

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

В.В. АФОНИН, К.А. НАБАТОВ

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ

Часть 1

Утверждено Учёным советом университета
в качестве учебного пособия
для студентов, обучающихся по специальности 140211.65
«Электроснабжение» и направлению подготовки бакалавров 140400.62
«Электроэнергетика и электротехника»



Тамбов
• Издательство ФГБОУ ВПО «ТГТУ» •
2013

УДК 621.311(075.8)
ББК 31.27
А946

Рецензенты:

Доктор технических наук, профессор,
заведующий лабораторией использования
альтернативных источников энергии ГНУ ВИИТиН
А.М. Шувалов

Доктор технических наук, профессор,
декан факультета «Информационные технологии»
Ю.Ю. Громов

Афонин, В.В.
А946 Электрические системы и сети. Часть 1 : учебное пособие /
В.В. Афонин, К.А. Набатов. – Тамбов : Изд-во ФГБОУ ВПО
«ТГТУ», 2013. – 80 с. – 100 экз. – ISBN 978-5-8265-1196-1.

Рассматриваются структура и особенности энергетической и электроэнергетической системы РФ, конструктивное выполнение воздушных и кабельных линий, их параметры, характеристики и параметры узлов комплексной нагрузки сети. Излагаются методы расчёта простейших сетей.

Пособие соответствует требованиям федеральных государственных образовательных стандартов высшего профессионального образования.

Предназначено для студентов, обучающихся по специальности 140211.65 «Электроснабжение» и направлению подготовки бакалавров 140400.62 «Электроэнергетика и электротехника».

УДК 621.311(075.8)
ББК 31.27

ISBN 978-5-8265-1195-4
ISBN 978-5-8265-1196-1 (ч. 1)

© Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тамбовский государственный технический университет» (ФГБОУ ВПО «ТГТУ»), 2013

ВВЕДЕНИЕ

Содержание учебного пособия соответствует программе курса «Электропитающие системы и электрические сети» электроэнергетических специальностей.

Дисциплина «Электропитающие системы и электрические сети» – одна из базовых, в которых закладывается фундамент специальной подготовки специалиста и бакалавра. Цель изучения дисциплины – формирование знаний в области теории расчётов и анализа режимов электрических систем и сетей, обеспечения при их проектировании и эксплуатации экономичности, надёжности, а также качества электроэнергии.

Основные задачи дисциплины – научить составлять схемы замещения, определять их параметры и рассчитывать режимы электрических сетей и систем; научить основам проектирования электрических сетей и систем и методам повышения их экономичности, надёжности и качества электроэнергии; ознакомить с физической сущностью явлений, сопровождающих процесс производства, распределения и потребления электроэнергии; ознакомить с конструкциями элементов линий электропередачи.

Содержание курса базируется на знаниях высшей математики, теоретических основ электротехники, прикладной механики, программирования на ЭВМ, электрических машин.

В первой части предлагаемого пособия изложен материал по электрическим сетям, который включает структуру энергосистем РФ; конструкции линий электропередачи; схемы замещения линий электропередачи и их режимные характеристики.

Глава 1

ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

1.1. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

С технологических позиций энергетика является сферой экономики, охватывающей добычу энергоресурсов, производство, преобразование, транспортировку и использование различных видов энергии. Однако в современном представлении перечисленная совокупность процессов может быть эффективно использована лишь при её организации по принципу «большой системы», в качестве которой выступает топливно-энергетический комплекс (ТЭК) [1]. В него в качестве подсистем входят топливоснабжающие системы (нефте-, газо- и углеснабжения), системы электро- и теплоснабжения, а также выделяющаяся в силу своей специфики из предыдущих система ядерной энергетики (рис. 1.1). По территориальному признаку ТЭК делится на три иерархических уровня: государственный, региональный и районный.

Особенностями такого комплекса являются:

- непрерывность, а подчас и неразрывность времени процессов производства и потребления некоторых видов энергии;
- сильные внутренние экономические и физико-технические связи, основанные в первую очередь на широкой взаимозаменяемости продукции подсистем, а также на том, что продукция одних подсистем является в ряде случаев исходным сырьём для других.

Углеснабжающая система России занимает одно из первых мест в мире по добыче угля. Наиболее крупные бассейны – Канско-Ачинский и Кузнецкий – расположены в азиатском регионе страны на значительном удалении от промышленных зон европейской части, что затрудняет рациональное использование этих источников энергоресурсов.

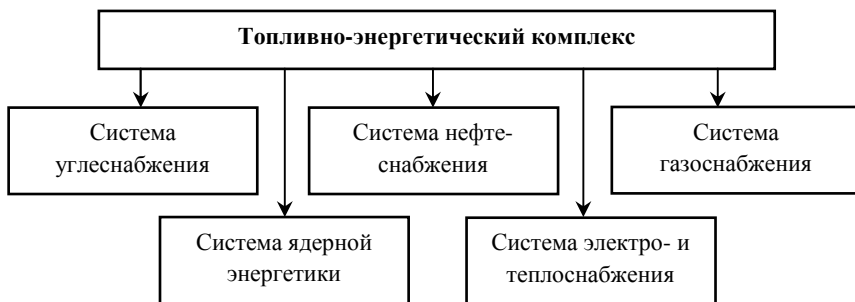


Рис. 1.1. Структура топливно-энергетического комплекса

Нефтеснабжающая система России объединяет нефтепромыслы, магистральные трубопроводы и насосные станции для перекачки нефти к месту её переработки, а также включает нефтеперерабатывающие заводы и хранилища нефтепродуктов.

Газоснабжающая система России занимает второе место в мире после США по объёму добычи. В настоящее время эксплуатируется около 100 месторождений природного газа, крупнейшие из которых расположены в Западной Сибири. Система включает в себя около 100 магистральных газопроводов, по которым, в частности, экспортируется газ в ряд европейских стран.

Система ядерной энергетики состоит из предприятий по добыче и переработке ядерного топлива, установок по его использованию в промышленности (в частности, ядерных энергетических реакторов), заводов по восстановлению обработанного горючего и уничтожению отходов.

Электро- и теплоснабжающая система включает в себя все установки, обеспечивающие потребителей электрической и тепловой энергией. На рисунке 1.2 в наиболее общем виде представлены технологические цепочки, осуществляющие электро- и теплоснабжение.

Основная часть этой подсистемы ТЭК, осуществляющая электро- и теплоснабжение централизовано, носит название энергетической системы, или энергосистемы (ЭНС). Это понятие является центральным (корневым) для целого ряда других понятий. Потому ниже приводится установленное Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) [2] общее определение: энергосистема – это совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединённых между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электрической энергии и теплоты при общем управлении этим режимом.

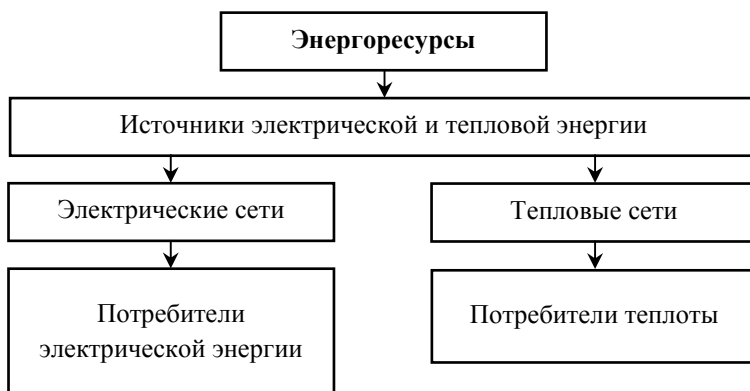


Рис. 1.2. Основные звенья технологического процесса электро- и теплоснабжения

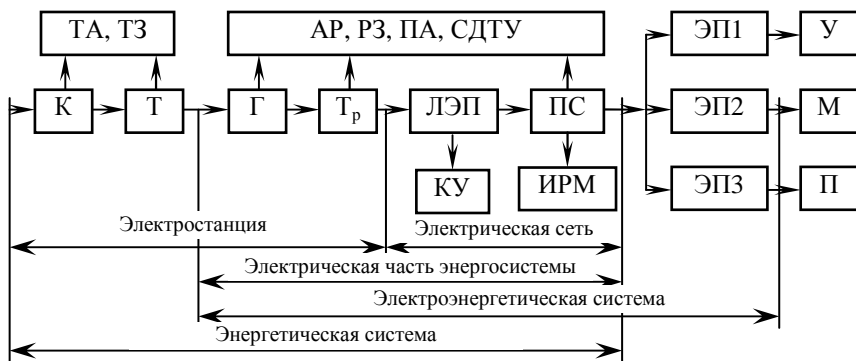


Рис. 1.3. Взаимосвязь объектов, обеспечивающих электроснабжение

На рисунке 1.3 представлена схема, отражающая взаимосвязь объектов, участвующих в технологическом процессе обеспечения потребителей электроэнергией (ЭЭ), т.е. сферу электроснабжения. В качестве источника ЭЭ условно показана тепловая электрическая станция (ЭС).

В соответствии с данной схемой элементами ЭНС являются:

- теплосиловое (котлы (К), турбины (Т), бойлеры и т.д.) и электротехническое (генераторы (Г), их системы возбуждения, трансформаторы (Тр), коммутационная аппаратура и т.д.) оборудование ЭС;
- линии передачи ЭЭ (ЛЭП);
- трансформаторные подстанции (ПС);
- тепловая автоматика (ТА) и тепловые защиты (ТЗ);
- автоматические регуляторы (АР), устройства релейной защиты (РЗ) и противоаварийной автоматики (ПА), средства диспетчерского и технологического управления (СДТУ);
- устройства продольной и поперечной компенсации (КУ) параметров ЛЭП, т.е. установки продольной компенсации и шунтирующие реакторы;
- источники реактивной мощности (ИРМ), т.е. синхронные компенсаторы, конденсаторные батареи, статические тиристорные компенсаторы.

Электрической частью ЭНС считается совокупность электрооборудования её станций и сетей.

Электроэнергетическая система (ЭЭС) – это находящееся в данный момент в работе электрооборудование ЭНС и приёмников ЭЭ, объединённое общим режимом и рассматриваемое как единое целое в отношении протекающих в нём физических процессов. Таким образом, ЭЭС наряду с электрической частью энергосистемы включает в себя и электроприёмники ЭП1, ЭП2, ЭП3, обеспечивающие преобразование ЭЭ в другие виды и работу электротехнологических установок (У), приводимых во вращение электродвигателями машин и механизмов (М), осветительных, нагревательных и прочих электроприборов (П).

Ряд терминов определяются через понятие «электроустановка». В наиболее общем плане оно обозначает любую совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, преобразования, трансформации, передачи, распределения ЭЭ и её превращения в другой вид энергии.

Электрическая сеть содержит в своём составе лишь те электроустановки, которые служат для передачи и распределения ЭЭ на определённой территории, и представляет собой совокупность подстанций, распределительных устройств (РУ) и соединяющих их линий электропередачи [3].

Более широким является понятие «система электроснабжения» (СЭС). Она объединяет в себе все электроустановки, предназначенные для обеспечения потребителей ЭЭ. Из рисунка 1.3 ясно, что СЭС эквивалентна электрической части ЭНС.

ПУЭ трактует понятие «потребитель электрической энергии» как некоторую совокупность технических объектов, использующих ЭЭ и размещённых на определённой территории, т.е. в общем случае как группу электроприёмников [2]. Однако этот термин часто употребляют в юридическом аспекте, т.е. в смысле абонента электроснабжающей организации. В этом случае понятие «потребитель» является более широким и с технической точки зрения представляет собой совокупность разных электроустановок, а не только электроприёмников. С позиций же структурной иерархии собственно ЭЭС понятие «потребитель» может быть отнесено ко всей совокупности нагрузок, получающих питание с шин ПС того или иного номинального напряжения.

Исходным понятием среди терминов, отвечающих технологическому аспекту, является «электроприёмник», который определяется как аппарат, агрегат, механизм, предназначенный для преобразования ЭЭ в другой вид энергии.

Взаимозаменяемые термины, рассмотренные выше, располагаются по принципу уменьшения общности, начиная с ЭНС без уточнения её конкретных характеристик в отношении охвата территории и места в структуре оперативного управления. По этим признакам современная иерархия имеет три уровня (рис. 1.4).

Нижний уровень соответствует районным энергосистемам – РЭС (хотя прилагательное «районная» в настоящее время опускается), техническое и оперативное руководство каждой из которых осуществляет соответствующий аппарат акционерного общества энергетики и электрификации (АО-энерго). В состав его филиалов входят энергопредприятия (ЭС, котельные, предприятия электрических (ПЭС) и тепловых (ПТС) сетей), а также ремонтные и наладочные подразделения, предприятия энергонадзора и другие организации, обеспечивающие производство ЭЭ и теплоты. Наиболее крупные ПЭС и ПТС для улучшения оперативного управления разделяются на сетевые районы.

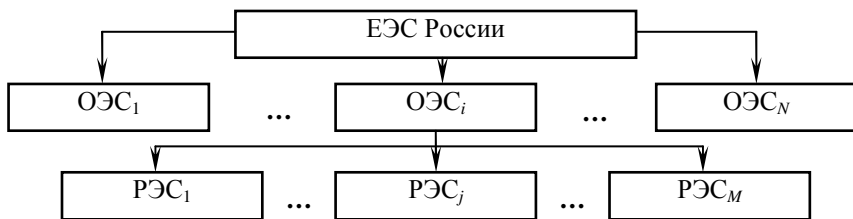


Рис. 1.4. Иерархическая структура ЭЭС

Несколько районных ЭНС, имеющих общий режим работы и общее диспетчерское управление, образуют объединённую энергосистему (ОЭС). Объединённые энергосистемы, соединённые межсистемными связями, имеющие общий режим работы и центральное диспетчерское управление и охватывающие значительную часть территории страны, образуют единую энергосистему (ЭЭС России).

В соответствии с этой структурой организована и система оперативно-диспетчерского управления. Уровню ЭЭС отвечает центральное диспетчерское управление (ЦДУ), каждая из ОЭС имеет Объединённое диспетчерское управление (ОДУ) и, наконец, РЭС управляется персоналом Центрального диспетчерского пункта (ЦДП) энергосистемы.

ЭЭС является высшей формой организации энергохозяйства страны. В отличие от других подсистем ТЭК ЭЭС характеризуется следующими особенностями:

- тесное взаимодействие в едином производственном процессе большого количества энергетических объектов, расположенных на громадной территории;
- строгое соответствие выработки и потребления электроэнергии в каждый момент времени, отсутствие её крупномасштабных накопителей;
- резкая неравномерность производственного процесса, обусловленная суточными, сезонными и территориальными изменениями потребления электрической и тепловой энергии.

1.2. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О РАЗВИТИИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Электроэнергетика бывшего СССР в течение длительного периода времени развивалась как единый народнохозяйственный комплекс, а ЭЭС страны, являющаяся его частью, обеспечивала межреспубликанские потоки мощности и электроэнергии. До 1991 г. ЭЭС функционировала как государственная общесоюзная централизованная структура. Образование на территории СССР независимых государств привело к коренному изменению структуры управления и развития электроэнергетики. В этих государствах были созданы собственные органы управления и самостоятель-

ные субъекты хозяйствования в электроэнергетике. Разрушение системы централизованного управления таким сложным единым технологическим объектом, каким была электроэнергетика СССР, поставило задачу скорейшего создания системы скоординированного управления и планирования развития электроэнергетики государств Содружества.

Для этих целей государства – члены СНГ заключили 14 февраля 1992 г. соглашение «О координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств», в соответствии с которым был создан Электроэнергетический Совет СНГ и его постоянно работающий орган – Исполнительный комитет. Электроэнергетическим Советом СНГ был принят ряд важных решений, способствующих стабилизации электроэнергетики государств Содружества. Однако преобладание дезинтеграционных процессов в экономике стран СНГ в целом, нарушение сложившихся в ЭЭС принципов координации управления производством и распределением ЭЭ, отсутствие эффективных механизмов совместной работы, неспособность отдельных ЭНС обеспечить поддержание частоты в требуемых диапазонах привели к прекращению параллельной работы между большинством ЭНС, т.е. фактически к распаду ЭЭС бывшего СССР и, соответственно, к потере всех преимуществ, которые она обеспечивала.

Основные изменения в электроэнергетике России за последние годы связаны [4] с акционированием объектов электроэнергетики, в результате которого на федеральном уровне было образовано Российское акционерное общество энергетики и электрификации (РАО) «ЕЭС России», на региональном уровне – акционерные общества – АО-энерго и началось создание федерального оптового рынка электроэнергии и мощности (ФОРЭМ).

Несмотря на тяжёлые экономические условия в стране, электроэнергетическая отрасль России продолжала в целом обеспечивать потребности экономики и населения в тепловой и электрической энергии.

В ЭЭС России не было крупных системных аварий с погашением большого числа потребителей (только в 2006 г. подобная авария, затронувшая энергосистемы 12 стран, имела место в Западной Европе).

Продолжалось строительство новых энергетических объектов – ЭС и электрических сетей, в первую очередь в энергодефицитных районах России и в районах, энергоснабжение которых после разделения СССР оказалось зависимым от других государств.

За годы после распада СССР произошло ухудшение экономических показателей работы отрасли – возросли удельный расход условного топлива на отпущенный киловатт-час, потери ЭЭ на её транспорт, удельная численность персонала, снизились показатели качества ЭЭ и надёжность электроснабжения потребителей, а также эффективность использования капитальных вложений.

Основными причинами снижения экономической эффективности работы отрасли явились проблема неплатежей потребителей за полученную ЭЭ, несовершенство существующих механизмов управления электроэнергетическими предприятиями в новых условиях, а также неурегулированность отношений между странами СНГ в области электроэнергетики. Хотя условия для конкуренции в электроэнергетике России созданы (благодаря акционированию и образованию ФОРЭМ, на котором имеется более 100 собственников электроэнергетических объектов), правила эффективной совместной работы различных собственников, обеспечивающие минимизацию затрат на производство, транспорт и распределение ЭЭ в рамках ЕЭС России, разработаны не были.

ЕЭС России охватывает всю обжитую территорию страны от западных границ до Дальнего Востока и является крупнейшим в мире централизованно управляемым энергообъединением. В составе ЕЭС России действует семь ОЭС Северо-Запада, Центра, Средней Волги, Урала, Северного Кавказа, Сибири и Дальнего Востока. В настоящее время параллельно работает пять первых ОЭС. Общие сведения о структуре ОЭС России приведены в табл. 1.1. Энергосистема Калининградской области Янтарь-энерго отделена от России территорией государств Балтики.

1.1. Общие сведения о структуре энергообъединений России (2004 г.)

