{x_0 b_0} l$, а не $x_c = 1/b_0 l$). Поэтому приме-

нять выражение (3-46) можно даже для грубой оценки лишь в случаях, когда $l_{\text{кр}} \leq 1000 \text{ км}$, $S \leq P_c/5$, $x_q \geq 0,6^*$. Практически это означает, что для линии напряжением 220 кв мощность включаемых генераторов должна быть порядка 25 Мвт , для линии 330 кв — не должна превышать 60 Мвт , а для линии 500—750 кв — должна быть до 250 Мвт .

При включении линии передачи на два турбогенератора критическая длина линии может быть определена по формуле, аналогичной (3-46), с заменой x_q на x_d . При этом получим

$$l_{\text{кр}} = \frac{2S}{x_d b_0 U^2}, \quad (3-47)$$

* Более точно критическую длину линии можно найти из уравнения $0,167x_q(\alpha_0 l)^3 - z_c(\alpha_0 l)^2 - x_q \alpha_0 l - 2 = 0$, где x_q — сопротивление одного генератора и трансформатора (ом), отнесенное к напряжению линии.

где x_d — сопротивление турбогенератора вместе с трансформатором, отнесенное к напряжению линии.

Общий случай, когда число включенных машин на ненагруженную линию равно n , может рассматриваться с помощью выражений (3-46) и (3-47), из которых следует, что

$$l_{\text{кр}} = \frac{nS}{x b_0 U^2}. \quad (3-48)$$

В (3-48) подставляется сопротивление гидро- или турбогенераторов вместе с трансформатором в зависимости от конкретных условий рассматриваемой схемы.

Приведенные выше соображения распространяются и на компенсированные линии электропередач, имеющие реакторы и установки продольной емкостной компенсации.

В этих случаях критическая длина линии при включении двух машин может быть определена по выражению

$$x_{\text{вх}} = 2S/(xU^2). \quad (3-49)$$

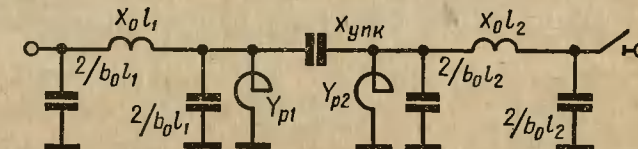


Рис. 3-22

При этом $x_{\text{вх}}$ определяется по схеме (рис. 3-22) с учетом мощности и расположения реакторов и УПК на линии, участки которой l_1 и l_2 могут быть представлены П-образной схемой замещения.

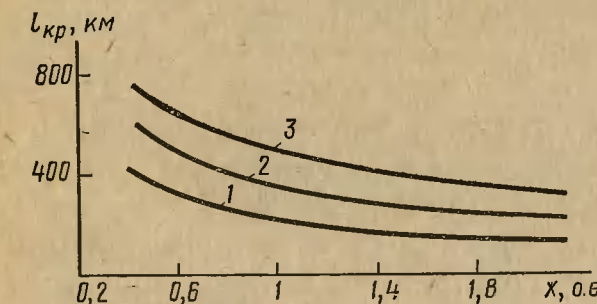


Рис. 3-23

Более полный анализ, связанный с допустимостью параллельной работы двух или нескольких машин, включаемых на ненагруженную передачу, может быть проведен методом малых колебаний. Условием устойчивости при этом в случае двух генераторов является требование положительности относительного ускорения

$$\alpha_{12} = \frac{1}{T_{J1}} \frac{dP_1}{d\delta_{12}} - \frac{1}{T_{J2}} \frac{dP_2}{d\delta_{12}}.$$

На рис. 3-23 показано изменение критической длины некомпенсированной линии передачи в функции сопротивления генератора и трансформатора x при различной мощности генератора, отнесенной к натуральной мощности линии: 1 — при $S_r/P_c = 0,1$; 2 — при $S_r/P_c = 0,2$; 3 — при $S_r/P_c = 0,3$. Для гидрогенераторов $x = x_q + x_T$, а для турбогенераторов $x = x_d + x_T$.

§ 3-5. СИНХРОНИЗАЦИЯ УДАЛЕННОЙ СТАНЦИИ, СВЯЗАННОЙ С ПРИЕМНОЙ СИСТЕМОЙ ЛИНИЕЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА *

Синхронизация генераторов станции, отделенной от приемной системы длинной линией. Эта синхронизация связана с определенными трудностями и может производиться автоматически или вручную различными способами: в виде точной синхронизации или самосинхронизации. Условия синхронизации, как уже отмечалось выше, осложняется возможностью самовозбуждения и большими

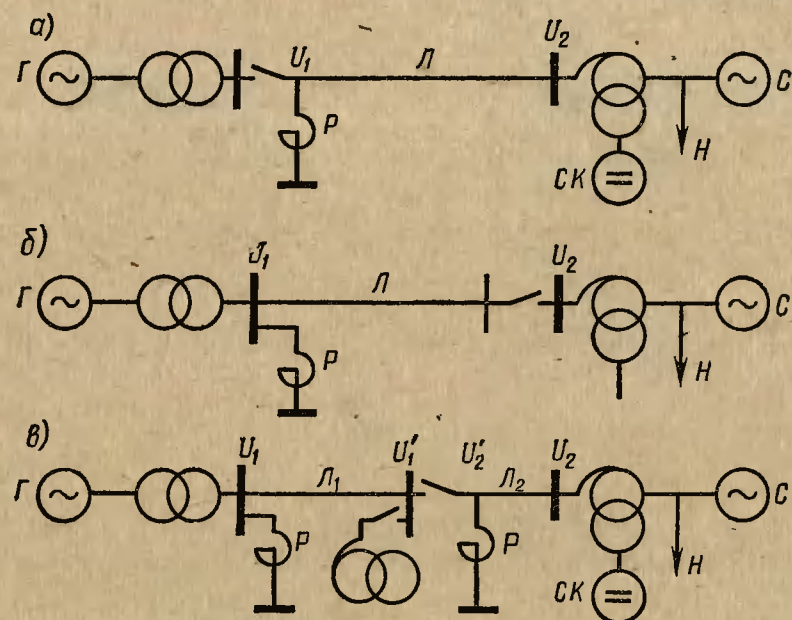


Рис. 3-24

повышениями напряжения на открытом конце ненагруженной линии. Весьма существенно влияет и большая загрузка генераторов, работающих на холостом ходу, реактивной мощностью.

Синхронизация может проводиться на шинах удаленной станции (рис. 3-24, а), на шинах приемной системы (рис. 3-24, б), на промежуточной подстанции или на переключательном пункте, если он имеется на линии (рис. 3-24, в).

Синхронизация на шинах станции. Чтобы проводить эту синхронизацию (см. рис. 3-24, а), необходимо прежде всего подключить холостую линию к системе. Если на линии не имеется достаточно мощных шунтирующих реакторов, то на открытом конце линии будет повышение напряжения; поднимается напряжение и в приемной системе, которая при этом получит от линии значительную реактивную мощность. Так, например, при подключении одной цепи линии 500 кВ длиной 900 км в систему поступит 800—900 Мвар реактивной мощности, если не предусмотреть специальных мероприятий.

* Синхронизация генераторов между собой на станциях, отключенных от линии, не вызывает каких-либо затруднений и проводится любыми известными способами, на которых здесь останавливаться не будем.

Повышение напряжения на шинах приемной системы будет зависеть от отношения зарядной мощности линии к номинальной мощности эквивалентного генератора приемной системы, реактивного сопротивления приемной системы, а также наличия на подстанции приемной системы синхронных компенсаторов и трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой.

При подключении некомпенсированной линии передачи к энергосистеме с большим реактивным сопротивлением можно ожидать превышение напряжения сверх допустимого в сети энергосистемы.

При относительно небольших реактивных сопротивлениях приемной системы могут быть ограничения по допустимому напряжению оборудования электропередачи. Синхронные компенсаторы, устанавливаемые на подстанции приемной системы и работающие в режиме недовозбуждения, а также понижающие трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой, значительно облегчают условия включения ненагруженной линии передачи к системе.

Перед включением протяженных электропередач 500 кВ на приемную систему с помощью синхронных компенсаторов и прочих средств регулирования обеспечивается снижение напряжения ниже обычного эксплуатационного на 3—5%. На понижающих трансформаторах приемной системы устанавливается минимальный коэффициент трансформации. После подключения передачи к приемной

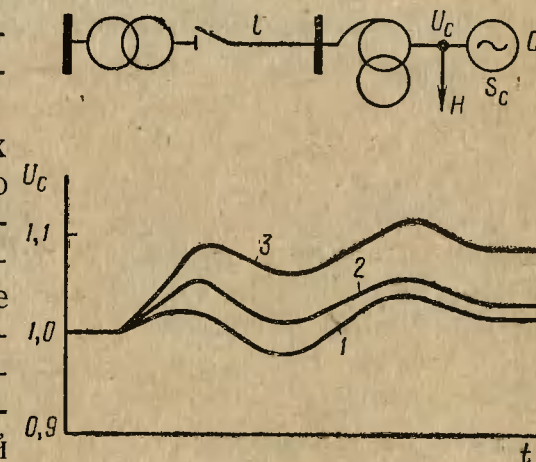


Рис. 3-25

системе немедленно осуществляется регулирование напряжения с целью обеспечения его нормального эксплуатационного уровня. Опыт работы отечественных электропередач показал, что подобные схемы включения возможны, если толчки напряжения на вторичной стороне приемной подстанции будут в нормальных условиях синхронизации не более 5—6%.

Если не предпринять необходимых мер, то синхронизация на шинах удаленной станции будет затруднена из-за повышения напряжения на открытом конце линии. Это повышение напряжения в конце линии при большой ее длине делает невозможным проведение синхронизации без достаточно мощных шунтирующих реакторов на передающем конце передачи.

Характер переходного процесса во времени $U_c = f(t)$ и установившийся режим после включения протяженной линии передачи на шины подстанции приемной системы при различном отношении зарядной мощности линии Q_c к мощности эквивалентного генератора приемной системы S_c иллюстрируется рис. 3-25, где 1 — зависимость $U_c = f(t)$ при $Q_c/S_c = 0,08$; 2 — при $Q_c/S_c = 0,1$; 3 — при $Q_c/S_c = 0,3$.

Синхронизация на шинах приемной системы (см. рис. 3-24, б). В этом случае синхронизация осложняется тем, что включение нена-

груженной линии на генератор удаленной станции вызывает повышение напряжения на открытом конце линии. Если шунтирующих реакторов на приемном конце нет, то U_2 оказывается значительно больше, чем напряжение на шинах приемной системы. Кроме того, в этом случае весьма неприятной оказывается перегрузка генератора емкостным током, которая может быть значительной. Включение на станции параллельно нескольких генераторов с тем, чтобы распределить между ними зарядную мощность линии и устранить или уменьшить перегрузку, может затрудняться неустойчивостью их параллельной работы на емкостную нагрузку и склонностью к самовозбуждению.