Объединённые энергосистемы (ОЭС)	Энергосистемы	Количество энергосистем	Установленная мощность электростанций	
			ГВт	%
Северо-Запад	Архангельская, Карельская, Кольская, Коми, Ленинградская, Новгородская, Псковская, Янтарь-энерго	8	20,0	9,5
Центр	Астраханская, Белгородская, Брянская, Владимирская, Волгоградская, Вологодская, Воронежская, Нижегородская, Ивановская, Тверская, Калужская, Костромская, Курская, Липецкая, Московская, Орловская, Рязанская, Смоленская, Тамбовская, Тульская, Ярославская	21	51,9	24,8
Средняя Волга	Марийская, Мордовская, Пензенская, Самарская, Саратовская, Татарская, Ульяновская, Чувашская	8	23,8	11,4

Продолжение табл. 1.1

Объединённые энергосистемы (ОЭС)	Энергосистемы	Количество энергосистем	Установленная мощность электростанций	
			ГВт	%
Урал	Башкирская, Кировская, Курганская, Оренбургская, Пермская, Свердловская, Тюменская, Удмуртская, Челябинская	9	42,0	20,1
Северный Кавказ	Дагестанская, Калмыцкая, Карачаево-Черкесская, Кабардино-Балкарская, Кубанская, Ростовская, Северо-Осетинская, Ставропольская, Чеченская, Ингушская	10	11,5	5,5
Сибирь	Алтайская, Бурятская, Иркутская, Красноярская, Кузбасская, Новосибирская, Омская, Томская, Хакасская, Читинская	10	45,1	21,9
Восток	Амурская, Дальэнерго, Хабаровская	3	7,6	3,6
Итого по ОЭС	ЕЭС России	69	202,24	96,8
Остальные энергосистемы, прочие электростанции	Камчатская, Магаданская, Норильская, Сахалинская, Якутская	5	6,5	3,2
Всего по стране		74	208,9	100,0

На территории России действуют изолированно работающие ЭНС Якутии, Магадана, Сахалина, Камчатки, районов Норильска и Колымы.

К 1990-м гг. в стране существенно уменьшился объём потребления ЭЭ.

Негативные явления кризисного периода определили необходимость проведения масштабных преобразований в электроэнергетике, которые создали бы стимулы для повышения эффективности работы энергокомпаний и позволили существенно увеличить объём необходимых инвестиций в отрасли. Такие преобразования требуют значительных инвестиций. На развитие отрасли до 2011 г. РАО «ЕЭС России» было запланировано по-

тратить свыше 1 трлн. р., при этом более половины средств должны быть обеспечены новыми отечественными и иностранными инвесторами. Намеченные преобразования в отрасли касаются прежде всего развития генерирующего комплекса страны, на долю которого приходится основная часть необходимых инвестиций.

По плану реформы, проводимой с 2003 г., ЭС были разделены на три группы. В первую группу входят государственные генерирующие компании, объединяющие все атомные (концерн ОАО «Русэнергоатом») и гидростанции (ОАО «Гидро ОГК»), с 2008 г. – ОАО «РусГидро». На долю этих компаний приходится около четверти ЭЭ, поступающей на оптовый рынок.

Вторая группа – территориальные генерирующие компании (ТГК), главный продукт ЭС которых – тепловая, а не электрическая энергия. Эти ЭС сгруппированы по территориальному принципу.

Третья группа – генерирующие компании оптового рынка (ОГК) – включает крупные ЭС страны. Эта группа компаний формирует цены на оптовом рынке, где ЭЭ приобретают крупнейшие потребители. Чтобы избежать монополии на производство ЭЭ, в отдельных регионах в состав каждой ОГК включены ЭС, расположенные в разных районах страны.

В 2008 г. закончено формирование целевой структуры всех ОГК и ТГК, в основном завершена организация компании «РусГидро».

РАО «ЕЭС России» в целом выполнило поставленные задачи по реформированию отрасли и прекратило своё существование.

Магистральные электрические сети (напряжением 220 кВ и выше) перешли под контроль Федеральной сетевой компании (ФСК), распределительные сети интегрированы в межрегиональные распределительные сетевые компании (МРСК). Функции и активы региональных диспетчерских управлений переданы общероссийскому системному оператору.

В основном закончен процесс выделения сетевых компаний на базе реорганизованных АО-энерго, созданы все магистральные сетевые компании.

АО-энерго сохраняются только в изолированно работающих ЭНС страны (Сахалинэнерго, Камчатскэнерго и др.).

1.3. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Электрическая сеть как элемент ЭЭС обеспечивает возможность выдачи мощности ЭС, её передачу на расстояние, преобразование параметров ЭЭ (напряжения, тока) на ПС и её распределение на некоторой территории вплоть до непосредственных электроприёмников [5].

Электрические сети современных ЭНС характеризуется многоступенчатостью, т.е. большим числом трансформаций на пути от источников ЭЭ к её потребителям. Топологическая структура отдельных звеньев этой

многоступенчатой сети достаточно сложна, она насчитывает десятки, а подчас и сотни узлов, ветвей и замкнутых контуров.

Наряду со сложностью конфигурации характерной особенностью электрических сетей является их многорежимность. Под этим понимается не только разнообразие загрузки элементов сети в суточном и годовом разрезе при нормальном функционировании системы, вызываемое естественным изменением во времени нагрузки потребителей, но и обилие режимов, возникающих при выводе различных элементов сети в плановый ремонт и при их аварийных отключениях.

В связи с этим электрическая сеть должна проектироваться и эксплуатироваться таким образом, чтобы была обеспечена её работоспособность во всех возможных режимах – нормальных, ремонтных и послеаварийных. Это требование, в свою очередь, означает, что в перечисленных установившихся режимах параметры ветвей сети (токи, мощности) не должны превышать допустимых по тем или иным условиям значений, а параметры узлов (напряжения) должны лежать в допустимых пределах, обеспечивающих нормальную работу изоляции электрооборудования и экономичную работу электроприёмников.

Наличие технических ограничений параметров режима электрических сетей вызывает необходимость их контроля в процессе эксплуатации и выбора адекватных средств регулирования режима на этапе проектирования. Кроме того, при эксплуатации и при проектировании эти ограничения выступают в качестве составной части математической модели электрической сети, служащей для оценки её работоспособности, выбора её конфигурации и т.п.

Математическое описание ЭЭС в целом и её электрической сети в частности представляет собой систему нелинейных алгебраических уравнений, для решения которой используются итерационные методы. Количество уравнений в этой системе даже для сети небольшой сложности таково, что получение решения «вручную» практически невозможно, в связи с чем расчёты режимов таких сетей ориентированы на использование ЭВМ.

Наряду с обеспечением работоспособности, надёжности функционирования и качества поставляемой потребителем ЭЭ электрическая сеть должна удовлетворять критериям экономической эффективности.

1.4. КЛАССИФИКАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Все электроприёмники, генераторы, трансформаторы и прочие элементы ЭЭС проектируются для работы в длительном нормальном режиме при определённом напряжении, при котором эти элементы обладают наиболее целесообразными технико-экономическими показателями. Эти напряжения называются номинальными, и их значения всегда устанавливаются Государственным стандартом.

В настоящее время для электрических сетей стандартизованы четыре напряжения менее 1000 В (40, 220, 380 и 660 В) и 12 напряжений выше 1000 В (3, 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220, 330, 500, 750, 1150 кВ). Все перечисленные значения соответствуют линейным (междуфазным) напряжениям трёхфазной системы переменного тока. Напряжения 3 и 150 кВ для вновь проектируемых сетей не рекомендуются к применению.

Как указывалось ранее, сети современных ЭНС характеризуются сложной структурой и конфигурацией. В этих условиях невозможно классифицировать их по какому-либо одному признаку, который мог бы считаться определяющим. Однако ряд признаков в той или иной мере связан со значением номинального напряжения сети ($U_{ном}$). К числу таких признаков можно условно отнести охват территории, назначение сети и частично характер её потребителей. В таблице 1.2 приводятся элементы классификации по указанным выше признакам.

По размерам территории, охватываемой сетью, могут быть выделены так называемые местные ($U_{ном} \leq 35$ кВ), районные (110-220 кВ) и региональные ($U_{ном} \geq 330$ кВ) сети. Линии электропередачи СВН, являющиеся основой последней категории сетей, служат как для связи отдельных районов и относительно небольших ЭНС в региональных ОЭС, так и для связи между собой крупных объединений.

По назначению различают системообразующие, питающие и распределительные.

1.2. Классификация электрических сетей по признакам, связанным с номинальным напряжением

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

Примечание. Сети напряжением до 1000 В называются сетями низкого напряжения (НН). Сети напряжением выше 1000 В, в свою очередь, делятся на сети среднего (СН), высокого (ВН), сверхвысокого (СВН) и ультравысокого (УВН) напряжения.

Питающие сети предназначены для передачи ЭЭ от ПС системообразующей сети и частично от шин 110-220 кВ ЭС к центрам питания распределительных сетей – районным ПС. Как правило, такие сети замкнутые, а напряжение их обычно 110 и 220 кВ. Районная ПС обычно имеет высшее напряжение 110-330 кВ и низшее 6-35 кВ. На ней всегда устанавливаются трансформаторы, позволяющие под нагрузкой регулировать напряжение на шинах низшего напряжения.

Распределительные сети обеспечивают распределение ЭЭ между пунктами потребления. Они предназначены для передачи ЭЭ на небольшие расстояния от шин низшего или среднего напряжения районных ПС к различным потребителям. Распределительные сети, как правило, разомкнутые или работают в разомкнутом режиме [6].

Взаимосвязь электрических сетей разных видов представлена на рис. 1.5. Условная схема отдельной электропередачи в направлении ЭЭ от ЭС к электроприёмникам ЭП [7] имеет пять линий различного класса напряжения и пять подстанций (ПС-1 – ПС-5), ступеней трансформации. Например, если ПС-1 соединяет выводы генератора с ЛЭП 500 кВ, то возможными напряжениями линий последующих ступеней будут 220 (330); 110 (150); 35; 10; 0,38 кВ. Чем ниже напряжение сети, тем больше количество линий она имеет и тем меньшая мощность передаётся по каждой из них.

Местные и распределительные сети, согласно табл. 1.2, могут различаться по характеру подключаемых к ним потребителей. При этом определённую специфику имеют сети, осуществляющие электроснабжение промышленных предприятий, городов и сельских районов и называемые соответственно промышленными, городскими и сельскими. Так, сельские электрические сети характеризуются значительной протяжённостью.

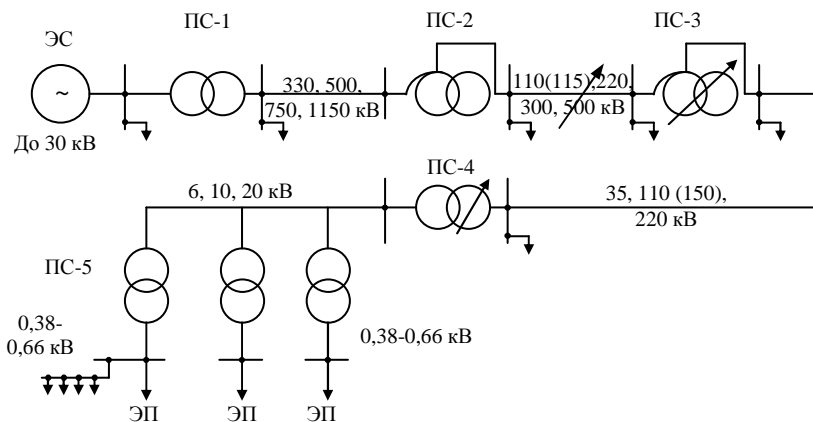


Рис. 1.5. Условная схема системы передачи и распределения ЭЭ

Они охватывают территории со сравнительно невысокой плотностью нагрузки, годовое число часов использования максимума которой также относительно невелико. Напротив, чисто промышленные сети, будучи относительно короткими, снабжают территории с большой плотностью нагрузки, причём, как правило, графики нагрузки промышленных предприятий характеризуются высокой степенью заполненности. В какой-то степени промежуточное положение занимают в этом плане городские сети. Сочетание коммунально-бытовых и промышленных потребителей на городских территориях обуславливает значительную неравномерность графиков нагрузок узлов городской сети.

Помимо признаков, косвенно связанных со значением номинального напряжения сети, существуют и другие. Так, например, классифицируют сети по роду тока, по конфигурации, по отношению к помещению и по конструктивному выполнению.

В соответствии с родом тока различают сети переменного и постоянного тока. О первой группе речь шла выше. В дополнение следует указать, что в России сети трёхфазного переменного тока напряжением 110 кВ и выше выполняются с эффективно заземлённой нейтралью, а сети более низких напряжений – с изолированной или заземлённой через дугогасящий реактор нейтралью.

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

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

По отношению к помещению различают внутренние и наружные сети.

По конструктивному выполнению сети делятся на внутренние проводки (до 1000 В), кабельные (до 500 кВ) и воздушные (до 750-1150 кВ) сети. Сети внутри промышленных предприятий частично выполняются закрытыми комплектными токопроводами, прокладываемыми вдоль колонн и стен цехов на высоте, допустимой по условиям производства. Кабельные сети 6-20 кВ в настоящее время являются основой городских и промышленных распределительных сетей. Воздушные сети характерны для электроснабжения сельских потребителей, а также для районных и системообразующих сетей.

1.5. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О РАЗВИТИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Одним из важнейших показателей уровня электроэнергетики страны является развитие электрических сетей – линий электропередачи и подстанций [4]. От ЭС мощностью в несколько миллионов киловатт каждая протянулись на тысячу и более километров к промышленным центрам ЛЭП сверхвысокого напряжения СВН-500-750-1150 кВ.

Общая протяжённость воздушных линий (ВЛ) электропередачи напряжением 110 кВ и выше на начало 2006 г. в одноцепном исчислении составила по стране 459 тыс. км, а установленная мощность ПС – 683,6 млн. кВ·А, в том числе на отраслевых ПС, обеспечивающих электроснабжение тяговых ПС электрофицированных участков железных дорог, насосных и компрессорных станций нефте- и газопроводов, металлургических заводов и других потребителей ЭЭ, установлено около 100 млн. кВ·А трансформаторной мощности.

Первая ВЛ напряжением 110 кВ в России была построена в 1922 г. для передачи мощности от Каширской ГРЭС в Москву. С вводом в работу этой ВЛ было положено начало развитию электрической сети страны. Для обеспечения передачи мощности от Нижне-Свирской ГЭС в Ленинград в 1933 г. была введена в работу первая ВЛ 220 кВ. В современном понимании электрические сети начали развиваться высокими темпами только со второй половины 1950-х гг., что связано с завершением работ по восстановлению народного хозяйства после Великой Отечественной войны, устойчивым характером роста спроса на ЭЭ, развитием генерирующего комплекса электроэнергетики и формированием ЭНС.

В 1956 г. вошла в эксплуатацию первая ВЛ 400 кВ – Куйбышевская ГЭС-Москва. С переводом первых электропередач 400 на 500 кВ (1959) был поставлен вопрос о введении промежуточного напряжения между 500 и 220 кВ. Таким напряжением явилось 330 кВ, а первая электропередача этого класса напряжения Прибалтийская ГРЭС–Рига была введена в работу в 1959 г.

При практической реализации рекомендаций по введению в действующую систему напряжений 110-220-500 кВ промежуточного напряжения – 330 кВ – в электрических сетях нашей страны стали параллельно развиваться две системы напряжений: 110-220-500-1150 кВ и 110-330-750 кВ.

В электрических сетях большинства ЭНС России принята шкала напряжений 110-220-500-1150 кВ. В ОЭС Северо-Запада и частично в ОЭС Центра используется шкала 110-330-750 кВ. В ОЭС Центра сети 330 и 750 кВ, а в ОЭС Северного Кавказа сети напряжением 330 кВ получили определённое распространение и в перспективе намечены к дальнейшему развитию, как правило, в пределах районов их существующего использования.

Граница использования указанных систем напряжений в ЕЭС России в течение последних 15 лет постепенно смещалась в восточном направлении. Указанное является следствием использования напряжений 750 и 330 кВ для выдачи мощности Калининской, Смоленской и Курской АЭС, расположенных в зоне стыка двух систем напряжений. Если на начало 1980 г. восточная граница распространения сетей 750 кВ лежала на линии Ленинград–Калинин–Брянск–Курск, то к концу 2000 г. линия разграничения систем напряжений проходила через Санкт-Петербург–Владимир–Михайлов–Курск; т.е. на 200...250 км восточнее. В перспективный период дальнейшее развитие сетей 750 кВ и их возможное смещение в восточном направлении будет связано с продолжением строительства АЭС и доведением ряда действующих АЭС до проектной мощности.

Смещение сетей 330 кВ в восточном направлении за этот же период носит ограниченный характер, поскольку в прилегающих энергосистемах получила значительное развитие сеть напряжением 220 кВ.

В условиях использования двух различных систем номинальных напряжений схема сети в зонах стыковки обеих шкал развивается таким образом, чтобы свести к минимуму трансформации 220/330, 330/500 и 500/750 кВ.

По оценке на начало 2004 г. система 330-750 кВ обеспечивала передачу и распределение около 11% всей мощности ЭС страны.

Основу транспортной системы ЕЭС России составляют электрические сети напряжением 500-750-1150 кВ. Общая протяжённость ВЛ этих классов напряжений на начало 2007 г. составила 43,8 тыс. км, а установленная трансформаторная мощность ПС этих напряжений – около 114,4 млн. кВ·А.

Электрические сети 500 кВ эксплуатируются во всех регионах страны и являются основными в ЕЭС России, выполняя системообразующие и межсистемные функции, выдачу мощности крупнейших ЭС (Балаковской АЭС, Сургутской ГРЭС, Саяно-Шушенской ГЭС и др.), электроснабжение крупных нагрузочных узлов сети 220 и 110 кВ и концентрированно расположенных потребителей нефтяной, газовой и металлургической промышленности.

Общие показатели развития электрических сетей 500 кВ на начало 2007 г. характеризуются следующими данными:

- протяжённость – 39,28 тыс. км;
- общая установленная мощность ПС – 100,41 млн. кВ·А.

Электрические сети 750 кВ используются в ОЭС Северо-Запада и частично в западной части ОЭС Центра.

Электрпередачи 750 кВ используются как системообразующие для выдачи мощности крупных ЭС, в первую очередь АЭС рассматриваемых регионов, питания мощных нагрузочных узлов 500 и 330 кВ, а также для связи ЕЭС России с ЭНС Украины и Белоруссии.

Общее развитие электрических сетей 750 кВ на начало 2007 г. характеризуется следующими количественными показателями:

- протяжённость ВЛ, включая передачи постоянного тока (ППТ) ± 400 кВ Волгоград–Донбасс – 3,6 тыс. км;
- количество ПС – 5;
- установленная мощность автотрансформаторов (АТ) – 14,0 млн. кВ·А.

Электрическая сеть 1150 кВ России состоит из участков межсистемной электропередачи Сибирь–Казахстан–Урал, которые вводились в работу с середины 80-х гг. Основное назначение электропередачи было связано с передачей мощности и ЭЭ из Сибири и Казахстана в ОЭС Урала. С отделением ЭНС Казахстана от ЕЭС России эту функцию электропередачи следует считать утраченной.

Общая протяжённость ВЛ 1150 кВ по состоянию на начало 2006 г. составила 953 км. Действующие ПС 1150 кВ на территории России отсутствуют, сооружённые ВЛ эксплуатируются на напряжении 500 кВ. Строительство ВЛ 1150 кВ продолжается. Так, в последние годы закончено строительство ВЛ Итат–ПС Алтайская (448 км). Перевод указанной электропередачи на номинальное напряжение будет осуществлён в более поздние сроки.

В период до 2010 г. планируется начать строительство ВЛ 1150 кВ ПС Алтайская–Омск протяжённостью 735 км.

Трудности переходного периода в развитии экономики страны сказались на уровне спада промышленного потребления ЭЭ и, как следствие, на резком сокращении объёмов электросетевого строительства всех напряжений. Так, среднегодовые вводы ВЛ 500, 220 и 110 кВ за последние 15 лет по России снизились в 3 раза.

Ухудшение технического состояния электрических сетей является одной из основных причин роста повреждаемости ВЛ и силового оборудования ПС. На начало 2001 г. протяжённость ВЛ напряжением 110-220 кВ со сроком эксплуатации 60 и более лет определена в размере порядка 9 тыс. км; из них около 70% подлежит восстановительному ремонту.

На ПС напряжением 110-220 кВ со сроком службы более 50 лет требуют замены трансформаторы суммарной мощностью 8,5 млн. кВ·А, из которых более половины подлежат восстановлению. При замене оборудования на ПС рекомендуется ориентироваться на лучшие образцы оборудования выпускаемого отечественными заводами. Использование оборудования производства иностранных фирм должно относиться к «приоритетным» объектам в случаях отсутствия аналогов в номенклатуре отечественных заводов.

В 2000-е гг. продолжалось совершенствование организационной структуры электросетевого хозяйства страны. Постановлением Правительства РФ «О реформировании электроэнергетики Российской Федера-

ции» ЕЭС России была признана «общенародным достоянием и гарантией энергетической безопасности» государства. Основной частью ЕЭС «является единая национальная энергетическая сеть, включающая в себя систему магистральных линий электропередачи, объединяющих большинство регионов страны, и представляющая собой один из элементов гарантии целостности государства». Для «её сохранения и укрепления, обеспечения единства технологического управления и реализации государственной политики в электроэнергетике» было предусмотрено создание Федеральной сетевой компании (ФСК). В последующем постановлении Правительства РФ были утверждены критерии отнесения магистральных линий электропередачи и объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети (ЕНЭС).

Для реализации правительственной программы реформирования электроэнергетики в части электросетевого комплекса, относящегося к ЕНЭС, в ноябре 2001 г. Совет директоров ОАО РАО «ЕЭС России» определил этапы создания и основные нормы управления ФСК. В январе 2002 г. Совет директоров ОАО РАО «ЕЭС России» принял решение об учреждении ОАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ОАО «ФСК ЕЭС»). Решениями совета директоров было одобрено участие ОАО РАО «ЕЭС России» в качестве единого учредителя ОАО «ФСК ЕЭС» и утверждена кандидатура председателя правления ОАО «ФСК ЕЭС», утверждены размеры и стоимость имущества ОАО РАО «ЕЭС России», передаваемого в уставный капитал ОАО «ФСК ЕЭС», одобрена крупная сделка по внесению имущества в уставный капитал ОАО «ФСК ЕЭС». Согласно решениям совета директоров уставный капитал ОАО «ФСК ЕЭС» составил 127 млрд. р. В его оплату ОАО РАО «ЕЭС России» вносились денежные средства, а также электросетевой комплекс, принадлежавший ОАО РАО «ЕЭС России», который включал 140 ПС, линии электропередачи протяжённостью более 44 тыс. км, производственные базы, системы технического управления.

В июне 2002 г. состоялась официальная государственная регистрация новой компании – ОАО «ФСК ЕЭС», созданной как организация по управлению ЕНЭС с целью её сохранения и развития. Основными направлениями деятельности ОАО «ФСК ЕЭС» являются:

- управление ЕНЭС;
- предоставление услуг субъектам оптового рынка ЭЭ по передаче ЭЭ и присоединению к электрической сети;
- инвестиционная деятельность в сфере развития ЕНЭС;
- поддержание в надлежащем состоянии электрических сетей;
- технический надзор за состоянием сетевых объектов ЕЭС России.

К середине октября 2002 г. было завершено формирование ОАО «ФСК ЕЭС», создано семь филиалов Магистральных электрических сетей

(МЭС) и филиал «Электросетьсервис», принята на работу большая часть обслуживающего электрические сети персонала (более 9 тыс. человек), получена лицензия на эксплуатацию электрических сетей, оплачено более половины уставного капитала. Производственную основу ОАО «ФСК ЕЭС» в 2002 г. составляли: 305 наиболее мощных с точки зрения пропускной способности высоковольтных ВЛ напряжением 330-500-750-1150 кВ протяжённостью около 44 тыс. км.

По электрическим сетям ОАО «ФСК ЕЭС» в 2002 г. передавалось свыше 319 млрд. кВт·ч ЭЭ, что составило 36% всей вырабатываемой в РФ ЭЭ.

Вопросы для самопроверки

1. Какие системы входят в ТЭК?
2. Какие системы входят в состав ЭНС?
3. Чем отличаются понятия ЭЭС и ЭНС?
4. Какова иерархическая структура ЭНС РФ?
5. Каковы особенности ЭЭС по сравнению с другими системами ТЭК?
6. Какие электроустановки входят в состав электрической сети?
7. Каковы особенности сетей современных ЭНС?
8. Каким требованиям должна удовлетворять электрическая сеть?
9. Каковы номинальные напряжения электрических сетей трёхфазного переменного тока?
10. Как различаются электрические сети по значению номинального напряжения?
11. Какова классификация электрических сетей по размерам территории, по назначению, по характеру потребителей, по роду тока, по конфигурации, по отношению к помещению, по конструктивному выполнению?

Глава 2

КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ И УСЛОВИЯ РАБОТЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

2.1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ

Линии электропередачи (ЛЭП) – центральный элемент системы передачи и распределения ЭЭ. Линии выполняются преимущественно воздушными (ВЛ) и кабельными (КЛ). На энергоёмких предприятиях применяют также токопроводы, на генераторном напряжении электростанций – шинопроводы; в производственных и жилых зданиях – внутренние проводки.

Выбор типа ЛЭП, её конструктивного исполнения определяется назначением линии, местом расположения (прокладки) и, соответственно, её

номинальным напряжением, передаваемой мощностью, дальностью электропередачи, площадью и стоимостью занимаемой (отчуждаемой) территории, климатическими условиями, требованиями электробезопасности и технической эстетики и рядом других факторов и в конечном итоге экономической целесообразностью передачи ЭЭ. Указанный выбор производится на стадиях принятия проектных решений.

В данной и следующей главах формулируются требования, которые должны удовлетворять ЛЭП (ВЛ и КЛ), условия их выполнения и на их основе представляются некоторые принципы и варианты конструктивного исполнения ЛЭП.

Наиболее распространены на всех ступенях системы электроснабжения ВЛ ввиду их относительно малой стоимости. По этой причине применение ВЛ должно рассматриваться в первую очередь.

2.2. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ И ОСНОВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ

Воздушными называются линии, предназначенные для передачи и распределения ЭЭ по проводам, расположенным на открытом воздухе и поддерживаемым с помощью опор и изоляторов. Воздушные ЛЭП сооружаются и эксплуатируются в самых разнообразных климатических условиях и географических районах, подвержены атмосферному воздействию (ветер, гололёд, дождь, изменение температуры). В связи с этим ВЛ должны сооружаться с учётом атмосферных явлений, загрязнения воздуха, условий прокладки (слабозаселённая местность, территория города, предприятия) и др. Из анализа условий ВЛ следует, что материалы и конструкции линий должны удовлетворять ряду требований [7]: экономически приемлемая стоимость, хорошая электропроводность и достаточная механическая прочность материалов проводов и тросов. Стойкость их к коррозии, химическим воздействиям; линии должны быть электрически и экономически безопасны, занимать минимальную территорию.

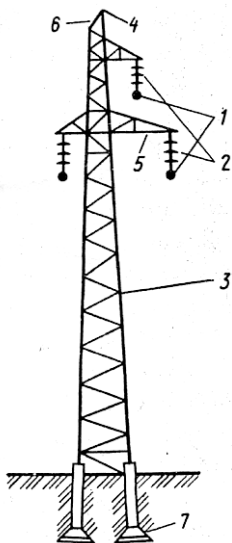


Рис. 2.1. Основные элементы воздушных линий электропередачи

Основными элементами ВЛ (рис. 2.1) являются: 1 – провода; 2 – изоляторы; 3 – опора; 4 – грозозащитные тросы; 5 – траверсы; 6 – тросостойки; 7 – фундаменты.

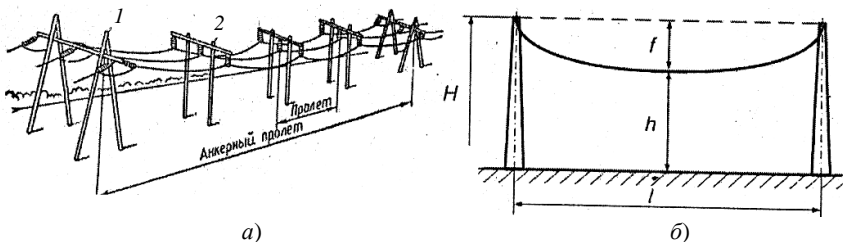


Рис. 2.2. Конструктивная схема одноцепной ВЛ:
а – 1 – анкерная опора; 2 – промежуточная опора;
б – основные характеристики габаритного пролёта ВЛ

По конструктивному исполнению опор наиболее распространены одно- и двухцепные ВЛ. На трассе линии могут сооружаться до четырёх цепей. Трасса линии – полоса земли, на которой сооружается линия. Одна цепь высоковольтной ВЛ объединяет три провода (комплекта проводов) трёхфазной линии, в низковольтной – от трёх до пяти проводов. В целом конструктивная часть ВЛ (рис. 2.2) характеризуется типом опор, длинами пролётов, габаритными размерами, конструкцией фаз, количеством изоляторов.

Длины пролётов ВЛ выбирают по экономическим соображениям, так как с увеличением длины проекта l возрастает провес проводов f , необходимо увеличить высоту опор H , чтобы не нарушить допустимый габарит линии h (рис. 2.2, б), при этом уменьшится количество опор и изоляторов на линии. Габарит линии h – наименьшее расстояние от нижней точки провода до земли (воды, полотна дороги) – должен быть таким, чтобы обеспечить безопасность движения людей и транспорта под линией. Это расстояние зависит от номинального напряжения линии и условий местности (населённая, ненаселённая). Расстояние между соседними фазами линии зависит главным образом от её номинального напряжения. Основные конструктивные размеры ВЛ приведены в табл. 2.1 [8].

2.1. Конструктивные размеры ВЛ

Номинальное напряжение, кВ	Расстояние между фазами D , м	Длина пролёта l , м	Высота опоры H , м	Габарит линии h , м
< 1	0,5	40...50	8...9	6...7
6-10	1	50...80	10	6...7
35	3	150...200	12	6...7
110	4...5	170...250	13...14	6...7
150	5,5	200...280	15...16	7...8
220	7	250...350	25...30	7...8
330	9	300...400	25...30	7,5...8
500	10...12	350...450	25...30	8
750	14...16	450...750	30...41	10...12
1150	12...19	...	33...54	14,5...17,5

Конструкция фазы ВЛ в основном определяется количеством проводов в фазе. Если фаза выполнена несколькими проводами, она называется расщеплённой. Расщеплёнными выполняют фазы ВЛ высокого и сверхвысокого напряжения.

2.3. ОПОРЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

Опоры ВЛ – конструкции, предназначенные для поддержания проводов на необходимой высоте над землёй, водой или каким-либо инженерным сооружением. Кроме того, на опорах в необходимых случаях подвешивают стальные заземлённые тросы для защиты проводов от прямых ударов молнии и связанных с этим перенапряжений.

Типы и конструкции опор разнообразны. В зависимости от назначения и размещения на трассе ВЛ они подразделяются на промежуточные и анкерные. Отличаются опоры материалом, исполнением и способом крепления, подвязки проводов. В зависимости от материала они бывают деревянные, железобетонные и металлические.

Промежуточные опоры наиболее простые, служат для поддержания проводов на прямых участках линии. Они встречаются наиболее часто; доля их в среднем составляет 80...90% от общего числа опор ВЛ. Провода к ним крепят с помощью поддерживающих (подвесных) гирлянд изоляторов или штыревых изоляторов. Промежуточные опоры в нормальном режиме испытывают нагрузку в основном от собственного веса проводов, тросов и изоляторов, подвесные гирлянды изоляторов свисают вертикально. Промежуточные опоры в одноцепном исполнении рассчитываются на обрыв только одного из проводов.

Анкерные опоры устанавливают в местах крепления проводов; они делятся на концевые, угловые, промежуточные и специальные. Анкерные опоры, рассчитанные на продольные и поперечные составляющие тяжения проводов (натяжные гирлянды изоляторов расположены горизонтально), испытывают наибольшие нагрузки и рассчитываются на обрыв как минимум половины проводов. Поэтому они значительно сложнее и дороже промежуточных; число их на каждой линии должно быть минимальным. В частности, концевые и угловые опоры, устанавливаемые в конце или на повороте линии, испытывают постоянное тяжение проводов и тросов: одностороннее или по равнодействующей угла поворота; промежуточные анкерные, устанавливаемые на протяжённых прямых участках, также рассчитываются на одностороннее тяжение, которое может возникнуть при обрыве части проводов в примыкающем к опоре пролёте.

Специальные опоры бывают следующих типов: переходные – для больших пролётов пересечения рек, ущелий; ответвительные – для выполнения ответвлений от основной линии; транспозиционные – для изменения порядка расположения проводов на опоре.

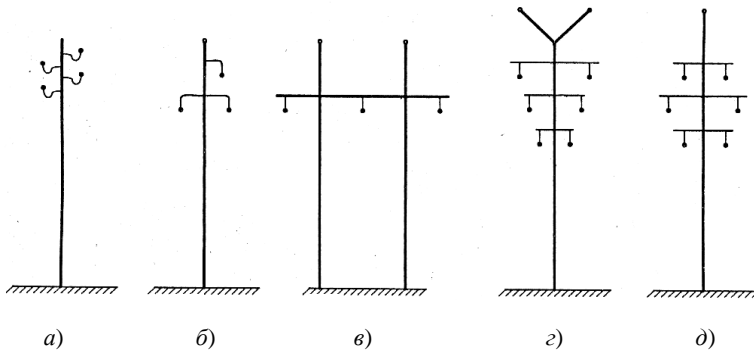


Рис. 2.3. Расположение проводов и тросов на опорах:
а, б – треугольное; *в* – горизонтальное; *г* – обратной «ёлкой»;
д – шестиугольное «бочкой»

Наряду с назначением (типом) конструкция опоры определяется количеством цепей ВЛ и взаимным расположением проводов (фаз). Опоры (и линии) выполняются в одно- или двухцепном варианте, при этом провода на опорах могут размещаться треугольником, горизонтально, обратной «ёлкой» и шестиугольником, или «бочкой» (рис. 2.3).

Несимметричное расположение фазных проводов по отношению друг к другу (рис. 2.3) обуславливает неодинаковость индуктивностей и ёмкостей разных фаз. Для обеспечения симметрии трёхфазной системы и выравнивания по фазам реактивных параметров на длинных линиях (более 100 км) напряжением 110 кВ и выше осуществляют перестановку (транспозицию) проводов в цепи с помощью соответствующих опор. При полном цикле транспозиции каждый провод (фаза) равномерно по длине линии занимает последовательно положение всех трёх фаз на опоре (рис. 2.4).

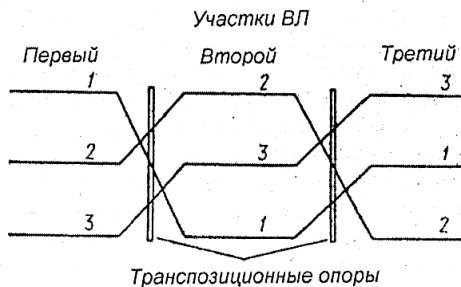


Рис. 2.4. Схема транспозиции проводов

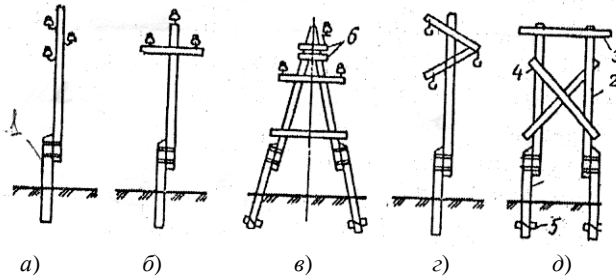


Рис. 2.5. Применение деревянных опор и тип опор:
a – промежуточная 0,38-10 кВ; *б* – промежуточная 0,38-35 кВ;
в – угловая промежуточная 6-35 кВ; *г* – промежуточная 35 кВ;
д – промежуточная свободно стоящая 35-220 кВ

Деревянные опоры (рис. 2.5) изготавливают из сосны или лиственницы и применяют на линиях напряжением до 110 кВ в лесных районах, но всё реже. Основными элементами опор являются пасынки (приставки) 1, стойки 2, траверсы 3, раскосы 4, подтраверсные брусья б и ригели 5. Опоры просты в изготовлении, дешёвы, удобны в транспортировке. Основной их недостаток – недолговечность из-за гниения древесины, несмотря на её обработку антисептиком. Применение железобетонных пасынков (приставок) увеличивает срок службы опор до 20 – 25 лет.

Железобетонные опоры (рис. 2.6) наиболее широко применяются на линиях напряжением до 750 кВ. Они могут быть свободно стоящими (промежуточными) и с оттяжками (анкерными). Железобетонные опоры долговечнее деревянных, просты в эксплуатации, дешевле металлических.

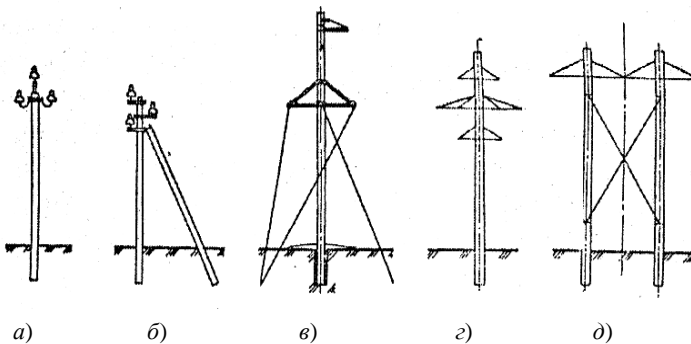


Рис. 2.6. Применение железобетонных опор ВЛ и тип опор:
a – промежуточная 6-10 кВ; *б* – угловая промежуточная 6-35 кВ; *в* – анкерно-угловая одноцепная на оттяжках 35-220 кВ; *г* – промежуточная двухцепная 110-220 кВ; *д* – промежуточная одноцепная порталная 330-500 кВ

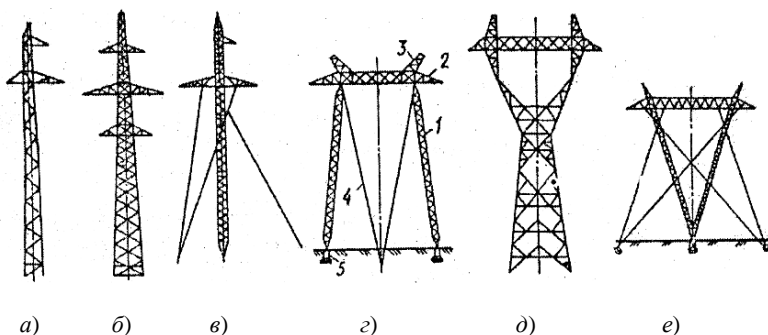


Рис. 2.7. Применение металлических опор на ВЛ и тип опоры:
а – промежуточная одноцепная башенного типа 35-330 кВ; *б* – промежуточная двухцепная башенного типа 35-330 кВ; *в* – промежуточная одноцепная на оттяжках 11-330 кВ; *г* – промежуточная порталная на оттяжках 330-500 кВ; *д* – промежуточная свободно стоящая (типа «рюмка») 500-750 кВ; *е* – промежуточная на оттяжках типа «набла» 750 кВ

Металлические (стальные) опоры (рис. 2.7) применяют на линиях напряжением 35 кВ и выше. Они прочны и надёжны, но достаточно металлоёмкие, занимают большую площадь, требуют для установки сооружения специальных железобетонных фундаментов и в процессе эксплуатации должны окрашиваться для предохранения от коррозии.