При появлении в эксплуатации отечественных энергосистем протяженных линий электропередач проводились эксперименты по проверке режимов их включения. В частности, рассматривалась возможность включения одной из цепей ВОГЭС им. В. И. Ленина—Москва с двумя реакторами на ней к двум невозбужденным гидрогенераторам. Расчетами было установлено, что входное сопротивление ЛЭП при нормальной частоте выше реактивного сопротивления генератор-трансформатора ($x_{дг} + x_T$) на 30%, а самовозбуждение генераторов возможно при частоте 52,5 гц. Перед включением генераторов на линию была установлена частота 49,5 гц, которая постепенно увеличивалась до 50 гц. По мере роста частоты начали резко возрастать токи генератора и напряжение. Испытание было прекращено из-за чрезмерно большой перегрузки генераторов. Таким образом, эти эксперименты показали недопустимость приближения к границам зоны самовозбуждения при остаточном возбуждении генераторов порядка нескольких процентов от номинального. Практически же в условиях эксплуатации у генераторов, имеющих АРВ, возможность снижения напряжения ограничивается при минимальной уставке АРВ величинами порядка 10—20%, что приводит к необходимости включать на линию несколько генераторов. Чтобы снизить число генераторов, включаемых на линию, необходимо вывести из работы АРВ и перевести собственные нужды генераторов на другие источники питания. При этом, принимая во внимание кратковременность одностороннего включения линии, на оборудовании 500 кВ допускается напряжение до 550 кВ, а в аварийных условиях — до 575 кВ.

Синхронизация удаленной станции с приемной системой на промежуточной подстанции или переключательном пункте (см. рис. 3-24, в). Этой синхронизации отдают предпочтение перед изложенными ранее способами синхронизации. Последнее объясняется тем, что при этом в значительной степени снимаются затруднения, вызванные особенностями режимов с односторонним включением всей линии.

Перед включением к холостым участкам линии передачи подключаются имеющиеся на линии реакторы, а напряжение на шинах высшего напряжения передающей станции и подстанции приемной системы снижается до $(0,94 — 0,96) U_{ном}$. Если к шинам, на которые включается участок холостой линии, будут включены нормально работающие линии электропередач, то нагрузка последних несколько

снижается. После подачи напряжения на промежуточной подстанции включаются ее автотрансформаторы и связи с промежуточными системами, если таковые имеются.

Самосинхронизация. Это наиболее простой способ включения генераторов удаленной станции на параллельную работу с системой. При этом порядок включения может быть следующим (рис. 3-26, а). На станции пускаются два или три генератора. Скорость их доводится до величины, несколько большей номинальной. После такой подготовки один из генераторов без тока возбуждения, но с замкнутой с помощью автомата гашения поля обмоткой возбуждения своим выключателем $B_{г1}$ или $B_{г2}$ подключается к линии передачи. Одновременно с этим или с некоторым (возможно меньшим) запаздыванием линия на приемном конце выключателем B_c присоединяется к системе.

Таким образом, невозбужденный генератор, работающий асинхронно с приемной системой, оказывается включенным через линию к ее шинам. Этот генератор потребляет значительную реактивную мощность и в этом отношении ведет себя как шунтирующий реактор, предотвращая повышение напряжения на генераторном конце линии.

Однако если, как это обычно бывает, мощность генератора по отношению к зарядной мощности линии невелика, то генератор получает перегрузку, допускать которую длительное время нельзя или во всяком случае нежелательно. Поэтому вслед за включением первого генератора на станции включаются второй и третий генераторы, напряжение U_1 понижается этим еще в большей степени. Перегрузка генераторов уменьшается. Теперь можно осуществить самосинхронизацию генераторов, работающих пока асинхронно.

При проведении самосинхронизации автоматически или вручную воздействуют на регулятор скорости турбины, который, закрывая направляющий аппарат, уменьшает вращающий момент и, следовательно, скорость вращения генераторов, приближая ее к синхронной. Когда скольжение генераторов будет сравнительно небольшим, порядка 1—2%, можно включить возбуждение и прекратить закрытие воды. Последняя операция должна проводиться автоматически с помощью специального устройства, контролирующего скольжение.

После того как первая группа генераторов войдет в синхронизм (рис. 3-26, б) и возьмет некоторую нагрузку, к ним могут быть подключены остальные генераторы станции, причем это подключение может производиться как путем синхронизации, так и путем самосинхронизации.

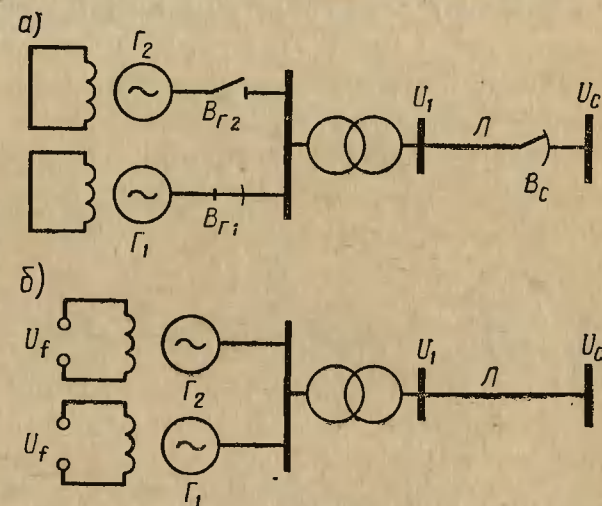


Рис. 3-26

Синхронизация генераторов через длинную линию затрудняется тем, что асинхронный момент уменьшается из-за наличия в их цепи линии, имеющей большое сопротивление. Поскольку асинхронный момент оказывается малым, то синхронизация должна проводиться при возможно меньшем избыточном моменте турбины. Момент турбины в дальнейшем должен уравнивать потери, синхронный момент, обусловленный явнополюсностью машин, и ту составляющую вращающего момента, которая появляется при подаче возбуждения.

Опыт показывает, что процесс синхронизации, описанный выше, как правило, проходит весьма спокойно даже при подключении станции, отделенной от приемной системы весьма длинной линией.

Следует отметить, что при подключении большого сопротивления между системой и станцией, толчки тока в генераторе при самосинхронизации оказываются меньше, чем при непосредственном подключении к системе.

При весьма большой мощности генераторов и сравнительно коротких линиях приходится обычно опасаться того, что потребление реактивной мощности генераторами, работающими на асинхронном ходу, приведет к снижению реактивной мощности и напряжения в системе, что в свою очередь может вызвать лавину напряжения или нарушение статической устойчивости генераторов.

При длинной линии, являющейся источником реактивной мощности, это опасение отпадает. В приемной системе, как правило, не наступает какого-либо заметного снижения напряжения.

Самосинхронизация проводится за 15—20 сек. Простота операций при этом в значительной степени исключает какие-либо ошибки со стороны персонала и делает самосинхронизацию безопасной.

Способ самосинхронизации очень просто автоматизировать. Такая синхронизация может проводиться в различного рода аварийных режимах, когда на шинах генератора имеют место глубокие снижения напряжения и колебания частоты. Самосинхронизация позволяет быстро автоматически восстанавливать нарушенные связи между удаленной электростанцией и системой. Для этого осуществляется так называемое АПВС — автоматическое повторное включение дальней линии передачи — и последующее включение генераторов станции способом самосинхронизации.

Недостатки способа самосинхронизации — толчок тока, получающийся в момент включения невозбужденной машины; потребление реактивной мощности, иногда вызывающее понижение напряжения в системе, — оказываются при длинных линиях менее неприятными, чем при коротких.

У турбогенераторов, имеющих реактивное сопротивление большее, чем у гидрогенераторов, токи и соответственно механические усилия получаются еще меньше.

Таким образом, самосинхронизация генераторов, работающих на дальние передачи, во многих отношениях целесообразна.

§ 3-6. РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ В СИСТЕМАХ, СВЯЗАННЫХ ПЕРЕДАЧЕЙ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Схема замещения синхронной машины, работающей на передачу постоянного тока. Эта схема может быть представлена сверхпереходной э. д. с. $E_r = E_q''$, включенной за реактансом

$$x_r = \frac{x_d'' + x_2}{2} \approx x_d'',$$

где x_d'' — сверхпереходный реактанс; x_2 — реактанс обратной последовательности.

Такая схема замещения обусловлена тем, что коммутация вентилей преобразовательной установки представляет собой двухфазное короткое замыкание, длящееся обычно не более 2 мсек. Никаких ограничений к параметрам машины преобразовательная установка не предъявляет. Напротив, синхронная машина предъявляет требование снижения до минимума гармонического состава тока преобразовательной установки, что осуществляется обычными способами (см. гл. 2).

Предположим, что линия передачи постоянного тока связывает или две системы одной частоты, или две системы с разными частотами, или систему переменной частоты с системой постоянной частоты. Мощность, передаваемая по линии постоянного тока, в этом случае может регулироваться по заданному закону, что позволяет поддерживать частоту в одной из систем, а также осуществлять другие режимы регулирования.

Если схема станции позволяет выделить генераторы, работающие только на передачу постоянного тока, без связи с системой переменного тока, то при этом имеется возможность применить новые схемы и режимы работы машин, повышающие их эффективность. Прежде всего имеется возможность блочной работы агрегата «генератор-трансформатор-преобразовательный мост», что позволяет генераторам работать автономно, несинхронно с другими. Принципиальная возможность такой автономной работы была практически доказана на передачах Волгоград—Донбасс и Англия — Франция. При этом отпадает надобность в коммутационной аппаратуре, что дает значительную экономию капитальных затрат, упрощает оборудование и схему станции. Генератор может иметь любое нечетное число фаз: 1, 3, 5, и т. д. в зависимости от схемы преобразовательной установки. Имеется также возможность выбрать такую (оптимальную) частоту генератора, при которой уменьшается его стоимость.

Если гидростанция работает на линию постоянного тока, то частота не обязательно должна быть постоянной. При этом вместо номинальной частоты появляется диапазон частот, в котором может работать агрегат. Это расширяет область использования универсальной характеристики агрегата, повышает его к. п. д. и выработку энергии, позволяя направлять через турбину часть холостого водосброса при паводках, уменьшает кавитацию рабочего колеса турбины и открывает возможность применения быстроходных пропеллерных турбин и уменьшения заглубления здания ГЭС.

Работа передачи постоянного тока от ГЭС. При изменении скорости вращения турбин возможна работа передачи постоянного тока в зависимости от имеющегося на станции напора и развиваемой турбиной мощности. При этом либо к. п. д. турбины должен быть максимальным, либо мощность при данном напоре должна быть максимальной*. В частном случае закон регулирования скорости турбины может быть выражен следующим образом:

$$n_T = k \sqrt{H},$$

где n_T — необходимое по условиям наивысшего к. п. д. число оборотов турбины; $k = n'_T/D_T$ — постоянная (n'_T — число оборотов турбины, соответствующее наибольшему к. п. д. на главной универсальной характеристике; D_T — диаметр турбины); H — напор.