Металлические опоры используются в тех случаях, когда технически сложно и неэкономично соорудить ВЛ на деревянных и железобетонных опорах (переходы через реки, ущелья, выполнение отпаек от ВЛ и т.п.).

В России разработали унифицированные металлические и железобетонные опоры различных типов для ВЛ всех напряжений, что позволяет серийно их производить, ускорять и удешевлять сооружение линий.

2.4. ПРОВОДА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

Провода предназначены для передачи ЭЭ. Наряду с хорошей электропроводностью (возможно меньшим электрическим сопротивлением), достаточной механической прочностью и устойчивостью против коррозии, они должны удовлетворять условиям экономичности. С этой целью применяют провода из наиболее дешёвых металлов – алюминия, стали, специальных сплавов алюминия. Хотя медь обладает наибольшей проводимостью, медные провода из-за высокой стоимости и необходимости для других целей в новых линиях не используются. Их использование допускается в контактных сетях, в сетях горных предприятий.

На ВЛ применяются преимущественно неизолированные (голые) провода. По конструктивному исполнению провода могут быть одно- и многопроволочными, полыми (рис. 2.8). Однопроволочные, преимущественно

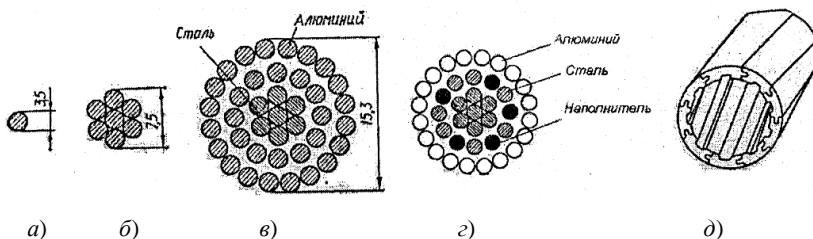


Рис. 2.8. Конструкции неизолированных проводов ВЛ:

а – однопроволочный; *б* – многопроволочный; *в* – сталеалюминиевый;
г – многопроволочный с наполнителем; *д* – полый

стальные провода, используются ограниченно в низковольтных сетях. Для придания им гибкости и большей механической прочности провода изготавливают многопроволочными из одного металла (алюминия или стали) и из двух металлов (комбинированные) – алюминия и стали. Сталь в проводе увеличивает механическую прочность.

Исходя из условий механической прочности, алюминиевые провода марок А и АКП (рис. 2.8) применяют на ВЛ напряжением до 35 кВ. ВЛ 6-35 кВ могут также выполняться сталеалюминиевыми проводами, а выше 35 кВ линии монтируются исключительно сталеалюминиевыми проводами. Сталеалюминиевые провода имеют вокруг стального сердечника повивы из алюминиевых проволок. Площадь сечения стальной части обычно в 4 – 8 раз меньше алюминиевой, но сталь воспринимает около 30...40% всей механической нагрузки; также провода используются на линиях с длинными пролётами и на территориях с более тяжёлыми климатическими условиями (с большей толщиной стенки гололёда). В марке сталеалюминиевых проводов указывается сечение алюминиевой и стальной части, например, АС 70/11, а также данные об антикоррозийной защите, например, АСКС, АСКП – такие же провода, как и АС, но с наполнителем сердечника (С) или всего провода (П) антикоррозийной смазкой; АСК – такой же провод, как и АС, но с сердечником, покрытым полиэтиленовой плёнкой. Провода с антикоррозийной защитой применяются в районах, где воздух загрязнён примесями, действующими разрушающе на алюминий и сталь. Площади сечения проводов нормированы государственным стандартом и приводятся в справочной литературе [4, 7].

Повышение диаметров проводов при неизменности расхода проводникового материала может осуществляться применением проводов с наполнителем из диэлектрика и полых проводов (рис. 2.8, г, д). Такое использование снижает потери на коронирование. Полые провода используются главным образом для ошиновки распределительных устройств 220 кВ и выше.

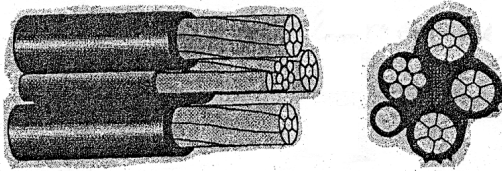


Рис. 2.9. Конструктивное исполнение самонесущего изолированного провода

Провода из сплавов аммония (АН – нетермообработанные, АЖ – термообработанные) имеют большую по сравнению с алюминиевыми механическую прочность и практически такую же электрическую проводимость. Они используются на ВЛ напряжением выше 1 кВ в районах с толщиной стенки гололёда до 20 мм.

Всё большее применение находят ВЛ с самонесущими изолированными проводами напряжением 0,38-10 кВ [7, 9]. В линиях напряжением 380/220 В провода состоят из несущего изолированного или неизолированного провода, являющегося нулевым, трёх изолированных фазных проводов, одного изолированного провода (любой фазы) наружного освещения. Фазные изолированные провода навиты вокруг несущего нулевого провода (рис. 2.9). Несущий провод является сталеалюминиевым, а фазные – алюминиевыми. Последние покрыты светостойким термостабилизированным (сшитым) полиэтиленом (провод типа АПВ). К преимуществам ВЛ с изолированными проводами перед линиями с голыми проводами можно отнести отсутствие изоляторов на опорах, максимальное использование высоты опоры для подвески проводов; нет необходимости в обрезке деревьев в зоне прохождения линии [10].

2.5. ГРОЗОЗАЩИТНЫЕ ТРОСЫ

Грозозащитные тросы наряду с искровыми промежутками, разрядниками, ограничителями напряжений и устройствами заземления служат для защиты линии от атмосферных перенапряжений (грозовых разрядов). Тросы подвешивают над фазными проводами (рис. 2.1) на ВЛ напряжением 35 кВ и выше в зависимости от района по грозовой деятельности и материала опор, что регламентируется ПУЭ [2].

В качестве грозозащитных проводов обычно применяют стальные оцинкованные канаты марок С 35, С 50 и С 70, а при использовании тросов для высокочастотной связи – сталеалюминиевые провода. Крепление тросов на всех опорах ВЛ напряжением 220-750 кВ должно быть выполнено при помощи изолятора, шунтированного искровым промежутком. На линиях 35-110 кВ крепление тросов к металлическим и железобетонным промежуточным опорам осуществляется без изоляции троса.

2.6. ИЗОЛЯТОРЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

Изоляторы предназначены для изоляции и крепления проводов. Изготавливаются они из фарфора и закалённого стекла – материалов, обладающих высокой механической и электрической прочностью и стойкостью к атмосферным воздействиям. Существенным достоинством стеклянных изоляторов является то, что при повреждении закалённое стекло рассыпается. Это облегчает нахождение повреждённых изоляторов на линии.

По конструкции, способу закрепления на опоре изоляторы разделяют на штыревые и подвесные.

Штыревые изоляторы (рис. 2.10, *а, б*) применяются для линий напряжением до 10 кВ и редко (для малых сечений) – 35 кВ. Они крепятся к опорам при помощи крюков или штырей. Подвесные изоляторы (рис. 2.10, *в*) используются на ВЛ напряжением 35 кВ и выше. Они состоят из фарфоровой или стеклянной изолирующей части 1, шапки из ковкого чугуна 2, металлического стержня 3 и цементной связки 4. Изоляторы собираются в гирлянды (рис. 2.11, *з*): поддерживающие на промежуточных опорах и натяжные на анкерных. Количество изоляторов в гирлянде зависит от напряжения, типа и материала опор, загрязнённости атмосферы. Например, в линии 35 кВ – 3–4 изолятора; 220 кВ – 12 – 14; на линиях с деревянными опорами, обладающих повышенной грозоупорностью, количество изоляторов в гирлянде на один меньше, чем на линиях с металлическими опорами; в тяжёлых гирляндах, работающих в наиболее тяжёлых условиях, устанавливают на 1–2 изолятора больше, чем в поддерживающих.

Разработаны и проходят опытную промышленную проверку изоляторы с использованием полимерных материалов (рис. 2.10, *з, д*). Они

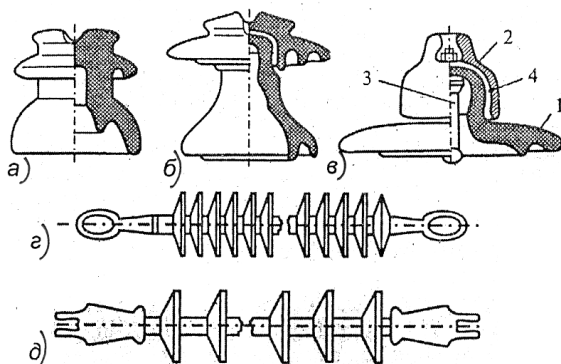


Рис. 2.10. Изоляторы воздушных линий:
а – штыревой 6-10 кВ; *б* – штыревой 35 кВ; *в* – подвесной;
з, д – стержневые полимерные

представляют собой стержневой элемент из стеклопластика, защищённый покрытием с рёбрами из фторопласта или кремнеорганической резины. Стержневые изоляторы по сравнению с подвесными имеют меньший вес и стоимость, более высокую механическую прочность, чем из закалённого стекла. Основная проблема – обеспечить возможность их длительной (более 30 лет) работы [7].

2.7. ЛИНЕЙНАЯ АРМАТУРА

Линейная арматура предназначена для закрепления проводов к изоляторам и тросов к опорам и содержит следующие основные элементы: зажимы, соединители, дистанционные распорки и др. (рис. 2.11).

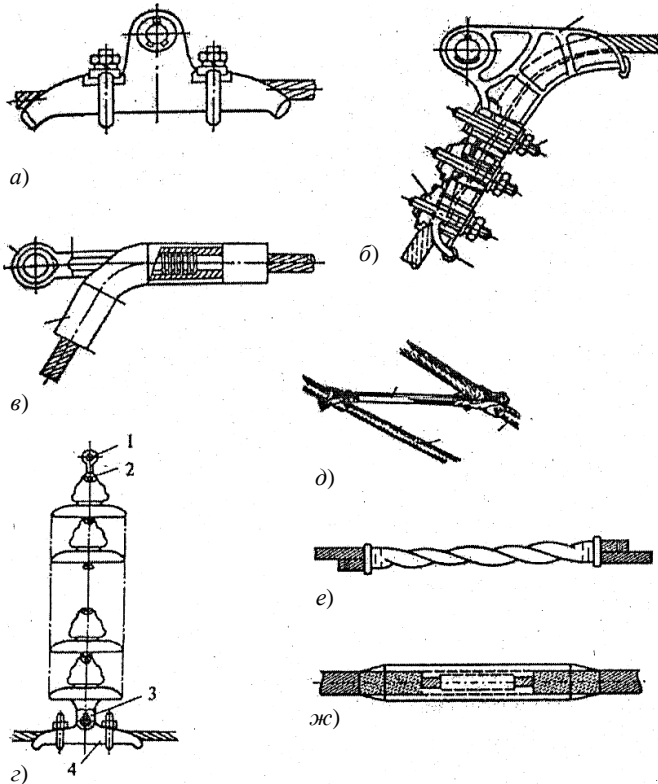


Рис. 2.11. Линейная арматура воздушных линий:

а – поддерживающий зажим; *б* – болтовой натяжной зажим; *в* – прессуемый (клиновой) болтовой зажим; *г* – поддерживающая гирлянда изоляторов; *д* – дистанционная распорка; *е* – овальный соединитель; *жс* – прессуемый соединитель

Поддерживающие зажимы применяют для подвески и закрепления проводов ВЛ на промежуточных опорах с ограниченной жёсткостью заделки (рис. 2.11, *а*). На анкерных опорах для жёсткого крепления проводов используют натяжные гирлянды и зажимы – натяжные и клиновые (рис. 2.11, *б*, *в*). Сцепная арматура (серьги, ушки, скобы, коромысла) предназначена для подвески гирлянд на опорах. Поддерживающая гирлянда (рис. 2.11, *з*) закрепляется на траверсе промежуточной опоры с помощью серьги 1, вставляемой другой стороной в шапку 2 верхнего подвесного изолятора. Ушко 3 используется для прикрепления к нижнему изолятору гирлянды поддерживающего зажима 4. Дистанционные распорки (рис. 2.11, *д*), устанавливаемые в пролётах линий 330 кВ и выше с расщеплёнными фазами, предотвращают схлёстывание, соударения и закручивание отдельных проводов фаз. Соединители применяются для соединения отдельных участков провода с помощью овальных или прессуемых соединителей (рис. 2.11, *е*, *ж*). В овальных соединителях провода либо скручиваются, либо обжимаются; в прессуемых соединителях применяются для соединения сталеалюминиевых проводов больших сечений, стальная и алюминиевые части опрессовываются отдельно.

2.8. КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

При эксплуатации ВЛ [11] приходится считаться с гололёдом, вибрацией и пляской проводов, грозowymi поражениями, набросами, разрывами гирлянд и соединений проводов, загниванием и возгоранием деревянных опор.

Рассмотрим кратко некоторые из указанных явлений и укажем меры их профилактики.

Во время туманов и дождей при температуре воздуха около $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ провода ВЛ покрываются изморозью и гололёдом. Происходит это из-за оседания и замерзания на проводе переохлаждённых частиц воды. Гололёды и плотные изморози прочно удерживаются на проводах и создают не только большие добавочные вертикальные нагрузки, но и увеличивают поверхность провода, на которую оказывает давление ветер. Особенно поражается провода из алюминия небольших сечений ($35\text{...}50\text{ мм}^2$).

Гололёд и изморозь чаще всего образуются на ВЛ, расположенных на возвышенных местах, вблизи больших водных поверхностей. Они могут привести к аварийному выходу линии из работы. Чтобы избежать подобных аварий, гололёдные образования плавят электрическим током. Практикуют также их механическое удаление. При проектировании ВЛ расчёт проводов и опор ведут с учётом возможного гололёда.

Вибрация проводов возникает при ветре скоростью $4\text{...}8\text{ м/с}$, направленном поперёк линии. Состоит это явление в том, что в проводах и тросах образуются продольные вертикальные волны амплитудой до 50 мм и

частотой 5...100 Гц. Следствием вибрации являются изломы проволок проводов у зажимов, особенно на промежуточных опорах.

Борьба с вибрацией сводится к тому, что к проводу или тросу на определенном расстоянии от поддерживающих и натяжных зажимов (0,5...1 м) подвешивают особые приспособления – гасители вибрации. Состоит такой гаситель из двух чугунных грузов *1*, соединённых стальным тросом *2* (рис. 2.12). Гасители, у которых частота собственных колебаний во много раз меньше, чем у провода, удерживают последний от вибрации.

При нормальном тяжении провода вибрация ощутима в пролётах длиной выше 80 м для алюминиевых и сталеалюминиевых проводов сечением до 95 мм² и в пролётах более 100 м – для сталеалюминиевых проводов сечением 120 мм² и выше.

Установлена большая повреждаемость от вибрации алюминиевых и сталеалюминиевых проводов малых сечений. Для этих проводов разработана защита от вибраций посредством «демпфирующей петли» *1*, изготовляемой из провода той же марки. Петля прикрепляется к проводу болтовыми зажимами *2* по обе стороны поддерживающего зажима *3* у подвесной гирлянды изоляторов *4* (рис. 2.13).

Участки воздушных линий, защищаемые от поперечных ветров (горные долины и лесные массивы с высотой деревьев, превышающей высоту подвеса проводов и тросов на опоре), не нуждаются в защите от вибрации.

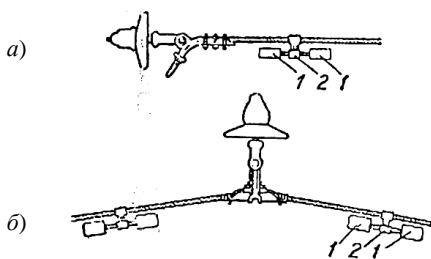


Рис. 2.12. Установка гасителей вибрации у натяжных зажимов (*а*) и поддерживающих зажимов (*б*)

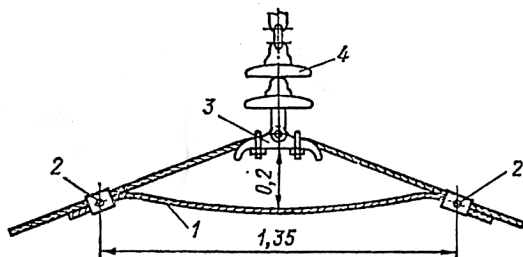


Рис. 2.13. Демпфирующая петля (АС-70) (размеры в метрах)

На воздушных линиях, проходящих по открытой местности при скорости ветра 10...30 м/с и направлении его к оси линии под углом и не в горизонтальной плоскости, возникает другое явление, называемое пляска проводов.

Это явление представляет собой колебание проводов с малой частотой (несколько колебаний в секунду) и большой амплитудой, достигающих до значения стрелы провеса провода.

Пляска проводов объясняется аэродинамическими свойствами провода и чаще всего возникает при наличии на проводе гололёдных отложений. Колебания происходят в плоскости, близкой к вертикальной, и приводит к схлёстыванию проводов различных фаз, а иногда и к разрывам креплений гирлянд и даже поломке траверсы.

Возгорание деревянных опор происходит из-за загрязнения изоляторов, ослабления болтового крепления траверсы со стойкой и из-за неплотных контактов между болтами и древесиной траверсы.

В распределительных сетях 6-10 кВ с железобетонными опорами из-за пробоя изоляторов происходят однополюсные замыкания на землю. При отсутствии у опор заземлений однополюсные замыкания на землю с токами в дуге 15-20 А оказывают разрушительные действия на арматуру и бетон и вызывают опасность поражения людей при прикосновении к опоре. Поэтому нормативное значение ёмкостного тока замыкания на землю в сетях 6-10 кВ с железобетонными опорами в настоящее время ограничено 10 А, а опоры заземляются.

Вопросы для самопроверки

1. Как классифицируются ЛЭП по конструктивному исполнению?
2. Какими факторами определяется выбор типа ЛЭП?
3. Каким требованиям должны удовлетворять материалы и конструкции ВЛ?
4. Из каких основных конструктивных элементов состоит ВЛ? Каковы её основные геометрические характеристики? Чем они определяются?
5. В чём состоит назначение опор? Каковы их типы, различающиеся по функциональному назначению?
6. В чём состоят преимущества и недостатки деревянных, железобетонных и металлических опор?
7. Какие материалы применяются для изготовления проводов и грозозащитных тросов? В чём состоят преимущества и недостатки алюминиевых, медных и сталеалюминиевых проводов?
8. Какие типы изоляторов используются на ВЛ?
9. Какова основная арматура ВЛ? Каково её назначение?
10. Какова конструкция линии с изолированными проводами? В чём состоят преимущества таких линий?