Регулирование передачи постоянного тока, связывающей ГЭС, работающую с переменными оборотами турбин, с системой промышленной частоты, аналогично регулированию обычной передачи постоянного тока. Выпрямитель передачи постоянного тока снабжается регулятором мощности и регулятором тока, инвертор — регулятором угла погасания и регулятором минимального тока. Регулятор мощности выпрямителя воздействует через регулятор тока на систему сеточного управления вентилей и поддерживает мощность передачи, равной заданной величине. Сигнал с выхода регулятора тока подается на регулятор возбуждения генератора, который поддерживает угол α постоянным, изменяя величину э. д. с. генератора. Сигнал, пропорциональный мощности генератора, подается на вход регулятора скорости турбины, куда подается также сигнал, пропорциональный величине напора. Регулятор скорости выдает сигнал сервомоторам, регулирующим открытие направляющего аппарата турбины, и изменяет число оборотов турбины, обеспечивая ее работу с наибольшим к. п. д. при данных значениях напора и мощности. При этом увеличивается выработка электроэнергии ГЭС. Напор русловых ГЭС может изменяться в пределах до 30—40% от расчетного. Особенно важно повысить к. п. д. турбин и увеличить выработку энергии в пусковой период, когда водохранилище еще не наполнено, и в маловодные годы, когда напор ниже расчетного, а дефицит энергии особенно велик. Большое значение увеличение выработки энергии ГЭС в маловодные годы имеет для Средней Азии, где значительная часть нагрузки системы покрывается за счет ГЭС. Дополнительная выработка на Токтогульской ГЭС за счет применения переменных оборотов может составить в маловодный год 120 млн. кВт·ч или 3% от годовой выработки станции при постоянной скорости вращения турбин (по расчетам Гидропроекта).

При снижении напора против расчетного в маловодный год и в пусковой период к. п. д. турбин ГЭС может быть увеличен даже на 10—15% при снижении угловой скорости вращения турбин примерно на 20%. Увеличение выработки ГЭС в пусковой период может снизить срок ее окупаемости.

* В. В. К р и в е н к о в. Возможные принципы построения системы автоматического регулирования ГЭС и передачи постоянного тока. «Электричество», 1966, № 4.

Применение турбин с переменным числом оборотов позволяет перейти от дорогих поворотно-лопастных турбин к более дешевым пропеллерным, что позволит снизить капитальные затраты на сооружение ГЭС.

Проектные разработки ГЭС постоянного тока (когда вся мощность генераторов ГЭС выдается на линию постоянного тока) показали, что капитальные затраты на сооружение самой ГЭС снижаются, а ее эффективность повышается. На выпрямительной подстанции, совмещенной с ГЭС постоянного тока, стоимость оборудования может стать равной или даже меньшей стоимости оборудования ГЭС, вырабатывающей энергию для передачи переменного тока. Кроме того, на ГЭС увеличивается выработка электроэнергии на 1—3% за счет работы турбин с переменной скоростью вращения, а также возрастает уста-

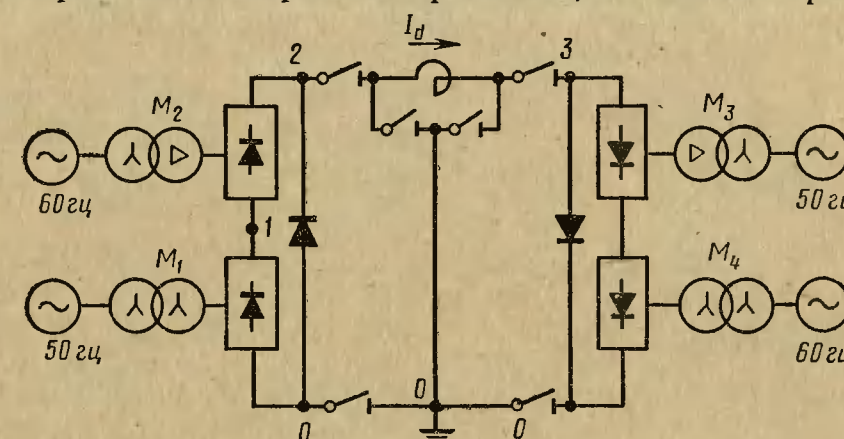


Рис. 3-27

новленная максимальная мощность на 5—10%. Экономическая граница применения постоянного тока при передаче мощности от такой ГЭС снижается до 200—300 км.

Особенно существенный эффект достигается при передаче энергии постоянным током от приливной гидроэлектростанции (ПЭС), которая работает во время прилива как ГЭС, а во время отлива как насосная станция, накапливающая воду в водохранилище. Напор ПЭС меняется в пределах до 100%. Поэтому эффект от применения переменных оборотов на ПЭС возрастает по сравнению с ГЭС: дополнительная выработка энергии за счет изменения скорости вращения турбин может составлять от 5 до 40%. При работе турбин ПЭС в насосном режиме мощность по линии постоянного тока передается от системы к ПЭС. Турбина, работающая в режиме насоса, приводится во вращение синхронным двигателем, получающим питание от инвертора. Регулирование возбуждения двигателя производится путем изменения противо-э. д. с. инвертора.

Применение передачи постоянного тока как частотно-регулирующего звена для связи систем разной частоты. Связь может быть осуществлена с помощью выпрямительно-инверторной установки. Длина линии постоянного тока может быть равной нулю, тогда выпрямитель и инвертор располагаются в одном здании. Это существенно упрощает главную схему и систему регулирования установки. Принципиаль-

ная схема выпрямительно-инверторной установки пропускной мощностью 300 Мвт для связи систем 50 и 60 гц в Японии показана на рис. 3-27. Каждый мост этой установки рассчитан на 125 кв, 1200а, 150 Мвт.

В установившемся режиме работы средние значения напряжений между точками 2—0 и 3—0 равны нулю, так как один из мостов каждой пары (M_1 и M_2 или M_3 и M_4) работает выпрямителем, другой — инвертором. При работе моста M_1 выпрямителем, моста M_2 инвертором мощность передается из системы 50 гц в систему 60 гц, напряжение на мосте M_1 между точками 0 и 1 повышается от 0 до 125 кв, напряжение на мосте M_2 между точками 1 и 2 уменьшается от 125 кв до 0. Изменение выпрямленного напряжения на мостах M_1 и M_2 в зависимости от точки отсчета (топографическая диаграмма) приведено на рис. 3-28. Линейный реактор работает со средним значением напряжения между

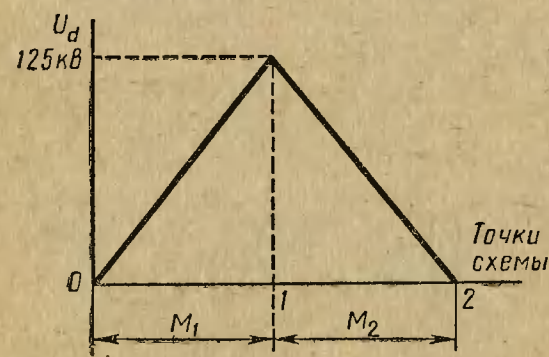


Рис. 3-28

точками 2 и 3 равным нулю, но на нем выделяются пики напряжения амплитудой до 70 кв. Каждая пара мостов шунтирована одним шунтирующим вентилем, который кратковременно выводит из работы половину установки при повреждении в одном из мостов этой пары. При необходимости длительного шунтирования, например для ремонтов, половина установки может быть шунтирована центральной перемычкой и соот-

ветствующим разъединителем. Выводить из работы можно только пару мостов одновременно: M_1 и M_2 либо M_3 и M_4 .

Поток мощности направляется к той системе, где в данный момент времени возник дефицит активной мощности и понизилась частота. Установка служит для регулирования частоты и обменной мощности между системами. Установка автоматизирована, величина и направление потока мощности выбираются в зависимости от частот в каждой из связываемых систем.

Установка, приведенная на рис. 3-27, связывающая системы разной частоты и работающая в режиме частотно-регулирующего звена, может быть полностью автоматизирована и одновременно использована как для передачи базовой мощности, так и для снятия пиков нагрузки, возникающих при колебаниях частоты в связываемых системах. Если в обеих системах имеются частотно-регулирующие станции, то звено постоянного тока служит для поддержания частоты в каждой из систем в помощь частотно-регулирующим станциям. В отдельных случаях, например, когда одна из систем по мощности много меньше другой, а мощность звена постоянного тока соизмерима с маломощной системой, установка постоянного тока может использоваться для регулирования частоты в ней.

Упрощенная блок-схема регулирования частоты и обменной мощности между системами 50 и 60 гц с помощью звена постоянного тока

приведена на рис. 3-29. Как видно из этого рисунка, в каждой из систем имеются частотно-регулирующие станции со своими регуляторами частоты РЧ. Отклонения частоты от номинала в каждой из систем Δf_{50} и Δf_{60} подаются на входы решающего блока РБ, который сравнивает эти отклонения с заданными уставками (допустимыми по ГОСТу отклонениями частоты) и выдает соответствующую команду (ΔP)

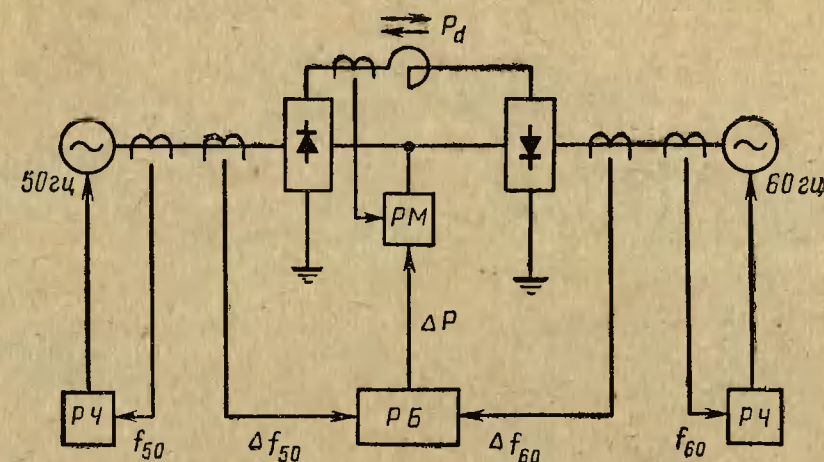


Рис. 3-29

регулятору мощности РМ на передачу мощности P_d в ту систему, где отклонение частоты больше. Решающий блок таким образом определяет величину и направление передаваемой мощности по линии постоянного тока для поддержания частоты в одной из связываемых систем.

Частотные характеристики $f_* = \varphi(P_*)$ одной из систем (1, 1' и 1'') и линии постоянного тока (2, 2' и 2'') приведены на рис. 3-30. Если относительная частота в одной из систем $f_{*0} = 1$, то по линии постоянного тока может передаваться некоторая мощность $P_{*0} = 1$ в ту или иную сторону, если это требуется по балансу мощностей в системах, либо в этом случае мощность может не передаваться. В последнем случае $P_0 = 0$.

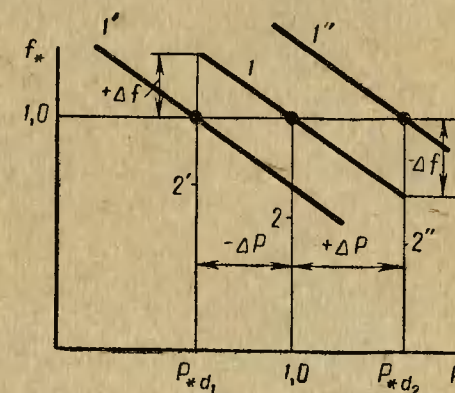


Рис. 3-30

При этом частотная характеристика системы занимает положение 1, частотная характеристика передачи постоянного тока — положение 2.