Глава 3 КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

3.1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ

Кабельная линия (КЛ) – линия для передачи ЭЭ, состоящая из одного или нескольких кабелей, выполненная определённым способом прокладки. Кабельные линии прокладывают там, где строительство ВЛ невозможно из-за стеснённой территории, неприемлемо по условиям техники безопасности, нецелесообразно по экономическим, архитектурно-планировочным показателям и другим требованиям [7, 11]. Наибольшее применение КЛ нашли при передаче и распределении ЭЭ на промышленных предприятиях и в городах (системы внутреннего электроснабжения), при передаче ЭЭ через большие водные пространства и т.п.

Достоинства и преимущества КЛ по сравнению с воздушными: неподверженность атмосферным воздействиям, скрытность трассы и недоступность для посторонних лиц, меньшая повреждаемость, компактность линии и возможность широкого развития электроснабжения потребителей городских и промышленных районов. Однако КЛ значительно дороже воздушных того же напряжения (в среднем в 2–3 раза для линий 6–35 кВ и в 5–6 раз для линий 110 кВ и выше), сложнее при сооружении и эксплуатации.

3.2. КОНСТРУКЦИИ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

В состав КЛ входят: кабель, соединительные и концевые муфты, строительные конструкции, элементы крепления и др.

Кабель – готовое заводское изделие, состоящее из изолированных и токопроводящих жил, заключённых в защитную герметичную оболочку и броню, предохраняющие их от влаги, кислот и механических повреждений. Силовые кабели имеют от одной до четырёх алюминиевых или медных жил сечением 1,5...2000 мм². Жилы сечением до 16 мм² – однопроволочные, свыше – многопроволочные. По форме сечения жилы круглые, сегментные или секторные.

Кабели напряжением до 1 кВ выполняются, как правило, четырёхжильными, напряжением 6–35 кВ – трёхжильными, а напряжением 110–220 кВ – одножильными.

Защитные оболочки делаются из свинца, алюминия, резины и полихлорвинила. В кабелях напряжением 35 кВ каждая жила дополнительно заключаются в свинцовую оболочку, что создаёт более равномерное электрическое поле и улучшает отвод тепла. Выравнивание электрического поля у кабелей с пластмассовой изоляцией и оболочкой достигается экранированием каждой жилы полупроводящей бумагой.

В кабелях на напряжение 1–35 кВ для повышения электрической прочности между изолированными жилами и оболочкой прокладывается слой поясной изоляции.

Броня кабеля, выполненная из стальных лент или стальных оцинкованных проволок, защищается от коррозии наружным покровом из кабельной пряжи, пропитанной битумом и покрытой меловым составом.

В кабелях напряжением 110 кВ и выше для повышения электрической прочности бумажной изоляции их наполняют газом или маслом под избыточным давлением (газонаполненные и маслоснаполненные кабели).

Конструкции некоторых кабелей представлены на рис. 3.1. На рисунке 3.1, *а, б* даны силовые кабели напряжением до 10 кВ.

Четырёхжильный кабель напряжением 380 В (см. рис. 3.1, *а*) содержит элементы: 1 – токопроводящие жилы (фазные); 2 – бумажная фазная и поясная изоляции; 3 – защитная оболочка; 4 – стальная броня; 5 – защитный покров; 6 – бумажный наполнитель; 7 – нулевая жила.

Трёхжильный кабель с бумажной изоляцией напряжением 10 кВ (рис. 3.1, *б*) содержит элементы: 1 – токопроводящие жилы; 2 – фазная изоляция; 3 – общая поясная изоляция; 4 – защитная оболочка; 5 – подушка под броней; 6 – стальная броня; 7 – защитный покров; 8 – наполнитель.

Трёхжильный кабель напряжением 35 кВ изображён на рис. 3.1, *в*. В него входят: 1 – круглые токопроводящие жилы; 2 – полупроводящие экраны; 3 – фазная изоляция; 4 – свинцовая оболочка; 5 – подушка; 6 – наполнитель из кабельной пряжи; 7 – стальная броня; 8 – защитный покров.

На рисунке 3.1, *г* представлен маслоснаполненный кабель среднего и высокого давления напряжением 110-220 кВ. Давление масла предотвращает появление воздуха и его ионизацию, устраняя одну из основных причин пробоя изоляции.

Три однофазных кабеля помещены в стальную трубу 4, заполненную маслом 2 под избыточным давлением. Токопроводящая шина 6 состоит из медных круглых проволок и покрыта бумажной изоляцией 1 с вязкой пропиткой; поверх изоляции наложен экран 3 в виде медной перфорированной ленты и бронзовых проволок, предохраняющих изоляцию от механических повреждений при протягивании кабеля в трубе. Снаружи стальная труба защищена покровом 5 [10].

Широко распространены кабели в полихлорвиниловой изоляции, производимые трёх-, четырёх- и пятижильными (3.1, *е*) или одножильными (рис. 3.1, *д*).

Кабели изготавливаются отрезками ограниченной длины в зависимости от напряжения и сечения. При прокладке отрезки соединяют посредством соединительных муфт, герметизирующих места соединения. При этом концы жил кабелей освобождают от изоляции и заделывают в соединительные зажимы.

При прокладке в земле кабелей 0,38-10 кВ для защиты от коррозии и механических повреждений место соединения заключается в защитный чугунный разъёмный кожух. Для кабелей 35 кВ используются также стальные или стеклопластиковые кожухи. На рисунке 3.2, *а* показано соединение трёхжильного низковольтного кабеля 2 в чугунной муфте 1.

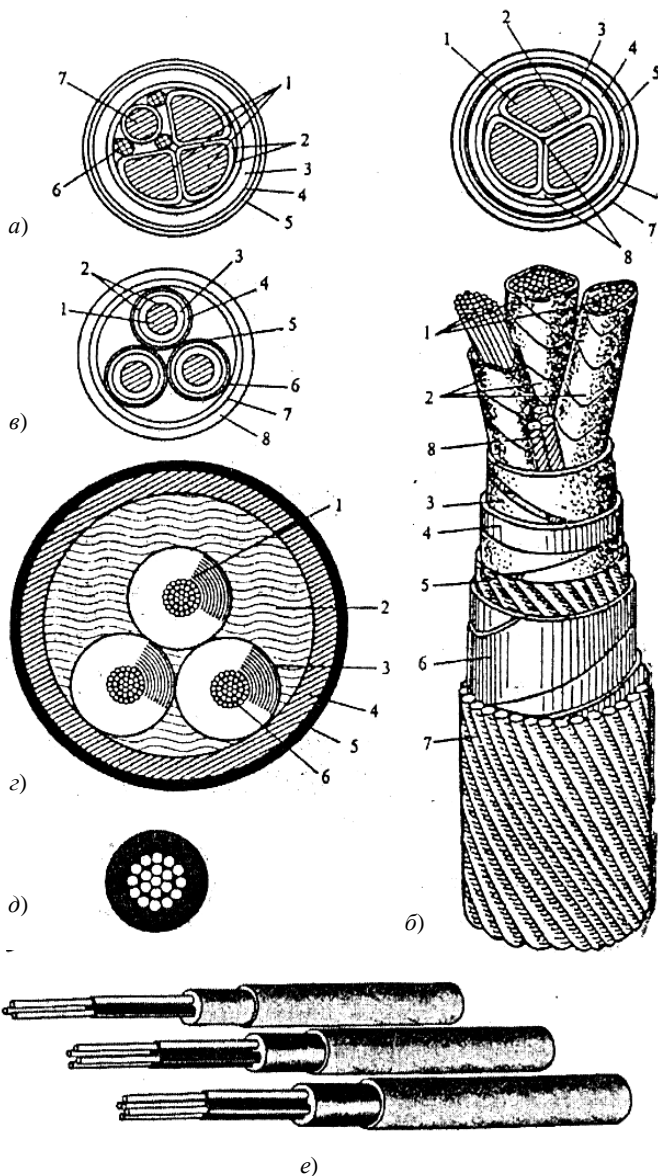


Рис. 3.1. Силовые кабели:

а – четырёхжильный напряжением 380 В; *б* – трёхжильный с бумажной изоляцией напряжением 10 кВ; *в* – трёхжильный напряжением 35 кВ; *г* – маслонаполненный высокого давления; *д* – одножильный с пластмассовой изоляцией

Концы кабеля фиксированы фарфоровой распоркой 3 и соединены зажимом 4. Муфты кабелей до 10 кВ с бумажной изоляцией заполняются битуминозными составами, кабели 20-35 кВ – маслonaполненными [5].

Для кабелей с пластмассовой изоляцией применяют соединительные муфты из термоусаживаемых изоляционных трубок, число которых соответствует числу фаз, и одной термоусаживаемой трубки для нулевой жилы, размещаемых в герметизированную муфту (рис. 3.2, б) [10]. Применяют и другие конструкции соединительных муфт.

На концах кабелей применяют концевые муфты или концевые заделки. На рисунке 3.3, а приведена мастиконаполненная трёхфазная муфта наружной установки с фарфоровыми изоляторами для кабелей напряжением 10 кВ.

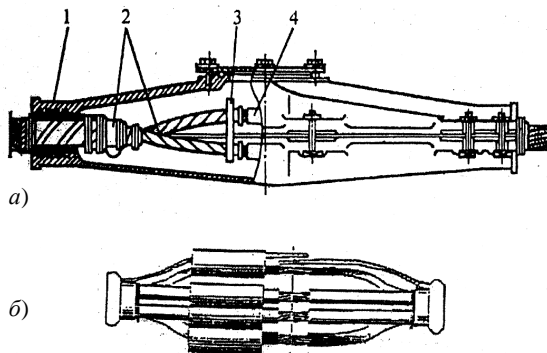


Рис. 3.2. Соединительные муфты для трёх- и четырёхжильных кабелей напряжением до 1 кВ:

а – чугунная; *б* – из термоусаживаемых изоляционных трубок

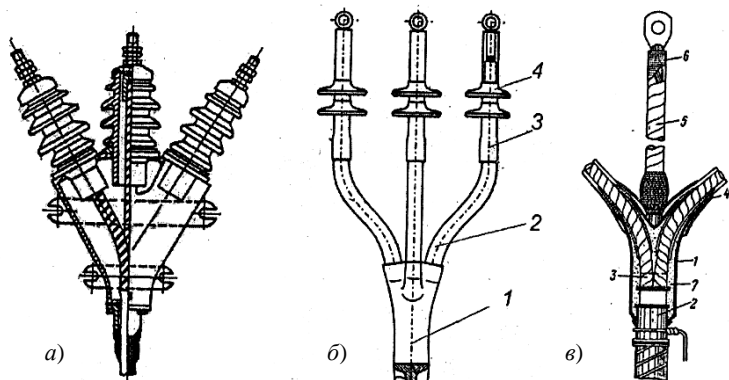


Рис. 3.3. Концевые муфты для трёхжильных кабелей напряжением 10 кВ:

а – наружной установки с фарфоровыми изоляторами; *б* – наружной установки с пластмассовой изоляцией; *в* – внутренней установки с сухой разделкой

Для трёхжильных кабелей с пластмассовой изоляцией применяется концевая муфта, представленная на рис. 3.3, б. Она состоит из термоусаживаемой перчатки 1, стойкой к воздействию окружающей среды, и полупроводящих термоусаживаемых трубок 2, с помощью которых на конце трёхжильного кабеля создаются три одножильных проводника. На отдельные жилы надеваются изоляционные термоусаживаемые трубки 3. На их монтируется нужное количество термоусаживаемых изоляторов 4.

Для кабелей 10 кВ и ниже с пластмассовой изоляцией во внутренних помещениях применяют сухую разделку (рис. 3.3, в). Разделанные концы кабеля с изоляцией 3 обматывают липкой полихлорвиниловой лентой 5 и лакируют; концы кабеля герметизируют кабельной массой 7 и изоляционной перчаткой 1, перекрывающей оболочку кабеля 2, концы перчатки и жилы дополнительно уплотняют и обматывают полихлорвиниловой лентой 4, 5, последнюю для предотвращения отставания и разматывания фиксируют бандажами из шпагата 6.

3.3. МАРКИРОВКА КАБЕЛЕЙ

Марки кабелей состоят из начальных букв, характеризующих их конструкцию [12]. Первая буква А соответствует алюминиевым жилам, отсутствие обозначений – медным. Оболочки кабелей обозначаются буквами: А – алюминиевая; С – свинцовая; Б – поливинилхлоридная; Н – резиновая, наиритовая; П – полиэтиленовая; кабели с отдельно освинцованными жилами маркируются буквой О.

Обозначения марок кабелей с различными бронированными защитными покровами отмечаются следующими буквами: Б – стальные ленты; П – плоские стальные оцинкованные проволоки; К – такие же проволоки, но круглые. Отсутствие в конструкции кабеля брони и защитного слоя обозначается буквой Г.

Маслонаполненные кабели низкого давления маркируются буквами МН в начале названия кабеля, кабели высокого давления – буквами МВД.

Например, кабелям, изображённым на рис. 3.1, а, б с медными жилами и свинцовой оболочкой соответствует марка СБ, а с алюминиевыми жилами и алюминиевой оболочкой – ААБ. Изображённому на рис. 3.1, в кабелю с медными жилами соответствует марка ОСБ.

Рядом с маркой кабеля обычно указывают число и сечение токоведущих жил кабеля. Например, СБ 3×95 означает: кабель в свинцовой оболочке, бронированный стальными лентами, с тремя жилами сечением 95 мм². Кроме того, в марке кабеля указывают и номинальное напряжение в кВ. Например, кабель СБ-10-3×95.

3.4. ПРОКЛАДКА КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Способ прокладки кабелей определяется условиями трассы линии. Кабели прокладываются [7] в земляных траншеях, блоках, туннелях, кабельных туннелях, коллекторах, по кабельным эстакадам, а также по перекрытиям зданий (рис. 3.4).

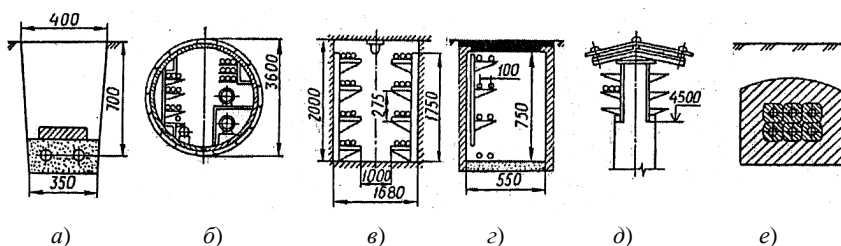


Рис. 3.4. Способы прокладки кабелей и кабельные сооружения:

a – земляная траншея; *б* – коллектор; *в* – туннель; *г* – канал; *д* – эстакада; *е* – блок

Наиболее часто на территории городов, промышленных предприятиях кабели прокладывают в земляных траншеях (рис. 3.4, *a*). Для предотвращения повреждений из-за прогибов на дне траншеи создают мягкую подушку из слоя просеянной земли или песка. При прокладке в одной траншее нескольких кабелей до 10 кВ расстояние по горизонтали между ними должно быть не менее 0,1 м, между кабелями 20-35 кВ – 0,25 м. Кабель засыпают небольшим слоем такого же грунта и закрывают кирпичом или бетонными плитами для защиты от механических повреждений. После этого кабельную траншею засыпают землёй. В местах перехода через дороги и на вводах в здания кабель прокладывают в асбестоцементных или иных трубах. Это защищает кабель от вибрации и обеспечивает возможность ремонта без вскрытия полотна дороги. Прокладка в траншеях – наименее затратный способ кабельной канализации ЭЭ.

В местах прокладки большого количества кабелей агрессивный грунт и блуждающие токи ограничивают возможность их прокладки в земле. Поэтому наряду с другими подземными коммуникациями используют специальные сооружения: коллекторы, туннели, каналы, блоки и эстакады.

Коллектор (рис. 3.4, *б*) служит для совместного размещения в нём разных подземных коммуникаций: кабельных силовых линий и связи, водопровода по городским магистралям и на территории крупных предприятий. При большом числе параллельно прокладываемых кабелей, например, от здания мощной ЭС, применяют прокладку в туннелях (рис. 3.4, *в*). При этом улучшаются условия эксплуатации, снижается площадь поверхности земли, необходимая для прокладки кабелей. Однако стоимость туннелей весьма высока. Туннель предназначен только для прокладки КЛ. Его сооружают под землёй из сборного железобетона или канализационных труб большого диаметра, ёмкость туннеля – от 20 до 50 кабелей.

При меньшем числе кабелей применяют кабельные каналы (рис. 3.4, *г*), закрытые землёй или выходящие на уровень поверхности земли. Кабельные эстакады и галереи (рис. 3.4, *д*) используют для надземной прокладки кабелей. Этот вид кабельных сооружений широко применяют там, где непосредственно прокладка силовых кабелей в земле является опасной из-за оползней, обвалов, вечной мерзлоты и т.п. В кабельных каналах, тунне-

лях, коллекторах и по эстакадам кабели прокладываются по кабельным кронштейнам.

В крупных городах и на больших предприятиях кабели иногда прокладываются в блоках (рис. 3.4, е), представляющих асбестоцементные трубы, стыки которых заделаны бетоном. Однако в них кабели плохо охлаждаются, что снижает их пропускную способность. Поэтому прокладывать кабели в блоках следует лишь при невозможности прокладки их в траншеях.

В зданиях, по стенам и перекрытиям большие потоки кабелей укладывают в металлические лотки и короба. Одиночные кабели могут прокладываться открыто по стенам и перекрытиям или скрыто: в трубах, в пустотелых плитах и других строительных частях зданий.

3.5. ТОКОПРОВОДЫ, ШИНОПРОВОДЫ И ВНУТРЕННИЕ ПРОВОДКИ

Токопроводом называют линию электропередачи, токоведущие части которой выполнены из одного или нескольких жёстко закреплённых алюминиевых или медных проводов или шин и относящихся к ним поддерживающих и опорных конструкций и изоляторов, защитных оболочек (коробов) [7].

Шинопроводом называют защищённые и закрытые токопроводы, выполненные жесткими шинами. Шинопроводы до 1 кВ применяют в цеховых сетях промышленных предприятий, более 1 кВ – в цепях генераторного напряжения для передачи ЭЭ к повышающим трансформаторам ЭС. Токопроводы 6-35 кВ используются для магистрального питания энергоёмких предприятий при токах 1,5-6,0 кА.

Внутренними электропроводами называются провода и кабели с электроустановочными и электромонтажными изделиями, предназначенные для выполнения внутренних сетей в зданиях [8]. Они выполняются открытыми и скрытыми, в большинстве случаев изолированными проводами, прокладываемыми на изоляторах или в трубах. Кабели прокладываются в каналах, полах или стенах. Иногда к внутренним электропроводам относят также токопроводы (шинопроводы) цеховых сетей промышленных предприятий.

Вопросы для самопроверки

1. В каких случаях применяются КЛ?
2. Какие существуют способы прокладки кабелей?
3. В чём состоят преимущества и недостатки КЛ по сравнению с ВЛ?
4. Какими условиями определяется выбор способа прокладки кабеля?
5. Чем конструктивно отличаются кабели 10 и 110 кВ?
6. Какие типы кабельных муфт применяются?
7. Как конструктивно устроены жёсткие и гибкие токопроводы?
8. В каких случаях целесообразнее применять ВЛ, КЛ и токопроводы?

Глава 4 ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ КАК ЭЛЕМЕНТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

4.1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ

Линия электропередачи является наиболее массовым элементом ЭЭС, связывающим между собой отдельные узловые точки её схемы [5]. В отличие от остальных элементов (синхронных электрических машин, трансформаторного оборудования, электроприёмников и т.п.) она характеризуется одной существенной особенностью, а именно представляет собой элемент с распределёнными по длине параметрами.

Передача ЭЭ по линиям электрической сети обусловлена распространением электрического поля в проводах (жилах кабелей) и окружающем их пространстве. В ВЛ под действием переменного напряжения возникает переменное магнитное поле вокруг проводов, а также переменное электрическое поле между фазными проводами и между каждым из проводов и землёй. Возникновение переменного электрического поля приводит к появлению токов смещения (зарядных токов), значения которых зависят от свойств диэлектрика, окружающего проводник, и от разности потенциалов между проводом и землёй, а для трёхфазной линии – также и между фазными проводами. Зарядные токи, накладываясь на нагрузочный ток, определяют постепенное изменение общего тока вдоль линии. Обусловленная этим током напряжённость магнитного поля также изменяется вдоль линии. Это, в свою очередь, приводит к тому, что наведённые ЭДС само- и взаимной индукции оказываются неодинаковыми для разных элементов длины линии. Неравенство этих ЭДС определяет сложный закон изменения напряжения и токов смещения вдоль линии.

Точный расчёт схемы ЛЭП с равномерно распределёнными параметрами приводит к сложным вычислениям. В связи с этим при расчёте ЛЭП в общем случае применяют Т- и П-образные схемы замещения с сосредоточенными параметрами [7] (рис. 4.1). Погрешности электрического расчёта линии при Т- и П-образной схемах замещения примерно одинаковы. Они зависят от длины линии.

Допущение о сосредоточенности параметров для реальных ЛЭП справедливо при протяжённости ВЛ, не превышающей 300...350 км, а для КЛ – 50...60 км. Для ЛЭП большей длины применяют различные способы учёта распределённости их параметров.

Размерность схемы сети и, соответственно, системы моделирующих уравнений определяется числом узлов схемы. Поэтому в практических расчётах, в особенности с использованием ЭВМ, чаще используют П-образную схему замещения, имеющую одно преимущество – меньшую размерность схемы в сопоставлении с моделированием ЛЭП Т-образной схемой.

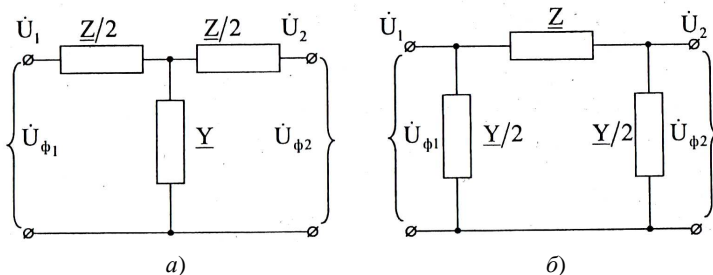


Рис. 4.1. Схема замещения ЛЭП с сосредоточенными параметрами: а – Т-образная; б – П-образная

Поэтому дальнейшее изложение будет проводиться применительно к П-образной схеме замещения [5, 7].

Выделим в схемах замещения продольные элементы – сопротивления ЛЭП $z_{\text{л}} = r_{\text{л}} + jx_{\text{л}}$ и поперечные элементы – проводимости $y_{\text{л}} = g_{\text{л}} + jb_{\text{л}}$ (рис. 4.1). Значения указанных параметров для ЛЭП определяются по общему выражению

$$P = P_0 \times L \quad (4.1)$$

где $P(r_{\text{л}}, x_{\text{л}}, g_{\text{л}}, b_{\text{л}})$ – значение параметров ЛЭП длиной L , км; $P_0(r_0, x_0, g_0, b_0)$ – значение продольного и поперечного параметра, отнесённо-

го к 1 км линии. Иногда эти параметры именуются погонными или удельными.

Значения этих параметров определяются типом линии (ВЛ или КЛ), её номинальным напряжением ($U_{\text{ном}}$) и конструктивными характеристиками (числом цепей, материалом и сечением токоведущих элементов, их расположением друг относительно друга и земли, наличием расщепления фаз и т.п.). Рассмотрим определение погонных параметров применительно к наиболее характерным типам линии электропередачи.

4.2. ПОГОННЫЕ ПАРАМЕТРЫ ВОЗДУШНЫХ И КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

4.2.1. ОДНОЦЕПНАЯ ТРАНСПОНИРОВАННАЯ ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ С НЕРАСЩЕПЛЁННОЙ ФАЗОЙ

Линии без расщепления фаз сооружаются в РФ при $U_{\text{ном}} \leq 220$ кВ. Они имеют всего три фазных провода, которые с целью обеспечения равенства реактивных параметров подвергнуты полной циклической перестановке на длине цикла транспозиции.

Погонное активное сопротивление (r_0). Активным сопротивлением проводов называется их сопротивление переменному току, определённое с учётом влияния поверхностного эффекта, наличия продольного магнитного потока, потерь в сердечнике и скрутки проволок.

Проводимость стального сердечника в сталеалюминевых проводах обычно не учитывается и принимается, что сопротивление определяется лишь алюминиевой частью провода.

Отличие погонного активного сопротивления (r_0) от омического (R_0) может быть учтено некоторым коэффициентом $k_a > 1$:

$$r_0 = R_0 k_a. \quad (4.2)$$

Коэффициент k_a , учитывающий увеличение сопротивления из-за перечисленных выше факторов, в общем случае зависит от частоты и значения тока, от материала и диаметра провода, от числа повивов алюминиевых проволок, и равен $1,02 \div 1,20$.

Погонное сопротивление сталеалюминевых проводов постоянному току (оно приводится в справочниках по каждой марке провода, «омическое») при температуре $20\text{ }^\circ\text{C}$ определяется выражением

$$R_0 = \rho_{\text{Al}(20)} \frac{k_{\text{скр}}}{F_{\text{Al}}}, \quad (4.3)$$

где $\rho_{\text{Al}(20)}$ – удельное электрическое сопротивление алюминия при $20\text{ }^\circ\text{C}$; F_{Al} – расчётное поперечное сечение токопроводящей (алюминиевой) части провода; $k_{\text{скр}} \approx 1,02$ – коэффициент, учитывающий удлинение проволок из-за скрутки. В соответствии с ГОСТом используемый для изготовления проводов алюминий характеризуется значением

$\rho_{\text{Al}(20)} = 29 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{км}}$. При сооружении ВЛ 35-150 кВ используются провода нормального исполнения (с соотношением сечений алюминиевой и стальной части $\frac{F_{\text{Al}}}{F_{\text{Ст}}} \approx 6$). При $F_{\text{Al}} = 50 \dots 185 \text{ мм}^2$ значения $R_{0(20)}$ для

таких проводов лежат в диапазоне $0,603 \dots 0,162 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$.

Активное сопротивление обуславливает нагрев проводов (тепловые потери) и зависит от материала токоведущих проводников и их сечения. Для линий с проводами небольшого сечения, выполненных цветным металлом (алюминий, медь), активное сопротивление принимает равное омическому, так как проявление поверхностного эффекта при промышленных частотах $50 \dots 60 \text{ Гц}$ незаметно (около 1%). Для проводов большого

сечения (500 мм² и более) явление поверхностного эффекта при промышленных частотах значительно.

Активное сопротивление провода ВЛ не остаётся постоянным. Оно зависит от температуры провода, которая определяется температурой окружающего воздуха (среды), скоростью ветра и значением проходящего по проводу тока.

При выполнении расчётов установившихся режимов электрических сетей, в особенности на стадии проектирования, когда исходная информация о нагрузках элементов сети и их изменении во времени (в суточном, годовом и многолетнем разрезах) является ориентировочной, при определении погонного активного сопротивления обычно используются два общепринятых допущения:

- отличием r_0 от R_0 при частоте 50 Гц можно пренебречь;
- отличие среднеексплуатационной температуры провода от 20 °С не учитывается.

Возникающая при этих допущениях погрешность, как правило, лежит в пределах точности задания других исходных данных.

Погонное индуктивное сопротивление (x_0). Индуктивное сопротивление обусловлено магнитным полем, возникающем вокруг и внутри проводника при протекании по нему переменного тока. В проводнике наводится ЭДС самоиндукции, направленная в соответствии с принципом Ленца противоположно ЭДС источника

$$e_L = -\frac{d\psi}{dt} = -L \frac{di}{dt}.$$

Противодействие, которое оказывает ЭДС самоиндукции изменению ЭДС источника, и обуславливает индуктивное сопротивление проводника.

Чем больше изменение потокосцепления $\frac{d\psi}{dt}$, определяемое частотой

тока $\omega = 2\pi f$ (скоростью изменения тока $\frac{di}{dt}$), и значение индуктивности

фазы L , зависящая от конструкции (разветвлённости) фазы и трёхфазной ЛЭП в целом, тем больше индуктивное сопротивление элемента $x = \omega L$. То есть для одной и той же линии (или просто электрической катушки) с ростом частоты питающего тока f индуктивное сопротивление увеличивается. Естественно, что при нулевой частоте ($\omega = 2\pi f = 0$), например, в сетях постоянного тока, индуктивное сопротивление ЛЭП отсутствует.

На индуктивное сопротивление фаз многофазных ЛЭП оказывает влияние также взаимное расположение фазных проводов (жил). Кроме ЭДС самоиндукции, в каждой фазе наводится противодействующая ей ЭДС взаимной индукции. Поэтому при симметричном расположении фаз,

например, по вершинам равностороннего треугольника, результирующая противодействующая ЭДС во всех фазах одинакова, а следовательно, одинаковы пропорциональные ей индуктивные сопротивления фаз. При горизонтальном расположении фазных проводов потокосцепление фаз неодинаково, поэтому индуктивные сопротивления фазных проводов отличаются друг от друга. Для достижения симметрии (одинаковости) параметров фаз на специальных опорах выполняют транспозицию (перестановку) фазных проводов.

Индуктивное сопротивление, отнесённое к 1 км линии, определяется по эмпирической формуле, $\frac{\text{Ом}}{\text{км}}$:

$$x_0 = \omega L_0 = \omega(0,461g \frac{D_{\text{ср}}}{R_{\text{пр}}} + 0,05\mu) \cdot 10^{-3}. \quad (4.4)$$

Если принять частоту тока 50 Гц, то при указанной частоте $\omega = 2\pi f = 314 \frac{\text{рад}}{\text{с}}$ для проводов из цветных металлов ($\mu = 1$) получим, $\frac{\text{Ом}}{\text{км}}$,

$$x_0 = x'_0 + x''_0 = 0,1441g \frac{D_{\text{ср}}}{R_{\text{пр}}} + 0,016\mu, \quad (4.5)$$

где $D_{\text{ср}}$ – среднегеометрическое расстояние между проводами фаз;

$R_{\text{пр}} = \frac{D_{\text{пр}}}{2}$ – радиус провода; μ – относительная магнитная проницаемость.

Величина $D_{\text{ср}}$ [13] зависит от расстояния между проводами фаз (D_1, D_2, D_3), которое возрастает с увеличением напряжения. Провода линии могут располагаться горизонтально (рис. 4.2, а) или треугольником (рис. 4.2, б).

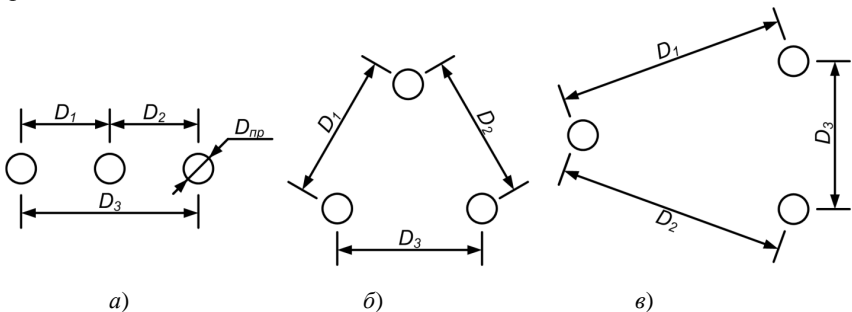


Рис. 4.2. Схема расположения проводов на опоре

В любом случае (произвольное расположение – рис. 4.2, в) при трёх проводах

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_1 D_2 D_3} . \quad (4.6)$$

Первое слагаемое (4.5) зависит от внешнего магнитного потока, образованного вокруг проводов, и называется внешним сопротивлением линии – x'_0 , а второй – от внутреннего потока, замыкающегося в проводе, и называется внутренним сопротивлением – x''_0 .

Как видно из (4.5), внешнее сопротивление зависит от расстояния между проводами D . Поэтому в ВЛ, где расстояние между проводами велико, x'_0 значительно и приближается к $0,4 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$. Для цветных металлов внутреннее сопротивление x''_0 в десятки раз меньше, чем x'_0 , и им часто пренебрегают.

Таким образом, индуктивное сопротивление x_0 зависит от среднего геометрического расстояния $D_{\text{ср}}$ и радиуса провода $R_{\text{пр}}$. Действительно, если увеличить расстояние между проводами фаз, то поток между проводами и индуктивное сопротивление x_0 увеличатся.

Как видно из (4.5), чтобы снизить индуктивное сопротивление x_0 , а следовательно, и потери реактивной мощности, надо либо уменьшить расстояние $D_{\text{ср}}$, либо увеличить радиус провода $R_{\text{пр}}$. Величина $D_{\text{ср}}$ зависит от напряжения передачи и её уменьшение может создать опасность пробоя. Увеличение же радиуса $R_{\text{пр}}$, а, следовательно, сечения провода приводит к увеличенному расходу металла. Уменьшение индуктивного сопротивления ЛЭП при сближении фазных проводов связано с увеличением влияния ЭДС взаимной индукции. Разработаны компактные ВЛ высокого и сверхвысокого напряжения повышенной пропускной способности [7] со сближенными фазами с использованием эффекта взаимного влияния цепей и сниженным на 25...30% индуктивным сопротивлением.

Значение $\frac{D_{\text{ср}}}{R_{\text{пр}}}$ входит под знак логарифма, а величина x''_0 постоянна.

Следовательно, для проводов из цветных металлов сопротивление x_0 в зависимости от сечения F мало меняется.

Погонная ёмкостная проводимость (b_0). Под действием переменного электрического поля между проводами фаз, а также между проводами и землёй возникают токи смещения, изменяющиеся по синусоидальному закону и практически не имеющие активной составляющей, так как потери, связанные с переориентацией диполей диэлектрика (в данном

случае воздуха), ничтожно малы. Значения этих токов, называемых зарядными, определяются частичными ёмкостями между фазами и между каждой из фаз и землёй. При транспозиции результирующий зарядный ток фазы определяется так называемой «рабочей» (эквивалентной) ёмкостью линии $\left(C0, \frac{\Phi}{\text{км}}\right)$, которой соответствует погонная ёмкостная проводимость $\left(b_0, \frac{\text{СМ}}{\text{км}}\right)$, определяемая выражением при $f_{\text{НОМ}} = 50$ Гц:

$$b_0 = \omega C0 = \frac{7,85 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{\text{ср}}}{R_{\text{пр}}}}, \quad (4.7)$$

где $\lg \frac{D_{\text{ср}}}{R_{\text{пр}}}$ называют геометрическим фактором.

ЛЭП с поперечной ёмкостной проводимостью, потребляющая из сети опережающий напряжение ёмкостной ток, следует рассматривать как источник реактивной мощности, чаще называемой зарядной. Имея ёмкостный характер, зарядная мощность уменьшает индуктивную составляющую нагрузки, передаваемой по линии к потребителю.

Погонная активная проводимость (g_0). Электрическое поле линии при определённых условиях вызывает ионизацию воздуха вблизи поверхностей проводов фаз. Это явление, получившее название явления коронирования проводов (или коротко – явление короны), возникает при превышении напряжённостью электрического поля на поверхности провода некоторого критического значения (ориентировочно 17...19 кВ/см). Коронирование проводов сопровождается акустическим шумом и помехами радио- и телевизионному приёму. Затраты активной мощности на ионизацию воздуха (потери мощности на корону – $\Delta P_{\text{кор}}$) в схеме замещения учитываются введением активной проводимости линии (g_l). Её погонное значение $\left(g_0, \frac{\text{СМ}}{\text{км}}\right)$ приблизительно может быть определено по среднегодовым погонным значениям потерь мощности на корону ($\Delta P_{\text{кор}0}$) и номинальному напряжению линии ($U_{\text{НОМ}}$) согласно выражению

$$g_0 \approx \frac{\Delta P_{\text{кор}}}{U_{\text{НОМ}}^2}. \quad (4.8)$$

Значения $\Delta P_{\text{кор}0}$ определяются экспериментально для различных районов страны и приводятся в соответствующей справочной литературе

[14, 4]. У ВЛ с нерасщеплённой фазой при напряжениях 110 кВ и менее потери на корону пренебрежимо малы, поэтому их схемы замещения не содержат поперечных ветвей с активной проводимостью. Лишь начиная с $U_{\text{ном}} = 220$ кВ потери на корону становятся более или менее заметной величиной в суммарных потерях мощности, что влечёт за собой необходимость их учёта в технико-экономических расчётах. Однако в расчётах режимов электрических сетей 220 кВ при проектировании обычно используют схемы замещения линий без активных проводимостей, так как возникающая при этом погрешность в определении режимных параметров не превышает погрешность исходных данных [5].

Для снижения потерь на корону до экономически приемлемого уровня ПУЭ [2] установлены минимальные сечения (диаметры) проводов. Например, для ВЛ 110 кВ – АС 70 (11,8 мм), для ВЛ 220 кВ – АС 240 (21,6 мм).

Наряду с абсолютными значениями погонных параметров полезно представлять и соотношения между активным и индуктивным сопротивлениями

$$\nu = \frac{r_0}{x_0}, \quad (4.9)$$

активной и ёмкостной проводимостями

$$s = \frac{g_0}{b_0}, \quad (4.10)$$

а также погонные значения зарядной мощности

$$Q_{C0} = U_{\text{ном}}^2 b_0. \quad (4.11)$$

Знание значений этих параметров позволяет ориентироваться в выборе подходящего для целей исследования или расчёта варианта схемы замещения линии.

Значения и соотношения погонных параметров. Анализ зависимостей погонных параметров ВЛ 35-220 кВ от сечения провода [5] показывает, что значения реактивных параметров претерпевают значительно меньшие изменения по сравнению с погонным активным сопротивлением, что объясняется положением радиуса провода под знаком логарифма в формулах (4.5) и (4.7). Так, если погонное активное сопротивление меняется при увеличении сечения от 50 до 500 мм² в диапазоне от 0,6 до 0,06 $\frac{\text{Ом}}{\text{км}}$, то предельные изменения индуктивного сопротивления составляют 0,44...0,39 $\frac{\text{Ом}}{\text{км}}$ и в качестве среднего значения в приближённых расчётах может быть принято значение $x_{0\text{ср}} = 0,41 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$.

Соотношение $\nu = \frac{r_0}{x_0}$ в силу незначительного изменения x_0 имеет

практически такой же резко падающий характер, что и r_0 , меняясь в пределах от 1,4 до 0,15. Лишь при $U_{\text{ном}} = 220$ кВ (при использовании больших сечений – от 240 до 500 мм²) этот диапазон сокращается до 0,28...0,15. Это означает, что в расчётах режимов сетей 35-150 кВ пренебрегать активным сопротивлением линий недопустимо.