При понижении частоты в одной из систем $|\Delta f| > \Delta f_{\text{доп}}$ через решающий блок РБ (см. рис. 3-29) на регулятор мощности подается команда на передачу мощности $+\Delta P$ в ту систему, где возникло понижение частоты. По установке постоянного тока будет в этом случае передаваться мощность $P_{*d2} > 1$ и ее частотная характеристика займет положение 2''. При этом частотная характеристика системы переместится вправо и займет положение 1'', что приведет к повышению

частоты до номинала $f_{*0} = 1$. Аналогично будет осуществляться регулирование мощности при повышении частоты. При этом характеристика звена постоянного тока займет положение 2', характеристика системы — положение 1', что также приведет к стабилизации частоты.

Таким образом, линия или звено постоянного тока может служить для регулирования частоты и обменной мощности между системами с одинаковой номинальной частотой, разной частотой или переменной частотой.

§ 3-7. САМОРАСКАЧИВАНИЕ ГЕНЕРАТОРОВ В РЕЖИМЕ МАЛЫХ НАГРУЗОК

Особый вид нарушения статической устойчивости синхронных машин. При нагрузках на станциях значительно меньших, чем пропускная способность электропередач, соединяющих станцию с приемной системой, может происходить *самораскачивание*. Оно вызывается наличием в системе значительных активных сопротивлений, развивается в результате отрицательного демпферного момента, возникающего при работе машин через такую сеть, и проявляется в форме колебаний ротора. При этом колебания ротора могут существовать длительно во время синхронной работы машин, или, увеличиваясь, приводить к нарушению синхронизма. Условия возникновения самораскачивания существенно зависят от возбуждения машины и ее нагрузки.

Применение УПК на протяженных линиях электропередач, установка синхронных компенсаторов, компенсированных емкостью, настройка линий на полуволновую длину или сооружение кабельных линий передач повышает вероятность возникновения самораскачивания машин.

В ряде случаев самораскачивание и самовозбуждение могут проявляться одновременно. Например, увеличение степени емкостной компенсации параметров линии может вызвать как самовозбуждение, так и самораскачивание генераторов. В протекании этих процессов много общего и в ряде случаев их необходимо рассматривать совместно. Однако на практике проверку системы на отсутствие самовозбуждения и самораскачивания целесообразно проводить отдельно, так как при реальных постоянных инерции роторов машин начало развития самовозбуждения происходит при неизменной скорости вращения ротора. Можно привести и другие доводы, подтверждающие высказанное выше положение.

Аналитическое исследование самораскачивания проводится на основе уравнений Парка-Горева. Самораскачивание — процесс электромеханический, поэтому в систему уравнений должно быть включено уравнение движения ротора. Учет активного сопротивления в подобного рода исследованиях необходим, так как отрицательный демпферный момент появляется в схеме из-за наличия именно активного сопротивления. Выявим соотношения между параметрами схемы системы и ее режима, при которых этот особый режим может возникнуть, а также мероприятия, устраняющие самораскачивание*.

* Подробный анализ этого особого вида нарушения статической устойчивости рассматривается при изучении переходных электромеханических процессов.

Критерий самораскачивания для условий, представленных на схеме рис. 3-31, исходя из линеаризованных в точке исходного режима уравнений малых колебаний. При неучете переходных процессов в статоре эти уравнения для машины без демпферных обмоток имеют вид:

$$\left. \begin{aligned} T_J p^2 \Delta \delta + \Delta P &= 0; \\ \Delta P &= c_1 \Delta \delta + b_1 \Delta E_q; \\ \Delta P &= c_2 \Delta \delta + b_2 \Delta E_q'; \\ T_{d0} p \Delta E_q' + \Delta E_q &= 0. \end{aligned} \right\} \quad (3-50)$$

Из системы (3-50) легко получить характеристическое уравнение

$$T_J T_d p^3 + T_J p^2 + T_d c_2 p + c_1 = 0.$$

Анализ характеристического уравнения с помощью критерия Гурвица показывает, что все коэффициенты его существенно положительны, а из определителей может быть отрицательным Δ_2 :

$$\Delta_2 = \begin{vmatrix} T_J & c_1 \\ T_J T_d & T_d c_2 \end{vmatrix} = T_J T_d (c_2 - c_1) = T_J T_d \frac{(x_d - x_d') z_{q\Sigma}}{(x_{d\Sigma} x_{q\Sigma} + R^2) (x_{d\Sigma}' x_{q\Sigma} + R^2)} \times$$

$$\times [2E_Q \sin \alpha_{110} + U \sin (\delta - \alpha_{110})] U \sin (\delta - \alpha_{110}).$$

Из условия $\Delta_2 \leq 0$ вытекает следующий критерий нарушения устойчивости вследствие самораскачивания генераторов:

$$-\arcsin \frac{2E_Q \sin \alpha_{110}}{U} + \alpha_{110} \leq \delta \leq \arctg \frac{R}{x_{q\Sigma}}, \quad (3-51)$$

где U — напряжение на шинах приемной системы; $\alpha_{110} = \arctg (R/x_{q\Sigma})$ R — активное сопротивление в схеме (см. рис. 3-31); $x_{q\Sigma}$ — суммарное реактивное сопротивление системы при представлении явнополюсной машины сопротивлением x_q , э. д. с. E_Q .

Если пренебречь активным сопротивлением в схеме (см. рис. 3-31), то при любых нагрузках генератора предпоследний определитель Гурвица Δ_2 положителен, т.е. система устойчива при $\delta < 90^\circ$.

Обратимся к критерию самораскачивания. Из (3-51) видно, что самораскачивание генератора возможно в определенных границах изменения угла δ и может быть как при положительном, так и отрицательном угле. Верхняя граница самораскачивания, соответствующая генераторному режиму машины, зависит от соотношения активного и реактивного сопротивлений схемы; положение нижней границы является функцией отношения режимных параметров E_Q/U и параметра схемы системы угла α_{110} . Увеличение доли активного сопротивления, равно как и э. д. с. E_Q , приводит к увеличению угла δ , при ко-

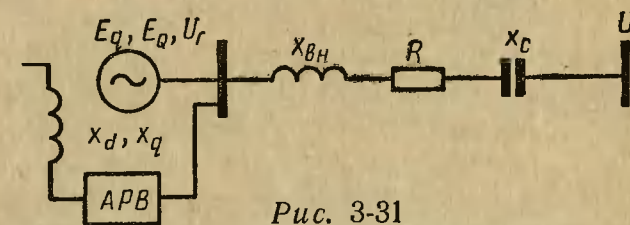


Рис. 3-31

тором возможно самораскачивание. Влияние снижения напряжения на шинах приемной системы аналогично увеличению э. д. с. E_Q .

Анализ с помощью уравнений Парка-Горева. Этот более полный анализ показывает, что и на верхнюю границу зоны самораскачивания влияет изменение возбуждения, поэтому в выражение (3-51) необходимо ввести соответствующую поправку. С учетом этой поправки верхнюю границу области самораскачивания можно найти, используя неравенство

$$\delta \leq \arctg \frac{R}{x_{q\Sigma}} \left[1 + K \left(\frac{E_Q}{U} \right)^2 \right], \quad (3-52)$$

где K — поправочный коэффициент:

$$K = (1,45 \div 0,605) \frac{T_{d0}}{T_J} \cdot \frac{z_{q\Sigma}}{x_d - x'_d}. \quad (3-53)$$

В последнем равенстве T_{d0} — постоянная времени обмотки возбуждения, сек; T_J — постоянная инерции машины, сек; $z_{q\Sigma} = \sqrt{R^2 + x_{q\Sigma}^2}$ — полное сопротивление; $1,45 \div 0,605$ — численный коэффициент, большее его значение принимается при $R/x_{q\Sigma} = 0,05$; меньшее при $R/x_{q\Sigma} = 0,3$.

Исследования показывают, что подбором параметров поперечной демпферной обмотки можно исключить вероятность появления самораскачивания, так как эта обмотка создает положительный демпферный момент при работе машины с малыми углами. Приближенное значение постоянной времени

$$T_Q \geq \frac{T_J}{T_{d0}} \frac{\left(\frac{E_Q}{U} \right)^2 R^2 (x_d - x'_d) (x'_{d\Sigma} x_{q\Sigma} + R^2)}{x'_{d\Sigma} (x_q - x'_q)} + \frac{R (x'^2_{d\Sigma} - R^2)}{x'_{d\Sigma} (x_q - x'_q)}.$$

Если на линии передачи имеется УПК, то область самораскачивания расширяется.

При этом поправочный коэффициент, входящий в (3-52), следует уточнить. Требования, предъявляемые к параметрам поперечного демпферного контура, в этом случае также изменятся.

В некоторых случаях может оказаться, что поперечной демпферной обмоткой не удастся устранить самораскачивание. Тогда следует рассмотреть возможность подавления этого вида неустойчивости АРВ. При этом задача исследования сводится к нахождению оптимальной настройки АРВ, которая обеспечивает устойчивость системы во всех возможных режимах, включая и работу при малых углах.

Соответствующим анализом было выявлено, что самораскачивание машин даже без демпферных обмоток обычно хорошо устраняется с помощью автоматических регуляторов возбуждения.

Анализ поведения электрических систем, имеющих протяженные электропередачи. В этом случае необходимо учитывать емкостную проводимость линии. Кроме того, на линии передачи могут быть промежуточные подстанции с отбором мощности. Все это приводит к изменению условий возникновения самораскачивания. Чтобы найти об-

ласть самораскачивания в системе (рис. 3-32, а), в схеме замещения системы (рис. 3-32, б) следует представить нагрузки постоянными сопротивлениями, гидрогенераторы — синхронным сопротивлением x_q , а турбогенераторы — сопротивлением x_d . Определяя затем собственные и взаимные проводимости y_{11} , y_{12} , а также $\alpha_{11} = \arctg (R_{11}/x_{11})$ и $\alpha_{12} = \arctg (R_{12}/x_{12})$, можно выявить область самораскачивания. Ее

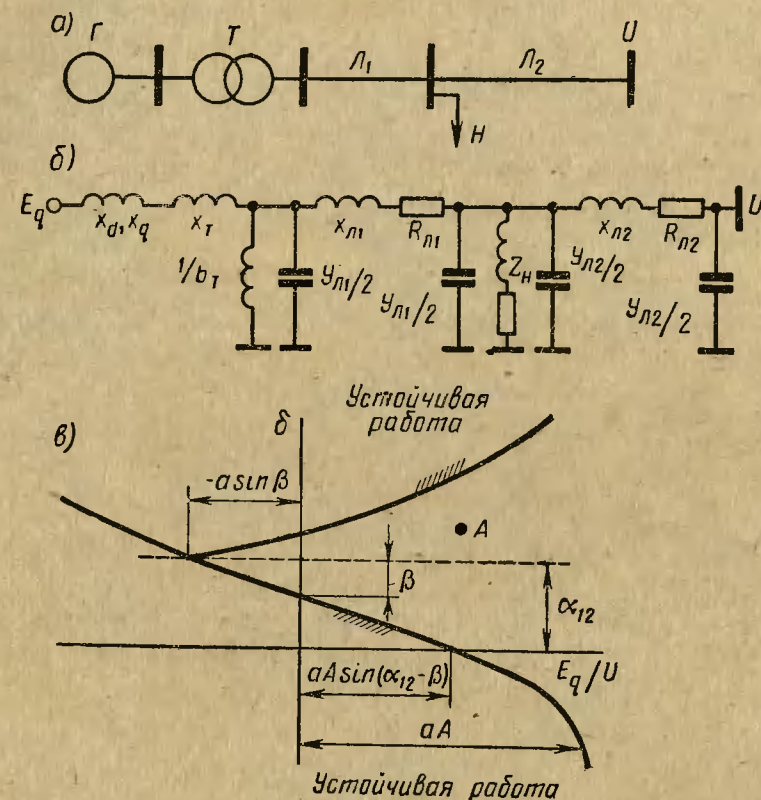


Рис. 3-32

наиболее целесообразно строить в координатах E_q/U и δ , находя нижнюю границу (двигательный режим машин) области из соотношения

$$E_q/U = -aA \sin(\delta - \alpha_{12} + \beta). \quad (3-54)$$

Верхней границе области самораскачивания (генераторный режим машины) соответствует равенство

$$\frac{E_q}{U} = a \sqrt{\frac{1}{K} \left(\frac{\delta}{\alpha_{12}} - 1 \right)} - ab \cos(\delta - \alpha_{12}). \quad (3-55)$$

В равенствах (3-54) и (3-55) приняты обозначения:

$$a = 1 + (x_d - x_q) y_{11} \cos \alpha_{11};$$

$$A = \sqrt{b^2 + c^2},$$

$$\text{где } c = \frac{y_{12}}{2y_{11} \sin \alpha_{11}};$$

$$b = \frac{y_{12} (x_d - x_q)}{1 + (x_d - x_q) y_{11} \cos \alpha_{11}};$$

$$\beta = \arctg \frac{b}{c}.$$

Поправочный коэффициент K , входящий в (3-55), может быть найден из (3-53) с заменой $z_{q\Sigma}$ на $1/y_{12}$. При определении области самораскачивания задаются рядом возможных значений E_q/U и по приведенным выше равенствам находят соответствующие величины угла δ . Область самораскачивания лежит между найденными границами (рис. 3-32, в). Если точка, определяемая параметрами системы и ее рассматриваемого режима, располагается внутри области (точка А), то этот вид неустойчивости возможен, а следовательно, надо предусмотреть меры, устраняющие его.

§ 3-8. РЕЖИМ АСИНХРОННОГО ХОДА И РЕСИНХРОНИЗАЦИИ

Асинхронный режим. Генератор, выпавший из синхронизма, находится в особом режиме, который не является аварийным, но и не может допускаться неограниченно длительное время. Асинхронный режим генератора может наступить из-за неисправности в системе возбуждения генератора (потеря возбуждения, вызванная самопроизвольным отключением АГП или обрывом в цепи возбуждения), аварийных ситуаций в системе, связанных с отключением участков линии после коротких замыканий или в результате других повреждений, а также при внезапных отключениях нагрузки. Иными словами, асинхронный режим может наступить при всех нарушениях нормальной работы, приводящих к резкому снижению выдаваемой активной мощности.

Очевидно, что в любом из рассматриваемых случаев у генератора, выпавшего из синхронизма, скорость ротора увеличивается выше синхронной; генератор начинает работать как асинхронный, выдавая в сеть некоторую активную мощность, зависящую от величины скольжения и параметров, имеющих на роторе генератора короткозамкнутых обмоток и эквивалентных им цепей. Эта зависящая от скольжения мощность и соответствующий ей момент называются *асинхронными*.

Вращающий момент турбины M_T обычно оказывается больше асинхронного момента M_{ac} и увеличение скорости ротора, происходящее под воздействием избыточного момента $\Delta M = M_T - M_{ac}$, в конце концов приводит в действие регуляторы скорости турбины, в результате чего уменьшается впуск энергоносителя. Происходящее благодаря этому уменьшение момента турбины приводит к установившемуся асинхронному ходу со скольжением s_{∞} при $M_{ac} = M_T$ и $\Delta M = 0$. Режим асинхронного хода может быть неустойчивым, тогда происходит самосинхронизация машины, выпавшей из синхронизма.

В случае устойчивого асинхронного хода ресинхронизация может быть проведена за счет уменьшения мощности первичных двигателей. Это осуществляется дополнительным воздействием на регулятор скорости (уменьшением M_T) или отключением части генераторов (увеличением нагрузки оставшихся в работе генераторов.)

Ресинхронизация выпавших из синхронизма генераторов может быть проведена весьма быстро, без отключения генераторов от сети и не приводит к перерыву в электроснабжении потребителей.

Во время асинхронного хода гидрогенераторы отдают до 50—60% номинальной мощности, а турбогенераторы до 70—80%. При работе генераторов через протяженную линию эти мощности уменьшаются, тем не менее для системы сохраняется часть генерирующей мощности, что является весьма положительным обстоятельством.

Ресинхронизация. Затруднения, возникающие при ресинхронизации, заключаются в неблагоприятном влиянии асинхронного режима, с одной стороны, на выпавшие из синхронизма генераторы; с другой стороны, — на работающие синхронно генераторы и потребители системы. В обмотках ротора и эквивалентных им цепях генератора, выпавшего из синхронизма и вращающегося со скоростью, отличной от синхронной, наводятся токи, имеющие частоту скольжения. Эти токи, значительные по величине, могут заметно нагревать ротор.

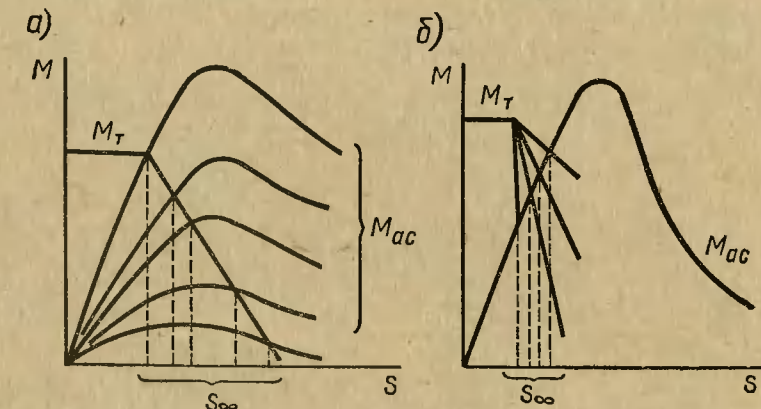


Рис. 3-33

Чем больше скольжение, при котором наступает установившийся асинхронный ход, тем больше наведенный ток в обмотках ротора.

Величина скольжения s_{∞} в установившемся режиме асинхронного хода зависит как от параметров генератора (M_{ac}) и внешней сети (рис. 3-33, а), так и от характеристик системы регулирования скорости [$M_T = f(s)$] первичного двигателя (рис. 3-33, б).

Время допустимости работы turbo- и гидрогенераторов в режиме асинхронного хода регламентируется соответствующими нормами. Однако следует иметь в виду, что при работе генераторов через длинную линию нагрев ротора может быть несколько меньше, а это соответственно ведет к некоторому увеличению допустимой продолжительности асинхронного режима.

При асинхронном ходе в токе ротора и статора появляются характерные биения, обусловленные несоответствием частот э. д. с. генератора, выпавшего из синхронизма, и э. д. с. генераторов системы, работающих синхронно. Величина биений зависит от скольжения s_{∞} , которое меньше в случае замкнутой обмотки возбуждения. Наличие биений в токе статора приводит к колебаниям напряжения как на шинах генератора, работающего асинхронно, так и в сети системы, с которой связан этот генератор. Естественно, что это неблагоприятно сказывается на работе всей системы. Этот эффект устраняется

в значительной мере при наличии АРВ пропорционального или сильного действия на всех (или на части) генераторах системы. Выпавший из синхронизма генератор потребляет от системы реактивную мощность, величина которой может быть значительной. Последнее является причиной снижения напряжения в сети приемной системы. Снижение напряжения, а следовательно, и качества энергии, выдаваемой потребителям, может и не иметь особого значения, если асинхронный режим кратковременный. Однако появляющаяся при этом опасность нарушения статической устойчивости генераторов, работающих синхронно, и особенно нагрузки должна быть проверена как при проектировании энергосистем, так и в процессе их эксплуатации.

Ресинхронизация выпавших из синхронизма машин или станций без опасности для системы может быть всегда обеспечена, если про-

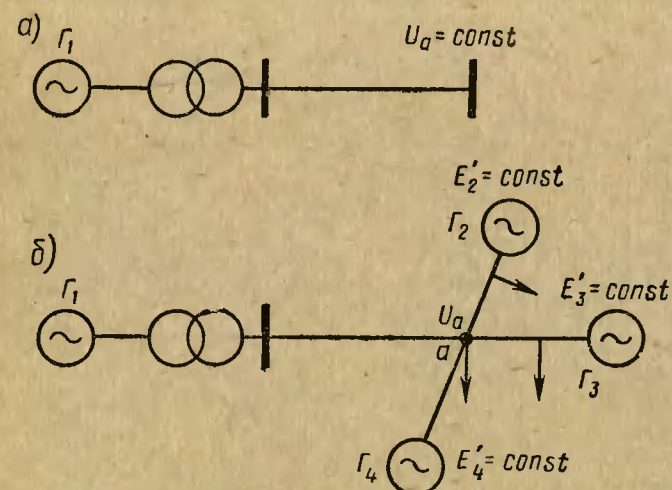


Рис. 3-34

вести соответствующие мероприятия. Выявление этих мероприятий для каждого конкретного случая составляет задачу расчета результирующей устойчивости.

Общий порядок расчета. Рассмотрим случай, когда одна из станций G_1 системы, отдающая свою мощность через линию передачи в центр потребления, выпадает из синхронизма и затем ресинхронизируется (рис. 3-34). Расчет рекомендуется вести последовательными приближениями.

Сначала, принимая неизменным напряжение U_a в точке a («закрепляя» его), устанавливаем возможность установившегося асинхронного хода в этой упрощенной системе (см. рис. 3-34, а). Если установившийся асинхронный ход не наступает, то расчет сводится к нахождению времени ресинхронизации и наибольшего скольжения во время ее протекания. В случае установившегося асинхронного хода находим величину установившегося скольжения s_{∞} . Далее снимаем условие закрепления U_a . Зная скольжение выпавшей из синхронизма станции ($s_{\max}$ или s_{∞}), находим токи этой станции и токи всех остальных станций, работающих синхронно (см. рис. 3-34, б). При этом все станции замещаются переходными сопротивлениями и приложенными за ними э. д. с. Пользуясь методом наложения и замещая нагрузку $Z = \text{const}$, находим собственные и взаимные проводимости и определяем токи во всех элементах системы. Это позволяет установить наличие перегрузки током и время, в течение которого такая перегрузка элементов систем допустима. Нетрудно также найти напряжение U_a^I в точке a . Если U_a^I будет отличаться от ранее принятого U_a более чем на 8%, то расчет следует повторить, найдя второе приближение U_a^{II} и в случае необходимости — третье (U_a^{III}).

В дальнейшем расчет повторяется при ручном и автоматическом отключении части машин или уменьшении мощности турбин, выпавших из синхронизма станций. Расчет, проводимый последовательными интервалами, позволит установить продолжительность асинхронного хода, допустимость его по условиям нагрева машин, работающих асинхронно, перегрузки синхронно работающих элементов. Можно также проверить устойчивость нагрузки в условиях сниженного напряжения, величина которого легко определяется.