Аналогично x_0 , погонная ёмкостная проводимость меняется в диапазоне лишь от 2,58 до 2,95 $\frac{\text{мкСм}}{\text{км}}$, а среднее значение составляет

$$b_0 = 2,72 \frac{\text{мкСм}}{\text{км}}.$$

Погонное значение зарядной мощности (Q_{C0}) при незначительном изменении b_0 в основном определяется номинальным напряжением линии (формула (4.11)). При $U_{\text{ном}} = 35$ кВ это значение составляет

3–4 $\frac{\text{квар}}{\text{км}}$, что, в свою очередь (с учётом того, что $g_0 = 0$), вообще позво-

ляет отказаться от учёта поперечных ветвей в схеме замещения (рис. 4.7, а). При напряжениях 110-220 кВ такой учёт необходим, так как значение зарядной мощности с ростом $U_{\text{ном}}$ оказывает всё большее влияние на баланс реактивной мощности в линии.

4.2.2. ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ СО СТАЛЬНЫМИ ПРОВОДАМИ

Основное достоинство стальных проводов – их высокие механические свойства. В частности, временное сопротивление на разрыв стальных проводов достигает 600...700 МПа и более. Поэтому стальные провода применяют при выполнении больших переходов через естественные препятствия (широкие реки, горные ущелья и т.п.).

Однако сталь обладает значительно более высоким электрическим сопротивлением (удельное сопротивление ρ достигает значения 130 Ом·мм²/км) по сравнению с медью и алюминием, которое зависит от сорта стали, способа изготовления провода и от значения тока, протекающего по проводу [7]. Поэтому передача больших мощностей на значительные расстояния затруднена вследствие больших потерь напряжения и ЭЭ.

При передаче по распределительным сетям 6, 10 кВ небольших мощностей (до нескольких сотен кВт) в слабо загруженных сетях до 1 кВ мон-

тируют ВЛ со стальными проводами. Кроме того, провода из стали (тросы) используют как элементы повторного заземления низковольтных сетей и устройств грозозащиты высоковольтных ВЛ.

Стальные провода изготавливают из оцинкованных проволок. Без оцинковки срок службы стальных проводов мал, провода ржавеют и становятся непригодными для работы на ВЛ.

Поверхностный эффект в стальных проводах очень велик и приравнять омическое сопротивление активному сопротивлению переменного тока, как это рекомендовалось при расчётах проводов из цветных металлов, нельзя, т.е. $r_{0Ст} \neq R_{0Ст}$.

Относительная магнитная проницаемость μ в стальных проводах очень велика и является величиной переменной. Внутренний магнитный поток зависит от тока и магнитной проницаемости. В свою очередь, магнитная проницаемость зависит от значения тока и примесей в стали. При таких сложных зависимостях рассчитать и использовать значение μ в выражении (4.5) для определения внутреннего индуктивного сопротивления x'_0 крайне сложно. При стальных проводах в противоположность проводам из цветных металлов $x''_0 \gg x'_0$. Поэтому погонные параметры стальных ВЛ, такие как $r_{0Ст}$ и $x_{0Ст}$ определяются экспериментально и приводятся в справочниках.

Проводимость $g_{0Ст}$ и $b_{0Ст}$ стальных проводов подсчитываются так же, как и для проводов из цветных металлов, так как не зависят от поверхностного эффекта.

4.2.3. ОДНОЦЕПНАЯ ТРАНСПОНИРОВАННАЯ ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ С РАСЩЕПЛЁННОЙ ФАЗОЙ

У таких линий каждая фаза состоит из N проводов одинакового сечения, расположенного в плоскости, перпендикулярной продольной оси линии, в общем случае по вершинам правильного многоугольника. Расщепление фазы являлось альтернативой увеличения диаметра провода с целью снижения напряжённости электрического поля на его поверхности до значения, при котором уровень помех радио- и телевизионному приёму и уровень шума не превышают допустимых пределов, а потери на корону имеют экономически оправданное значение [5]. В России расщепление фазы применяется для линий сверхвысокого напряжения ($U_{ном} \geq 330$ кВ), причём число проводов в фазе и расстояния между ними (радиус расщепления) выбираются на основе технико-экономических обоснований. В результате исследований установлено, что оптимальным для линии 330 кВ является расщепление фазы на два провода ($N = 2$) с расстоянием между проводами с $a = 40$ см, для линий 500 кВ – на три провода ($N = 3$)

с $a = 40$ см, для линий 750 кВ – на четыре-пять проводов с $a = 40...60$ см, для линий 1150 кВ – на 8 – 10 проводов с $a = 40$ см.

Таким образом, основным назначением расщепления фазы является увеличение пропускной способности и снижение (ограничение) коронирования ВЛ до экономически приемлемого уровня. Увеличение пропускной способности достигается при неизменном номинальном напряжении и сечении путём снижения индуктивного сопротивления ЛЭП.

Погонное активное сопротивление. Погонное активное сопротивление расщеплённой фазы ($r_{0\phi}$) в соответствии с параллельным соединением её проводов определяется как

$$r_{0\phi} = \frac{r_{0\text{пр}}}{N}, \quad (4.12)$$

где $r_{0\text{пр}}$ – погонное сопротивление одиночного провода, определяемое при допущениях, рассмотренных в § 4.2.1.

Для линий сверхвысокого напряжения с расщеплённой фазой в нормальных условиях используются провода облегчённого исполнения ($F_{\text{Ал}}/F_{\text{Ст}} \approx 8$) с сечениями 240...600 мм², у которых значения $r_{0\text{пр}}$ лежат в диапазоне 0,121...0,051 Ом/км.

Погонные индуктивное сопротивление и ёмкостная проводимость. Погонные реактивные параметры ВЛ с расщеплённой фазой определяются по формулам, аналогичным (4.5) и (4.7). Учёт расщепления осуществляется заменой радиуса единичного провода эквивалентным радиусом расщеплённой фазы ($R_{\text{экр}}$) определяемым выражением (провода фазы расположены по вершинам правильного многоугольника):

$$R_{\text{экр}} = N \sqrt{\left(\frac{D_{\text{пр}}}{2}\right) N \rho_{\phi}^{(N-1)}} = \rho_{\phi} N \sqrt{\left(\frac{D_{\text{пр}}}{2}\right) N \frac{1}{\rho_{\phi}}}, \quad (4.13)$$

где ρ_{ϕ} – радиус описанной вокруг правильного многоугольника окружности (радиус расщепления, рассчитываемый в соответствии с рис. 4.3 по формуле:

$$\rho_{\phi} = \frac{\alpha}{2 \sin(\pi/N)}, \quad (4.14)$$

где α – расстояние между соседними проводами (шаг расщепления)).

С учётом введённого понятия эквивалентного радиуса расщеплённой фазы выражения для определения $x_{0\phi}$ и $b_{0\phi}$ приобретают вид:

$$x_{0\phi} = 0,1441g \frac{D_{\text{ср}}}{R_{\text{экр}}} + \frac{0,016}{N}; \quad (4.15)$$

$$b_{0ф} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{ср}}{R_{экв}}} \quad (4.16)$$

Выражение (4.13) для $R_{экв}$ найдено из расчёта магнитного потока при расщеплённой фазе [13]. Эквивалентный радиус примерно при той же затрате металла всегда больше, чем радиус первоначального провода $R_{экв} > R_{пр}$. Например, если

провод фазы сечением 600 мм^2 имеет наружный радиус $r = 16,5 \text{ мм}$, то при расщеплении фазы на два провода сечением по 300 мм^2 с действительным радиусом каждого провода $R_{пр} = 12,2 \text{ мм}$ и расстоянием между этими проводами $\alpha = 40 \text{ см}$ $R_э = 69,9 \text{ мм}$.

Сравнив это значение с радиусом нерасщеплённого провода (16,5 и 69,9), видно, что эквивалентный радиус увеличивается примерно в 4 раза, что соответствует увеличению сечения провода в 16 раз при той же затрате металла. Этот эффект достигается тем, что при расщеплении проводов происходит перераспределение полей. Поля между расщеплёнными проводами ослабевают и вытесняются наружу, как бы увеличивая сечение. Чем больше проводов в фазе, тем сильнее этот эффект. Однако каждый дополнительный провод даёт всё меньший и меньший дополнительный эффект. Например, при двух проводах в фазе индуктивное сопротивление уменьшается на 19%, при трёх – на 28%, при четырёх – на 32% и т.д.

Погонная активная проводимость. Среднегодовые потери активной мощности в линиях с расщеплённой фазой ($U_{ном} \geq 330 \text{ кВ}$) имеют заметное значение, тем большее, чем выше номинальное напряжение ВЛ. Итак, если для ВЛ 330 кВ они составляют 2-4 кВт/км, то у ВЛ 750 кВ ($N = 5$) достигает значений 9-16 кВт/км [14].

Значения погонной активной проводимости определяются по формуле (4.8.)

Значения и соотношения погонных параметров. По сравнению с ВЛ 35-220 кВ с одним проводом в фазе расщепление фазы приводит к следующим изменениям параметров [5]:

1) к снижению погонного индуктивного сопротивления на 20...40% и соответственно к увеличению погонной ёмкостной проводимости на 25...60% по отношению к средним для ВЛ с нерасщеплённой фазой значениям $x_{0ср} = 0,41 \text{ Ом/км}$, $b_{0ср} = 2,72 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$;

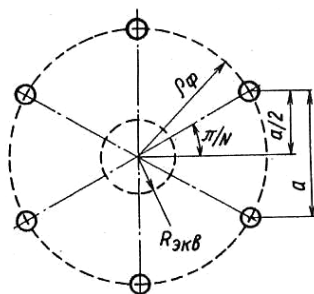


Рис. 4.3. Эскиз взаимного расположения проводов расщеплённой фазы ВЛ

2) к уменьшению отношения $\nu = r_0/x_0$ в основном из-за резкого снижения r_0 до 19...3%;

3) к уменьшению отношения $s = g_0/b_0$ до 1,2...0,4%.

При неизменном шаге расщепления (40 см) эти изменения обусловлены в основном ростом эквивалентного радиуса фазы. Зависимости x_0 , b_0 и Q_{C0} от сечения провода при данном $U_{\text{ном}}$ ещё более слабые по сравнению с линиями с нерасщеплённой фазой, что отражает незначительное влияние сечения на значение эквивалентного радиуса.

4.2.4. ДВУХЦЕПНАЯ ТРАНСПОНИРОВАННАЯ ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ

Двухцепные ВЛ могут сооружаться в двух вариантах:

- на отдельно стоящих одноцепных опорах (рис. 4.4, а);
- на общих (двухцепных) опорах (рис. 4.4, б).

В этом случае, когда обе цепи находятся под напряжением, между ними существует взаимное электромагнитное влияние, приводящее к тому, что погонные реактивные параметры двухцепной линии в общем случае отличны от соответствующих параметров аналогичной одноцепной линии. Степень взаимного влияния цепей при одинаковом номинальном напряжении зависит от взаимного расположения проводов одноимённых фаз разных цепей, расстояний между ними и от угла сдвига симметричных систем векторов фазных напряжений разных цепей. Согласно существующей практике, провода одноимённых фаз разных цепей (например, A_1 и A_2) присоединяются к одной и той же шине A как на передающей, так и на приёмной ПС. В этом случае угол сдвига указанных систем векторов

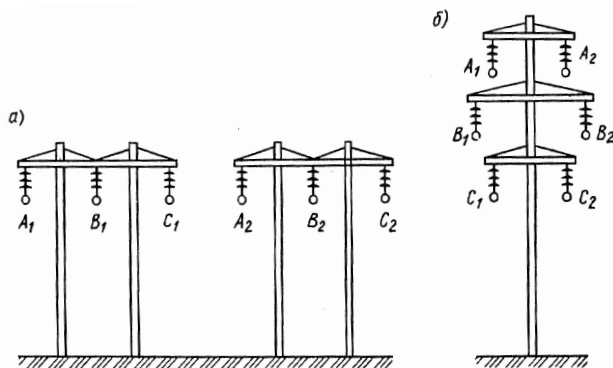


Рис. 4.4. Взаимное расположение проводов одноимённых фаз разных цепей при сооружении двухцепной линии на отдельно стоящих одноцепных опорах (а) и на общих (двухцепных) опорах (б)

равен нулю. Кроме того, при сооружении двухцепной линии по первому варианту одноимённые фазы занимают идентичное положение на опорах (рис. 4.4, а), а при сооружении по второму варианту одноимённые фазы подвешиваются к общей траверсе.

При сооружении двухцепных ВЛ по первому варианту реактивные параметры изменяются на 1...2% от взаимного влияния цепей, по второму – до 5...6% из-за уменьшения расстояния между цепями.

Однако при определении реактивных параметров схем замещения двухцепных ВЛ для токов прямой последовательности (особенно при проектировании) поправками, учитывающими взаимное влияние цепей, обычно пренебрегают не только в первом, но и во втором случае.

Вместе с тем наличие взаимного влияния цепей может быть использовано для изменения эквивалентных реактивных параметров цепей в нужном направлении. Эффект от наличия взаимного влияния цепей более существенный, чем на существующих линиях, может быть достигнут при дальнейшем сближении одноимённых фаз линий. Это может быть реализовано при использовании изолирующих элементов в конструкции опоры и фиксации фаз на опоре и в пролёте с помощью изолирующих распорок, исключающих взаимное перемещение проводов друг относительно друга и относительно элементов опоры. Такие линии получили название компактных.

4.2.5. КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ

Конструктивные отличия КЛ от ВЛ (близость токопроводящих шин; наличие твёрдой электрической изоляции с относительной диэлектрической проницаемостью, значительно большей, чем у воздуха; наличие металлических экранов и оболочек, окружающих каждую или все жилы кабеля, и т.п.) определяют существенное различие погонных параметров ВЛ и КЛ при одинаковых номинальном напряжении и сечении токоведущих элементов.

Погонное активное сопротивление. Допущения, принимаемые при определении погонного активного сопротивления ВЛ (см. § 4.2.1), в случае КЛ неприемлемы [5]. Во-первых, влияние поверхностного эффекта и эффекта близости, особенно в жилах крупных сечений, является весьма существенным и соответственно активное сопротивление значительно отличается от омического. Во-вторых, КЛ, как правило, работают при максимально допустимых или близких к ним температурах нагрева жил (до 85 °С) и пренебрежение температурой вносит заметную погрешность.

Кроме того, помимо потерь активной мощности непосредственно в жилах в кабеле имеют место и потери в других металлических элементах (экранах, оболочках, броне), которые необходимо учитывать при определении эквивалентного погонного активного сопротивления.

Погонные реактивные параметры. В силу отмеченных выше особенностей конструкции КЛ их погонное индуктивное сопротивление значительно меньше, а погонная ёмкостная проводимость больше, чем у ВЛ. Так, погонное индуктивное сопротивление КЛ 6-220 кВ в 2–4 раза меньше, чем у ВЛ тех же номинальных напряжений (около 0,4 Ом/км).

Погонная ёмкостная проводимость КЛ отличается от аналогичного параметра ВЛ ещё в большей степени. Помимо сближения фаз в общей оболочке или экранирования жил, приводящих к увеличению b_0 в той же степени, что и уменьшение x_0 (в 2–4 раза), существенное влияние оказывает отличие относительной диэлектрической проницаемости от единицы. Так, бумажная пропитанная изоляция характеризуется значениями $\epsilon = 3,5...3,7$, а полиэтиленовая – 2,2...2,3, что приводит к дополнительному увеличению значений погонной ёмкостной проводимости. Поэтому по сравнению с аналогичным значением для ВЛ с нерасщеплённой фазой (около 2,72 мкСм/км) значения b_0 для КЛ 35-220 кВ оказываются в 8–50 раз больше.

Погонная активная проводимость. У КЛ активная проводимость определяется потерями активной мощности в изоляции кабеля (диэлектрическими потерями) и может быть выражена через ёмкостную проводимость и тангенс угла диэлектрических потерь ($\text{tg } \delta$):

$$g_{0\text{кл}} = b_{0\text{кл}} \text{tg } \delta. \quad (4.17)$$

Значения $\text{tg } \delta$ определяются типом изоляции жил кабеля. Практически с диэлектрическими потерями в КЛ (в силу малости $\text{tg } \delta$) приходится считаться лишь при напряжениях 220 кВ и выше. Таким образом, при $U_{\text{ном}} \leq 110$ кВ схема замещения КЛ не содержит ветвей с активной проводимостью.

В заключении отметим, что все выше указанные погонные параметры КЛ не рассчитываются, а приводятся в справочниках согласно марке кабеля или используются паспортные данные завода-изготовителя.

4.3. СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Выше была приведена характеристика отдельных элементов схем замещения ЛЭП. В соответствии с их физическим проявлением при моделировании электрических сетей [7] используют схемы ВЛ и КЛ, представленные на рис. 4.5 – 4.7. Приведём некоторые обобщающие пояснения к этим схемам.

При расчёте симметричных установившихся режимов электрических сетей схему замещения составляют для одной фазы, т.е. продольные её параметры, сопротивления изображают и вычисляют для одного фазного провода (жилы), а при расщеплении фазы – с учётом количества проводов в фазе и эквивалентного радиуса фазной конструкции ВЛ.

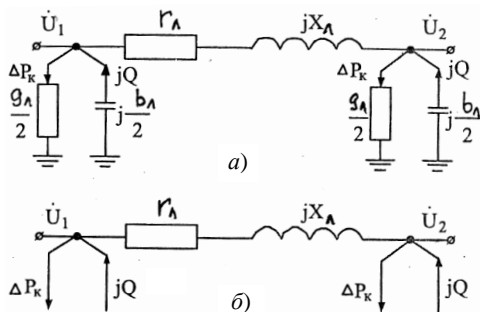


Рис. 4.5. Схема замещения ВЛ 330 (220)-500 кВ и КЛ 110-500 кВ:
a – полная с поперечными проводимостями; *б* – расчётная

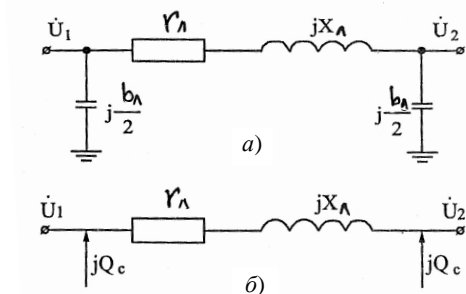


Рис. 4.6. Схема замещения ВЛ 110-220 кВ и КЛ 35 кВ:
a – с ёмкостными проводимостями; *б* – с зарядной мощностью вместо проводимостей

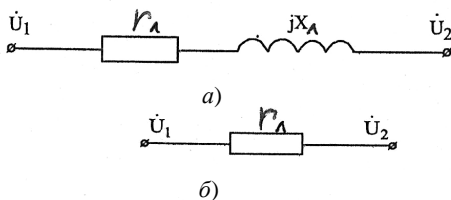


Рис. 4.7. Схема замещения:
a – ВЛ 0,38-35 кВ и КЛ 0,38-20 кВ; *б* – КЛ 0,38-10 кВ малых сечений

Ёмкостная проводимость $b_{л}$, как отмечено в § 4.1, учитывает проводимости (ёмкости) между фазами, между фазами и землёй и отражает генерацию зарядной мощности всей трёхфазной конструкции линии:

$$Q_{C1} = \frac{1}{2} b_{\text{л}} U_1^2 \quad \text{и} \quad Q_{C2} = \frac{1}{2} b_{\text{л}} U_2^2. \quad (4.18)$$

Активная проводимость линии $g_{\text{л}}$, изображаемая в виде шунта между фазой (жилой) и точкой нулевого потенциала схемы (землёй), включает суммарные потери активной мощности на корону (или в изоляции) трёх фаз:

$$\Delta P_{\text{к1}} = \frac{1}{2} g_{\text{л}} U_1^2 \quad \text{и} \quad \Delta P_{\text{к2}} = \frac{1}{2} g_{\text{л}} U_2^2. \quad (4.19)$$

Поперечные проводимости (шунты) в схемах замещения можно не изображать, а заменять мощностями этих шунтов (рис. 4.5, б и рис. 4.6, б). Например, вместо активной проводимости показывают потери активной мощности в ВЛ:

$$\Delta P_{\text{к1}} = \Delta P_{\text{к2}} = \frac{1}{2} \Delta P_{\text{к0}} L \quad (4.20)$$

или в изоляции КЛ

$$\Delta P_{\text{из1}} = \Delta P_{\text{из2}} = \frac{1}{2} q_0 L \operatorname{tg} \delta, \quad (4.21)$$

где q_0 – погонная реактивная мощность.