В случае выявленной нежелательности отключения части машин или уменьшения их мощности в результате расчета устанавливаются мероприятия, быстро устраняющие асинхронный ход или даже не допускающие его появления: электрическое или механическое торможение, комплексное регулирование, т. е. одновременное (изменяемое в зависимости от режима) воздействие на регулирование возбуждения и механический момент турбины. Если установившийся асинхронный ход не наступает, то проверка режима синхронно работающей части системы (перегрузка, снижение напряжения, устойчивость нагрузки) производится при наибольшем скольжении.

Для более полной характеристики должна производиться проверка возможности электромеханического резонанса, заключающегося в том, что при ликвидации асинхронного хода одной из станций системы другая (до того работавшая синхронно) станция выпадает из синхронизма.

Не касаясь техники расчета асинхронного режима и ресинхронизации, излагаемой в курсе «Переходные процессы», отметим, что более точные расчеты требуют применения уравнений Парка-Горева.

§ 3-9. НЕСИММЕТРИЧНЫЕ РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ПЕРЕМЕННОГО И ПОСТОЯННОГО ТОКА

Несимметричные, или неполнофазные режимы.

В последние десятилетия в эксплуатацию энергетических систем* стали широко внедряться несимметричные режимы. Эти режимы не могут заменить симметричные, но они имеют большое значение как средство повышения надежности работы электрических систем.

Осуществление несимметричных режимов электрических систем, как особых эксплуатационных режимов, явилось в свое время большим достижением советских энергетиков. Ряд смелых решений (работа на двух фазах, пофазное отключение, пофазное АПВ и др.) позволил снизить аварийность и в тяжелых условиях при ограниченном числе линий облегчить электроснабжение потребителей.

Несимметричные режимы могут быть длительными и кратковременными. Кратковременные несимметричные режимы присущи аварийным процессам (короткие замыкания, обрывы с замыканием на землю, отключение фазы при однофазном автоматическом повторном

* Вообще говоря, следует различать неполнофазные и несимметричные режимы в том отношении, что под неполнофазным режимом можно понимать работу с отключенным фазным проводом линии передачи, трансформатора или другого оборудования, а под несимметричным можно понимать режим при любом нарушении симметрии, например, при коротком замыкании или неодинаковом соединении фаз.

включении). Длительные несимметричные режимы — это режимы, при которых довольно длительное время осуществляется передача электрической энергии потребителям.

Процесс перехода от симметричного к длительному несимметричному режиму не должен приводить к аварии, и после него в системе должен наступать установившийся режим при сохранении приемлемого качества электроэнергии.

К установившимся несимметричным режимам относятся полнофазные несимметричные режимы в условиях постоянной несимметрии напряжений и токов, а также неполнофазные длительные режимы.

В полнофазном режиме несимметрия токов и напряжений может быть обусловлена как несимметричными параметрами элементов электропередачи, так и несимметричными нагрузками фаз. Неполнофазные длительные режимы реализуются при ремонтах линий передач или другого оборудования, а также в послеаварийных режимах, когда в результате аварии отключается поврежденная фаза. Несимметричные неполнофазные режимы появляются при использовании однофазного резерва, например в случаях, когда имеется однофазный резервный трансформатор или резервный провод линии.

Осуществление несимметричных режимов имеет большое значение, так как оно повышает надежность снабжения потребителей, улучшает условия устойчивости, что имеет место, например, при аварии, когда на двухцепной электропередаче отключается не вся цепь, а только одна из ее фаз. Так, отключение одной фазы на одном из участков двухцепной ЛЭП Волжская ГЭС им. В. И. Ленина — Москва вместо отключения всех трех фаз этого участка увеличивает пропускную способность передачи примерно на 20%.

Работа на двух-пяти фазах или одной фазе (при заземленной нейтрали) так же, как и применение автоматического повторного включения, не только повышает надежность электроснабжения, но и снижает капитальные затраты на сооружение электропередач, поскольку при проектировании с учетом возможности осуществления несимметричных режимов можно допускать заметное уменьшение резерва в различных элементах оборудования.

Ограничения возможности осуществления длительных несимметричных режимов обусловлено следующими факторами.

1. Ухудшением качества энергии при несимметрии. Качество энергии обычно характеризуется напряжением, при котором энергия передается потребителю, частотой системы, а также синусоидальностью кривой напряжения, т. е. отсутствием в ней гармоник.

При несимметричных режимах появляется еще третий показатель — степень несимметрии. В условиях несимметрии ухудшается качество электроэнергии. Осветительная нагрузка оказывается в ненормальных условиях работы, так как часть ламп работает на пониженном напряжении, другая же часть ламп, наоборот, может оказаться работающей на повышенном напряжении.

Вращающий момент асинхронных двигателей при 5%-ной асимметрии падает на 10 — 15%, уменьшаясь в дальнейшем еще более резко с ростом несимметрии.

2. Ухудшением условий работы оборудования. При появлении несимметрии могут перегреваться провода линий электропередач, обмотки отдельных фаз трансформаторов, генераторов и двигателей за счет возрастающего при этом в отдельных фазах тока; возможен перегрев ротора генератора вследствие появления токов и соответственно полей обратной последовательности, а также местных нагревов в отдельных точках генератора.

Появление вибрации генераторов в ряде случаев может вызывать ограничение допустимой степени несимметрии. Это обстоятельство особенно существенно для гидрогенераторов.

3. Опасностью ненормальной работы релейной защиты, которая должна быть специально проверена на возможность осуществления несимметричных режимов.

4. Влиянием на линии связи. Появление электростатического влияния и несбалансированных магнитных потоков при несимметричной работе линии может быть причиной расстройства работы линий связи, параллельных трассе высоковольтной линии, или причиной нарушения блокировки на железных дорогах, что может привести к серьезным авариям на транспорте.

5. Повышением опасности электрических установок для человека (повышается шаговое напряжение и напряжение прикосновения). Следовательно, системы, рассчитанные на осуществление несимметричного режима, должны иметь хорошие заземляющие устройства.

6. Ухудшением устойчивости по сравнению с симметричными полнофазными режимами.

7. Ухудшением экономичности работы системы.

Экономические показатели работы системы рассчитываются, как правило, по симметричному режиму. При появлении несимметрии нарушается заданное экономическое распределение нагрузок, что и снижает экономичность работы системы. Но, кроме того, к снижению экономичности работы системы при несимметрии приводит рост потерь, связанный с увеличением тока в одних фазах электропередачи и уменьшением его в других фазах. В условиях несимметричного режима вращающий момент двигателей падает из-за снижения величины напряжения прямой последовательности и появления напряжения обратной последовательности на зажимах двигателей. При этом растет их скольжение, потребление реактивной мощности, а следовательно, и токи в линии, что приводит к увеличению потерь.

Особенности несимметричных режимов и условия их осуществления. При рассмотрении несимметричных режимов следует иметь в виду, что длинная линия электропередачи, по которой передаются значительные мощности, должна иметь более высокую эксплуатационную надежность, чем обычная линия. Поэтому уже на стадии проектирования длинной линии предусматривается целый ряд мероприятий, обеспечивающих ее надежную эксплуатацию. Вдоль трасс длинных линий электропередач сооружаются переключательные пункты или промежуточные подстанции. Это дает возможность в послеаварийных режимах (при отключениях одной цепи на каком-либо участке линии) устойчиво передавать довольно большую мощность. При длинах ли-

нии порядка 1000 км вероятность отключения отдельных ее участков увеличивается. Применяя раздельное управление фазами, можно существенно повысить надежность работы длинной линии, допуская в ее эксплуатации неполнофазные режимы.

На линиях 220 кВ, выполненных на металлических опорах, наиболее частой причиной повреждения являются однофазные короткие замыкания через дугу или сопротивление опоры на землю. Для линий 500 кВ этот вид повреждения также является практически наиболее вероятным.

Если после однофазного короткого замыкания на поврежденном участке линии в работе останутся пять фаз из шести (пятифазный режим), а не три, как это имело бы место при отключении всей цепи, то пропускная способность линии будет значительно выше.

При переходе от полнофазного режима работы линии к пятифазному эквивалентное сопротивление электрической цепи для токов прямой последовательности увеличивается в меньшей мере, чем при отключении всей цепи на том же участке.

Применение пофазного управления приводит к тому, что линия в отдельных случаях будет работать в неполнофазных режимах. Наиболее часто осуществляется работа с отключенной фазой на каком-либо участке линии. В качестве других примеров можно привести отключение на каждом из двух участков по одной фазе (одноименной или разноименной) или отключение на одном участке двух фаз.

С точки зрения устойчивости одновременное отключение отдельных фаз на различных участках двухцепной линии допустимо не только тогда, когда эти фазы одноименные, но и тогда, когда они разноименные. При одновременном отключении двух разноименных фаз на одном участке линии или на разных участках режим работы линии по условиям устойчивости приближается к ее режиму при полностью отключенной цепи на одном из участков линии. Таким образом, при раздельном управлении фазами два одновременных отключения в большинстве случаев оказываются легче, чем одно отключение при трехфазном управлении. Одновременное отключение двух одноименных фаз на одном участке двухцепной линии приводит по существу к двухфазному режиму работы электропередачи и требует по условиям устойчивости снижения передаваемой мощности. Добиться некоторого повышения надежности работы протяженных электропередач можно также, обеспечив раздельное управление фазами батарей конденсаторов установок продольной емкостной компенсации и фазами реакторов поперечной компенсации. Однако и это приводит к неполнофазным или несимметричным режимам работы линии электропередачи.

Возможность пофазного управления оборудованием электропередачи и допустимость неполнофазных режимов приводит к снижению внутренних перенапряжений, связанных с внезапными отключениями линии с одной стороны, так как при этом маловероятным становится одновременное отключение всех трех фаз цепи.

Неполнофазные режимы работы линии электропередач обладают серьезными недостатками, и применение таких режимов всегда должно быть обосновано.

Отключение отдельных фаз линии или компенсирующих устройств приводит к возникновению несимметрии токов и напряжений. Приходится считаться с появлением токов и напряжений обратной последовательности во всей электрической системе, а также токов и напряжений нулевой последовательности в линиях электропередачи с глухим заземлением нейтрали.

Несимметрия токов затрудняет осуществление надежной релейной защиты линии с применением существующих схем. Наибольшую сложность для релейной защиты представляют повторные неполнофазные отключения.

Наличие токов нулевой последовательности в линии усиливает мешающие влияния на низкочастотные каналы связи.

Допустимая величина токов нулевой последовательности на отдельных участках линии определяется влиянием линий электропередач на линии связи. В связи с этим влиянием, которое не должно превышать установленных норм, может потребоваться переустройство телефонных линий.

При раздельном управлении фазами должна быть проверена возможность работы линии в неполнофазных режимах по условиям допустимого для изоляции аппаратов повышения напряжения на отдельных фазах, а также по условиям допустимой для потребителей электроэнергии несимметрии напряжений на шинах приемных подстанций.

При раздельном управлении фазами существенна величина тока замыкания на землю, протекающего через дугу после отключения поврежденной фазы линии. Возможно, что дуга в некоторых случаях может не погаснуть при отключении поврежденной фазы, питаясь емкостным током. После погасания дуги отключенный провод будет иметь некоторое напряжение относительно земли, определение которого требуется, например, для решения вопроса о способах проведения пофазных ремонтов линий.

Необходимо иметь в виду, что при отключении фаз линий передачи или трансформаторов иногда могут появляться динамические перенапряжения* как во время нормальной работы, так и при коротких замыканиях.

Симметрирование. Более благоприятные условия для работы несимметричной электропередачи удастся получить уменьшением несимметрии токов и напряжений за счет снижения несимметрии в полнофазной части системы. Снижение внешней несимметрии целесообразно даже в тех случаях, когда она находится в пределах, допускаемых нормами, так как благодаря этому снижению облегчаются условия работы генераторов, особенно в отношении вибрации, уменьшаются мешающие влияния на линии связи и облегчается работа релейной защиты.

Для симметрирования неполнофазных режимов длинной линии, оборудованной устройствами продольной компенсации, можно при от-

* Расчет динамических перенапряжений рассматривается в курсе «Техника высоких напряжений».

ключении фазы на одном из участков линии автоматически или вручную отключить одноименную фазу установки продольной компенсации на параллельной цепи. Благодаря этому величина суммарного индуктивного сопротивления поврежденной фазы в неполнофазном режиме будет мало отличаться от величины этого сопротивления в нормальном режиме линии электропередачи.

Параметры отдельных цепей установки продольной компенсации должны быть выбраны так, чтобы в наибольшей мере симметризовать параметры отключаемого участка линии. Это мероприятие не связано с существенными дополнительными затратами, однако оно усложняет эксплуатацию и не может не повлиять отрицательно на надежность работы. Поэтому применять указанные средства нужно только в тех случаях, когда это действительно оправдано.

В линиях электропередачи, разделенных переключательными пунктами на неравные части, изменение емкостного сопротивления в схеме продольной компенсации может изменять условия симметрирования в зависимости от положения неполнофазного участка.

Гидрогенераторы позволяют проводить длительную эксплуатацию длинной двухцепной линии в неполнофазных режимах при симметрировании этих режимов с помощью увеличения емкостного сопротивления соответствующей фазы (установка продольной компенсации).

Симметрирование с помощью продольной компенсации имеет недостаток — увеличение несимметрии токов и напряжений в пределах самого несимметричного участка электропередачи и некоторую перегрузку конденсаторов, которая должна специально проверяться.

Применяя различные средства симметрирования, можно снизить степень несимметрии, но не устранить ее. Остаточная несимметрия может быть обусловлена другими причинами. Между тем длительное существование несимметрии в электрической системе в условиях нормальной работы является нежелательным. Поэтому на длинных линиях электропередач возможно применение специальных симметрирующих устройств, устанавливаемых на концах электропередачи. К ним могут быть отнесены пофазно регулируемые реактивные сопротивления, включенные в цепь генераторного напряжения, и поперечно включенные реакторы. С помощью их не удастся полностью устранить несимметрию ни в одной из цепей электрической системы, но можно достигнуть значительного снижения ее коэффициента во всей системе, за исключением полнофазной цепи, включенной параллельно с неполнофазной.

Симметрирование может быть применено при двухфазном режиме работы линии электропередачи для увеличения передаваемой при этом мощности.

К выбору средств симметрирования режимов работы длинной линии электропередачи нужно подходить очень осторожно. Эти средства должны быть оправданы соответствующими технико-экономическими расчетами. Кроме того, надо учесть усложнения в эксплуатации, наличие определенного снижения надежности при введении «лишнего» элемента, не нужного для нормальных режимов.

Применение неполнофазных режимов работы позволяет без существенных дополнительных затрат улучшить эксплуатационные показатели систем. Несимметрия токов и напряжений в большинстве случаев оказывается допустимой. Однако иногда может потребоваться снижение передаваемой по линии мощности или применение дополнительных устройств. Осуществление неполнофазных режимов вызывает и ряд трудностей, с которыми нельзя не считаться.

Для симметрирования неполнофазных режимов может быть использовано раздельное управление фазами устройств продольной и поперечной компенсации линии электропередачи.

Осуществление несимметричных режимов обязательно требует проверки работы системы по перечисленным выше показателям.

Влияние несимметричных режимов работы приемной сети на устойчивость инвертора передачи постоянного тока. Это влияние может быть весьма существенно, так как при несимметричных коротких замыканиях в приемной сети устойчивость инвертора может быть нарушена.

Рассмотрим устойчивость инвертора при изменении напряжения в сети, приняв при этом обычные допущения:

1) выпрямленный ток I_d идеально сглажен; 2) активные сопротивления в цепи коммутации не учитываются; 3) выпрямитель снабжен идеальным астатическим регулятором тока, способным поддерживать $I_d = \text{const}$ независимо от режима работы инвертора; 4) амплитуда и фаза управляющих импульсов не зависят от величины и фазы напряжения приемной сети; 5) влияние падения напряжения в вентильях не учитывается.

Введем обозначения:

x_γ — реактивность контура коммутации инвертора; U и U_ϕ — линейное и фазное напряжения вентильной обмотки трансформатора инвертора при холостом ходе; U' и U'_ϕ — остаточное линейное и фазное напряжения вентильной обмотки трансформатора инвертора при коротком замыкании в приемной сети за реактивностью $x_{к.з.}$; $\epsilon = (U - U')/U$ — относительная величина снижения напряжения трансформатора инвертора при коротком замыкании в приемной сети; $U_{1\phi}$ и $U_{2\phi}$ — фазные напряжения прямой и обратной последовательностей схемной обмотки трансформатора инвертора; $q = U_{2\phi}/U_{1\phi}$ — коэффициент несимметрии; F_γ — площадка коммутации (на рис. 3-35 двойная штриховка); F_{δ_0} — площадка надежности (горизонтальная штриховка); F_β — площадка регулирования (вертикальная штриховка); ψ — угол сдвига линейного напряжения трансформатора инвертора при коротком замыкании в приемной сети; β — угол опережения зажигания; γ — угол коммутации; δ — угол погасания; δ_0 — угол надежности (минимальный допустимый угол погасания)*.

Устойчивость инвертора называется способность его работать с углом погасания не ниже минимального допустимого угла δ_0 . При снижении угла погасания ниже δ_0 устойчивость инвертора нарушается,

* В гл. 2 обозначался через $\delta_{\text{мин}}$.

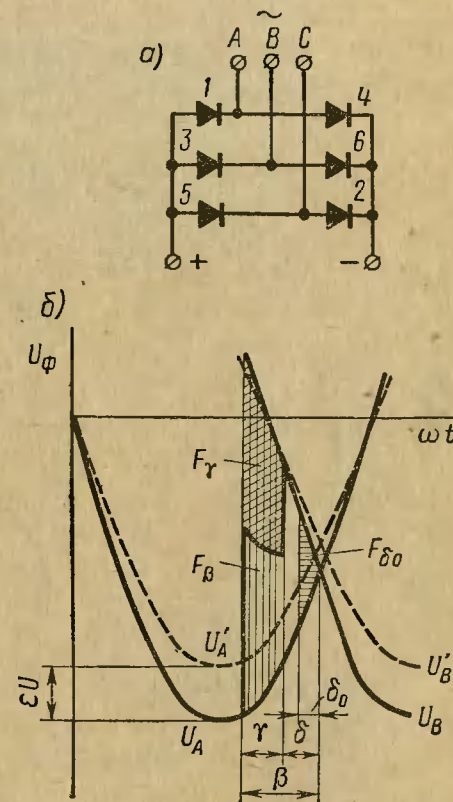


Рис. 3-35

и он опрокидывается. Рассмотрим инвертор, собранный по трехфазной мостовой схеме (см. рис. 3-35, а), работающий в режиме 2—3. Условием устойчивости работы инвертора является работа его с некоторым углом погасания $\delta \geq \delta_0$, причем разность $\delta - \delta_0 = \delta_3$ называется *углом запаса устойчивости инвертора*. Условие устойчивости инвертора с учетом соотношения между углами β и γ можно записать также следующим образом:

$$\beta - \delta_0 \geq \gamma$$

или

$$F_\beta - F_{\delta_0} \geq 2F_\gamma \frac{1}{U_{d0}}, \quad (3-56)$$

откуда

$$\cos \delta_0 - \cos \beta \geq \frac{\sqrt{2} I_d x_\gamma}{U}, \quad (3-57)$$

где $U_{d0} = \frac{3}{\pi} \sqrt{2} U$ — противо-э. д. с. инвертора при $\beta = 0$.

Если неравенство (3-56) или (3-57) превращается в равенство, то это означает, что инвертор работает с углом погасания $\delta = \delta_0$ на пределе устойчивости и при малейшей перегрузке опрокидывается.

Нарушение устойчивости инвертора может произойти либо в результате увеличения тока передачи I_d , либо в результате понижения напряжения U приемной сети инвертора.

При увеличении разности напряжений по концам передачи ток передачи может увеличиваться. Однако ток нарастает медленно, так как в линии всегда имеется большая индуктивность линейных реакторов. Кроме того, нарастание тока может быть ограничено снижением э. д. с. выпрямителя регулятором тока. Поэтому увеличение тока I_d не очень опасно для инвертора.

Гораздо большую опасность для инвертора представляет внезапное понижение напряжения в приемной сети в результате наброса нагрузки или короткого замыкания за некоторой реактивностью.

Действие компандирующего устройства при этом может оказаться бесполезным, если понижение напряжения произойдет после того, как импульс на зажигание очередного вентиля был подан. Поэтому при рассмотрении поведения инвертора в наихудшем случае в первый момент после понижения напряжения в приемной сети можно не считаться с компандирующим устройством.

При симметричном понижении напряжения в приемной сети (см. рис. 3-35, б) в результате трехфазного короткого замыкания при указанных допущениях справедливы соотношения

$$\left. \begin{aligned} \beta' &= \beta = \text{const}; \\ I_d &= I_d = \text{const}. \end{aligned} \right\} \quad (3-58)$$

Относительная величина критического понижения напряжения определяется из условий (3-57) и (3-58) в соответствии с введенными обозначениями*:

$$\epsilon_{кр} = \frac{U - U'_{кр}}{U} = 1 - \frac{\cos \delta - \cos \beta}{\cos \delta_0 - \cos \beta}, \quad (3-59)$$

* Здесь и в дальнейшем штрих относится к значениям параметров при коротком замыкании.

или

$$\epsilon_{кр} = 1 - \frac{\sqrt{2} I_d x_\gamma}{U (\cos \delta_0 - \cos \beta)}. \quad (3-60)$$

Критическое напряжение приемной сети $U'_{кр}$ физически означает, что при этом напряжении угол погасания инвертора δ становится равным предельному углу δ_0 , т. е. инвертор находится на пределе устойчивости и работает без всякого запаса. Случайное запаздывание отпирания любого вентиля приводит при этом к опрокидыванию инвертора.

Значительно чаще в системе происходят несимметричные короткие замыкания, которые очень опасны для инвертора. Оценим, какое понижение напряжения в приемной сети допустимо при несимметричных коротких замыканиях. При соединении обмоток трансформатора, работающего на инвертор, собранный по трехфазной мостовой схеме, применяется схема либо $Y_0/Y-12$, либо $\Delta/Y-11$. Поэтому при любом несимметричном коротком замыкании в приемной сети система фазных напряжений вентильных обмоток трансформатора инвертора всегда будет уравновешена, т. е. на стороне вентильных обмоток будут иметь место только составляющие прямой и обратной последовательностей, которые создадут сдвиг фазных напряжений и исказят их векторную диаграмму. В результате сдвинутся и точки пересечения фазных напряжений, что вызовет либо уменьшение, либо увеличение угла погасания вентилей инвертора. Если точка пересечения фазных напряжений коммутирующих фаз сдвинется в сторону опережения на некоторый угол ψ , то угол погасания соответствующего вентиля уменьшится, и запас устойчивости инвертора нужно будет определять по этому вентилю. Угол сдвига точки пересечения фазных напряжений ψ можно найти, зная коэффициент несимметрии q при коротком замыкании, по одной из следующих формул:

$$\psi = 30^\circ - \arctg \frac{1+q}{\sqrt{3}(1-q)}, \quad (3-61)$$

или

$$\psi = -30^\circ + \arctg \frac{1-q}{\sqrt{3}(1+q)}. \quad (3-62)$$

Формула (3-61) относится к случаю однофазного короткого замыкания за трансформатором с соединением обмоток по схеме $Y_0/Y-12$ или двухфазного короткого замыкания за трансформатором с соединением обмоток по схеме $\Delta/Y-11$. Формула (3-62) справедлива для случая двухфазного короткого замыкания за трансформатором с соединением обмоток по схеме $Y_0/Y-12$.

Угол δ уменьшается не только за счет сдвига на угол ψ , но и за счет увеличения угла γ , благодаря снижению амплитуды коммутирующего напряжения.

Чтобы найти критическое понижение напряжения при несимметричном коротком замыкании, рассмотрим векторную диаграмму напряжений при замыкании фаз a и b за трансформатором с соединением обмоток по схеме $\Delta/Y-11$ (рис. 3-36). Как видно из векторной диа-

граммы (рис. 3-36, а) и из кривых напряжений коммутирующих фаз (рис. 3-36, б), при этом виде повреждения линейное напряжение U_C сдвигается на угол ψ_{CA} в сторону опережения. Поэтому угол погасания вентиля 5 уменьшается на величину ψ_{CA} , что ухудшает его устойчивость. В то же время линейное напряжение U_B сдвигается на угол ψ_{BC} в сторону отставания. Поэтому угол погасания вентиля 3 увеличивается на угол ψ_{BC} , что улучшает его устойчивость. Кроме того, угол γ возрастает до значения γ' за счет уменьшения коммутирующих напряжений по величине. Таким образом, если до короткого замыкания углы опережения, коммутации и погасания имели значения β, γ и δ , то при коротком замыкании они будут иметь значения β', γ' и δ' , где $\beta' < \beta$; $\gamma' > \gamma$; $\delta' = \delta - (\gamma' - \gamma) - \psi < \delta$.

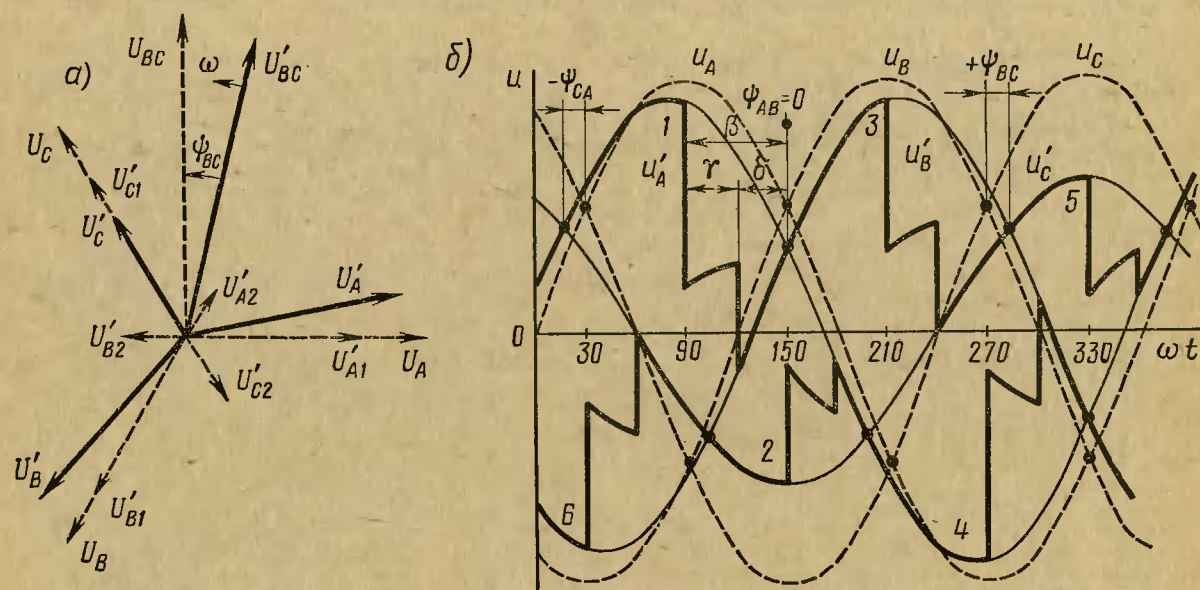


Рис. 3-36

Относительную величину критического понижения напряжения можно найти из условия $\delta' = \delta_0$. Применяя те же допущения, что и выше, найдем

$$\epsilon_{кр} = \frac{U - U_{кр}}{U} = 1 - \frac{\cos \delta - \cos \beta}{\cos \delta_0 - \cos (\beta - \psi)},$$

или

$$\epsilon_{кр} = 1 - \frac{\sqrt{2} I_d x_\gamma}{U [\cos \delta_0 - \cos (\beta - \psi)]}.$$

Таким образом, при несимметричном понижении напряжения в приемной сети устойчивость инвертора ухудшается из-за увеличения угла γ вследствие снижения противо-э. д. с. инвертора и уменьшения угла δ вследствие сдвига точки пересечения фазных напряжений вентиля обмотки трансформатора инвертора в сторону опережения.

Выведенные формулы дают возможность найти критическое понижение напряжения при симметричных и несимметричных коротких замыканиях в приемной сети инвертора.

В ВЭИ им. В. И. Ленина на физической модели было проведено исследование работы инвертора при различных коротких замыканиях в приемной сети. На этой установке были проведены опыты трех-, двух- и однофазных коротких замыканий в приемной сети инвертора за различными реактивностями $x_{к.з}$ для случаев $x_{к.з} \gg x_{кр}$, где $x_{кр}$ — критическая реактивность, при коротком замыкании за которой напряжение приемной сети снижается до величины $U_{кр}$ и угол погасания уменьшается до значения δ_0 .

Для каждого вида короткого замыкания было подобрано такое значение реактивности короткого замыкания $x_{к.з} = x_{кр}$, при котором инвертор находился на пределе устойчивости и при малейшей перегрузке опрокидывался, что соответствовало работе инвертора с углом погасания $\delta_0 = 5^\circ$ (определено экспериментально). Формулы (3-59)–(3-63) были подтверждены экспериментально. На основании изложенного можно сделать следующие выводы.

Теоретическое и экспериментальное исследование устойчивости инвертора при коротких замыканиях в приемной сети показало, что наиболее тяжелым видом аварии для инвертора является трехфазное короткое замыкание, так как инвертор опрокидывается при наибольшей удаленности короткого замыкания.

Наиболее тяжелым несимметричным коротким замыканием является двухфазное короткое замыкание, когда инвертор опрокидывается при большей удаленности, чем при однофазном коротком замыкании.

Полученные формулы для расчета критических понижений напряжения на шинах приемной сети инвертора применимы для мощных высоковольтных установок, в которых справедливы принятые при выводе допущения. Инвертор не подпитывает место короткого замыкания, что является одним из преимуществ передачи энергии постоянным током.

ЛИТЕРАТУРА

1. В. А. Веников. Дальние электропередачи. ГЭИ, 1960.
2. Под ред. В. А. Веникова. Примеры анализа и расчетов режимов электропередач имеющих автоматическое регулирование и управление. «Высшая школа», 1967.
3. В. А. Веников и др. Самовозбуждение и самораскачивание в электрических системах. «Высшая школа», 1964.
4. С. А. Савалов. Режимы электропередач 400–500 кв. «Энергия», 1967.
5. Под ред. И. С. Брука. Дальние передачи переменного тока. АН СССР, 1958.
6. Под ред. В. А. Веникова. Методика расчетов устойчивости автоматизированных систем. «Высшая школа», 1966.
7. В. А. Веников. Несимметричные режимы электрических систем. МЭИ, 1955.
8. Н. А. Мельников. Несимметричные режимы работы электрических систем. ВЭИ, 1959.
9. Н. А. Мельников, С. С. Рокотян, А. Н. Шеренцис. Проектирование электрической части воздушных линий электропередачи 330–500 кв. ГЭИ, 1963.
10. Под ред. В. К. Щербак. Передача электроэнергии на расстояния 1500–3000 км. Сибирское отд. АН СССР. Новосибирск, 1963.
11. Под ред. А. М. Некрасова и С. С. Рокотяна. Дальние электропередачи 500 кв. Сб. статей «Энергия», 1964.
12. К. Баудш. Передача энергии постоянным током высокого напряжения. ГЭИ, 1958.

О Г Л А В Л Е Н И Е

Предисловие	5
Введение. Развитие энергетики, задачи и современные способы передачи энергии на расстояние	7
Литература	17
Глава 1. Дальние электропередачи и их технико-экономический анализ	18
§ 1-1. Электропередачи, их виды и назначение в электрических системах разного типа	18
§ 1-2. Основные элементы электропередач переменного и постоянного тока, их схемы и характеристики.	35
§ 1-3. Технико-экономический анализ при передаче энергии и объединении систем. Выбор основных параметров электропередач переменного и постоянного тока	108
Литература	132
Глава 2. Технические характеристики электропередач большой протяженности	133
§ 2-1. Основные соотношения между параметрами режима электропередачи переменного тока	133
§ 2-2. Основные соотношения между параметрами режима электропередачи постоянного тока	157
§ 2-3. Схемы замещения электропередач переменного тока	201
§ 2-4. Схемы замещения электропередач постоянного тока	218
§ 2-5. Потоки мощности и коэффициент полезного действия электропередачи переменного тока	227
§ 2-6. Потоки мощности и коэффициент полезного действия электропередачи постоянного тока	243
§ 2-7. Установившиеся нормальные режимы электропередач, имеющих связи с промежуточными системами. Применение ЦВМ для расчета режимов электропередач	250
§ 2-8. Пропускная способность электропередач переменного и постоянного тока и способы ее увеличения	265
§ 2-9. Совместная работа электропередач переменного и постоянного тока . . .	297
Литература	305
Глава 3. Особые режимы электропередач переменного и постоянного тока	306
§ 3-1. Определение особых режимов электропередач переменного и постоянного тока	306
§ 3-2. Установившиеся режимы холостого хода электропередач переменного и постоянного тока	308
§ 3-3. Самовозбуждение электрических машин, работающих на ненагруженные линии переменного тока или сосредоточенную емкостную нагрузку	325
§ 3-4. Параллельная работа генераторов на емкостную нагрузку	336
§ 3-5. Синхронизация удаленной станции, связанной с приемной системой линией электропередачи переменного тока	340
§ 3-6. Регулирование частоты в системах, связанных передачей постоянного тока	345
§ 3-7. Самораскачивание генераторов в режиме малых нагрузок	350
§ 3-8. Режим асинхронного хода и ресинхронизации	354
§ 3-9. Несимметричные режимы работы электропередач переменного и постоянного тока	357
Литература	367