Взамен ёмкостной проводимости указывают генерацию зарядной мощности

$$Q_{C1} = Q_{C2} = \frac{1}{2} b_{\text{л}} U_{\text{ном}}^2. \quad (4.22)$$

Указанный учёт поперечных ветвей ЛЭП нагрузками упрощает оценку электрических режимов, выполняемых вручную. Такие схемы замещения линий именуют расчётными (рис. 4.5, б и рис. 4.6, б).

В ЛЭП напряжением до 220 кВ при определённых условиях можно не учитывать те или иные параметры, если их влияние на работу сети не существенно. В связи с этим схемы замещения линий, показанные на рис. 4.1, в ряде случаев могут быть упрощены.

В ВЛ напряжением до 220 кВ потери мощности на корону, а в КЛ напряжением до 35 кВ диэлектрические потери незначительны. Поэтому в расчётах электрических режимов ими пренебрегают и соответственно принимают равной нулю активную проводимость (рис. 4.6). Учёт активной проводимости необходим для ВЛ напряжением 220 кВ и для КЛ напряжением 110 кВ и выше в расчётах, требующих вычисления потерь ЭЭ, а для ВЛ напряжением 330 кВ и выше также при расчёте электрических режимов (рис. 4.5).

Необходимость учёта ёмкости и зарядной мощности линии зависит от соизмеряемости зарядной и нагрузочной мощности. В местных сетях небольшой протяжённости при номинальных напряжениях до 35 кВ за-

рядные токи и мощности значительно меньше нагрузочных. Поэтому в КЛ ёмкостную проводимость учитывают только при напряжениях 20 и 35 кВ, а в ВЛ ею можно пренебречь.

В районных сетях (110 кВ и выше) со значительными протяжённостями (40...50 км и больше) зарядные мощности могут оказаться соизмеримыми с нагрузочными и подлежат обязательному учёту либо непосредственно (рис. 4.6, б), либо введением ёмкостных проводимостей (рис. 4.6, а).

В проводах ВЛ при малых сечениях (16...35 мм²) преобладают активные сопротивления, а при больших сечениях (240 мм² и более в районных сетях напряжением 220 кВ и выше) свойства сетей определяются их индуктивностями. Активные и индуктивные сопротивления проводов средних сечений (50...185 мм² и менее) близки друг к другу. В КЛ напряжением до 10кВ небольших сечений (50 мм² и менее) определяющим является активное сопротивление, и в таком случае индуктивные сопротивления могут не учитываться (рис. 4.7, б).

Необходимость учёта индуктивных сопротивлений зависит также от доли реактивной составляющей тока в общей электрической нагрузке. При анализе электрических режимов с низкими коэффициентами мощности ($\cos \varphi < 0,8$) индуктивные сопротивления КЛ необходимо учитывать. В противном случае возможны ошибки, приводящие к уменьшению действительного значения потери напряжения.

Схемы замещения ЛЭП постоянного тока могут рассматриваться как частный случай схем замещения ЛЭП переменного тока при $x = 0$ и $b = 0$.

4.4. РЕЖИМНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЛИНИИ

Целью расчёта установившегося режима электрической сети переменного тока в целом и её отдельных участков или даже элементов, представленных схемами замещения с продольными и поперечными ветвями, является определение следующих параметров [5] :

- мощностей по концам продольных ветвей и в поперечных ветвях;
- токов во всех ветвях;
- напряжений во всех узлах.

В дальнейшем, если отсутствуют специальные оговорки, речь будет идти о суммарной мощности трёх фаз («трёхфазной» мощности) и о линейных напряжениях. Первое положение является естественным для анализа режимов трёхфазных сетей, а второе – общепринятым в связи с тем, что номинальные напряжения для электрических сетей определены ГОСТом как линейные (междуфазные) значения. Реальные значения напряжений в узлах сети удобно сравнивать с номинальными. Именно поэтому при анализе установившихся режимов и вычисляются линейные значения этих напряжений. Рассмотрение режимных характеристик линий начнём с особенностей векторных диаграмм токов и напряжений.

4.4.1. ВЕКТОРНЫЕ ДИАГРАММЫ ТОКОВ И НАПРЯЖЕНИЙ

Векторную диаграмму построим для линии без промежуточных отборов мощности, полагая, что она относится к классу напряжений 110-220 кВ и может быть представлена симметричной П-образной схемой замещения (рис. 4.8), поперечные ветви которой не содержат активных проводимостей, т.е. предполагаем отсутствие потерь активной мощности на корону [5]. При этом будем считать, что узел 1 является началом (передающий конец), а узел 2 – приёмным концом линии.

Ещё одним существенным условием построения векторной диаграммы является предположение о характере нагрузки линии. Состав потребителей реальных узлов комплексной нагрузки ЭЭС таков, что она в большинстве случаев может быть представлена схемой замещения, содержащей активное (r_n) и индуктивное (x_n) сопротивление (на рис. 4.8 они показаны штриховыми линиями). Это, в свою очередь, означает, что ток в конце линии (\dot{I}_2) отстаёт от соответствующего напряжения ($\dot{U}_{2\phi}$). Пусть угол сдвига между вектором фазного напряжения $\dot{U}_{2\phi} = U_{2\phi}$ и вектором \dot{I}_2 равен Φ_2 , т.е. $\dot{I} = I_2 e^{-j\Phi_2}$, и начнём построение векторной диаграммы с изображения этих векторов на комплексной плоскости (рис. 4.9, а).

Ток в поперечной ветви схемы замещения, связанной с узлом 2, $\dot{I}_{C2} = jU_{2\phi} \frac{b_n}{2}$, т.е. опережает напряжение $U_{2\phi}$ ($\dot{U}_{2\phi} = U_{2\phi}$, т.е. расположен на оси действительных чисел, $\Psi_{U_{2\phi}} = 0$) на 90° . В соответствии с первым законом Кирхгофа ток в продольной ветви схемы замещения $\dot{I}_{12} = \dot{I}_2 - \dot{I}_{C2}$. Построив вектор $\dot{I}_{12} = I_{12a} - jI_{12p}$, получаем возможность определить составляющие вектора падения напряжения ($\Delta \dot{U}_{12\phi}$) на сопротивлении \underline{Z}_n :

$$\Delta \dot{U}_{12\phi} = \dot{I}_{12} \underline{Z}_n = \dot{I}_{12} (r_n + jx_n) = r_n \dot{I}_{12} + jx_n \dot{I}_{12}, \quad (4.23)$$

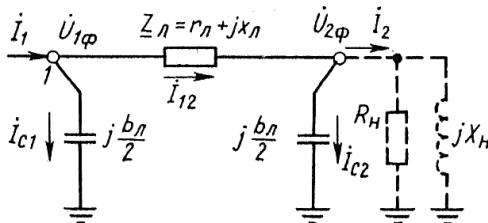


Рис. 4.8. Упрощённая схема замещения ЛЭП

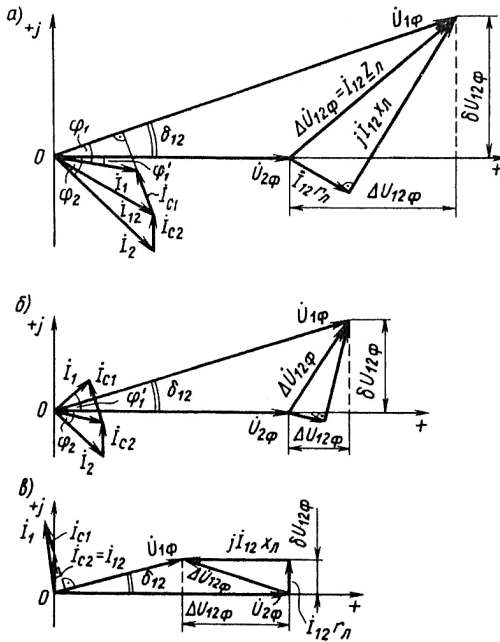


Рис. 4.9. Векторные диаграммы токов и напряжений линий при работе в режимах:

a – максимальной (наибольшей) нагрузки;

б – минимальной (наименьшей) нагрузки; *в* – холостого хода

или

$$\begin{aligned} \Delta \dot{U}_{12\phi} &= \dot{I}_{12} \underline{Z}_{л} = (I_{12a} - jI_{12p})(r_{л} + jx_{л}) = \\ &= (I_{12a}r_{л} + I_{12p}x_{л}) + j(I_{12a}x_{л} - I_{12p}r_{л}) = \Delta U_{12\phi} + j\delta U_{12\phi}, \end{aligned} \quad (4.24)$$

где $\Delta U_{12\phi}$ и $\delta U_{12\phi}$ – соответственно продольная и поперечная составляющие вектора падения напряжения.

Построив вектор $\Delta \dot{U}_{12\phi}$, определим вектор напряжения в начале линии:

$$\dot{U}_{1\phi} = \dot{U}_{2\phi} + \Delta \dot{U}_{12\phi} = U_{2\phi} + \Delta U_{12\phi} + j\delta U_{12\phi} = U_{1\phi} e^{j\delta_{12}}. \quad (4.25)$$

В целях наглядности векторы $\dot{U}_{2\phi}$, $\Delta \dot{U}_{12}$, $\dot{U}_{1\phi}$ изображены так, что их количественные соотношения намеренно увеличены по сравнению с реальными. То же относится и к векторам тока. Следовательно, в данном случае ведётся качественный анализ линии.

Таким образом, в рассматриваемом случае (при активно-индуктивном характере нагрузки) напряжение в начале линии опережает напряжение на приёмном конце на угол δ_{12} и превосходит его по значению.

Закончим построение векторной диаграммы, обозначив ток $\dot{I}_{C1} = j\dot{U}_{1\phi} \frac{b_{\text{л}}}{2}$ и ток в начале линии $\dot{I}_1 = \dot{I}_{12} + \dot{I}_{C1} = I_1 e^{-j\varphi_1}$, который также является отстающим как по отношению к напряжению $\dot{U}_{2\phi}$ (сдвиг на угол φ'_1), так и по отношению к $\dot{U}_{1\phi}$ (сдвиг на угол $\varphi_1 = \varphi_1 + \delta_{12}$).

Векторная диаграмма, показанная на рис. 4.9, а, соответствует некоторому режиму работы линии, характеризующемуся вполне определёнными соотношениями между значениями токов в продольной и поперечных ветвях схемы замещения, а именно: ток \dot{I}_{12} по абсолютному значению значительно больше токов \dot{I}_{C1} и \dot{I}_{C2} . Вместе с тем нагрузка линии в течение суток, как правило, не остаётся постоянной, а изменяется в некотором диапазоне от $I_{2\text{min}}$ до $I_{2\text{max}}$.

Предположим, что рассмотренная векторная диаграмма соответствует режиму наибольшей нагрузки линии (рис. 4.9, а). Выясним, как она изменится в том случае, когда нагрузка линии минимальна. Для определённости положим, что $\dot{I}_{2\text{min}} = 0,5 \dot{I}_{2\text{max}}$, угол φ_2 и напряжение $\dot{U}_{2\phi}$ те же самые.

Построенная для этих условий векторная диаграмма показана на рис. 4.9, б. Её сопоставление с векторной диаграммой для режима максимальной нагрузки (рис. 4.9, а) позволяет сделать следующие выводы:

- уменьшение нагрузки при неизменном напряжении на приёмном конце приводит к уменьшению падения напряжения на продольной ветви схемы замещения и к соответствующему снижению напряжения в её начале, причём вектор $\dot{U}_{1\phi}$ по-прежнему опережает вектор напряжения в конце линии, хотя и на несколько меньший угол δ_{12} ;

- вектор тока в начале линии из отстающего может стать опережающим $\varphi_1 > 0$, что при принятых условиях (неизменность $\dot{U}_{2\phi}$ и φ_2) определяется соотношением значений и фаз зарядных токов \dot{I}_{C1} и \dot{I}_{C2} и тока нагрузки \dot{I}_2 .

Если предположить, что нагрузка линии отсутствует, т.е. приёмный конец разомкнут ($\dot{I}_2 = 0$), то в предположении неизменности $\dot{U}_{2\phi}$ векторная диаграмма примет вид, показанный на рис. 4.9, в. Её сопоставление с двумя предыдущими диаграммами показывает, что:

– для поддержания в режиме холостого хода напряжения в конце линии на уровне, соответствующем нормальным режимам, напряжение в начале линии должно быть значительно снижено ($U_{1\phi} < U_{2\phi}$);

– ток в начале линии имеет практически чисто ёмкостный характер ($\varphi \approx 90^\circ$), опережая напряжения $\dot{U}_{2\phi}$ и $\dot{U}_{1\phi}$; при этом он направлен в сторону, противоположную по отношению к току в режиме наибольшей нагрузки, т.е. в сторону источника питания, а не потребителя.

Подводя итог по построенным диаграммам на рис. 4.9, следует отметить, что они отражают частное, хотя и довольно характерное для ВЛ 110-220 кВ, соотношение параметров продольной ветви схемы замещения ($r_{л}$ и $x_{л}$) и демонстрируют качественно относительное влияние на параметры режима линии её зарядного тока.

4.4.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА ЛИНИИ

Как упоминалось выше, задачей расчёта установившегося режима является определение мощностей и токов во всех ветвях и напряжениях в узлах схемы замещения. Применительно к линии электропередачи должны быть определены мощности и напряжения, показанные на рис. 4.10.

В дальнейшем везде будет использоваться определение комплексной мощности как произведения сопряжённого комплекса тока на прямой комплекс напряжения. В соответствии с этим мощность в трёхфазной симметричной системе:

$$\underline{S} = 3\underline{S}_{\Phi} = 3\dot{I} \dot{U}_{\Phi} = \sqrt{3}\dot{I} U = P + jQ, \quad (4.26)$$

где \dot{U} – линейное (междуфазное) напряжение; P и Q – соответственно активная и реактивная мощности трёх фаз.

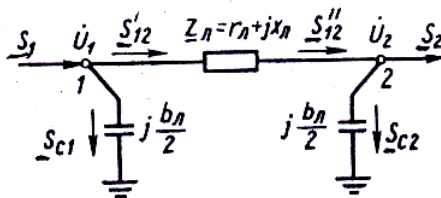


Рис. 4.10. Поток мощности в схеме замещения линии электропередачи

Одинаковость знаков перед активной и реактивной мощностями в формуле (4.26) соответствует реальной роли ЭС в системе как основных источников и активной, и реактивной мощностей. При этом в качестве положительного направления потока активной мощности принято направление от источника питания к потребителю. В большинстве режимов такое же направление имеет и поток реактивной мощности, поэтому одинаковость знаков P и Q отвечает физической картине явления.

4.4.2.1. Расчёт режима линии по заданным параметрам на её приёмном конце

Начиная рассмотрение алгоритма расчёта режима линии, примем, что в качестве известных исходных данных выступают параметры режима на приёмном конце линии, т.е. заданы мощность $\underline{S}_2 = P_2 + jQ_2$ и модуль линейного напряжения \dot{U}_2 , которое будем считать совпадающим с действительной осью комплексной плоскости ($\dot{U}_2 = U_2$).

Приступим к определению потоков мощности в схеме замещения, показанной на рис. 4.10, полагая, как ранее, что потерями на корону можно пренебречь.

Мощность в поперечной ветви, связанной с узлом 2,

$$\underline{S}_{C2} = \sqrt{3}j_{C2}\dot{U}_2 = \sqrt{3}\left(-j\frac{U_2}{\sqrt{3}}\frac{b_{л}}{2}\right)U_2 = -jU_2^2\frac{b_{л}}{2} = -Q_{C2}. \quad (4.27)$$

Следовательно, мощность \underline{S}_{C2} , являясь чисто реактивной, имеет направление, противоположное принятому для неё на рис. 4.10 в качестве положительного направления (от узла 2). В действительности она направлена к узлу 2, т.е. противоположно потоку реактивной мощности, идущей к потребителю (Q_2), поэтому ветвь с ёмкостной проводимостью можно условно рассматривать как своего рода «генератор» реактивной мощности. Поэтому говорят, что в линиях электрической сети имеет место генерация реактивной мощности. При $Q_2 > Q_{C2}$ это приводит к уменьшению потока реактивной мощности, поступающей в узел 2 со стороны источника питания. Действительно, в соответствии с рис. 4.10 и с учётом (4.27):

$$\underline{S}_{12}'' = \underline{S}_2 + \underline{S}_{C2} = P_2 + jQ_2 - jQ_{C2} = P_2 + j(Q_2 - Q_{C2}) = P_{12}'' + jQ_{12}''. \quad (4.28)$$

Протекание по продольной ветви схемы замещения мощности \underline{S}_{12}'' вызывает потери мощности $\Delta\underline{S}_{12} = \Delta P_{12} + j\Delta Q_{12}$, активная составляющая которых (ΔP_{12}) соответствует расходу ЭЭ на нагрев токоведущих эле-

ментов линии (потери в сопротивлении $r_{л}$), а реактивная (ΔQ_{12}) определяется наличием индуктивного сопротивления $x_{л}$. С учётом выражения модуля тока \dot{I}_{12} через мощность \underline{S}_{12}'' и напряжение U_2 имеем:

$$\Delta \underline{S}_{12} = 3I_{12}^2 \underline{Z}_{л} = 3 \left(\frac{S_{12}}{\sqrt{3}U_2} \right)^2 (r_{л} + jx_{л}) = \frac{(P_{12}'')^2 + (Q_{12}'')^2}{U_2^2} (r_{л} + jx_{л}). \quad (4.29)$$

Таким образом,

$$\Delta P_{12} = \frac{(P_{12}'')^2 + (Q_{12}'')^2}{U_2^2} r_{л}; \quad (4.30)$$

$$\Delta Q_{12} = \frac{(P_{12}'')^2 + (Q_{12}'')^2}{U_2^2} x_{л}. \quad (4.31)$$

Очевидно, ток \dot{I}_{12} можно выразить и через мощность \underline{S}_{12}' и напряжение \dot{U}_1 и получить аналогичные выражения для составляющих $\Delta \underline{S}_{12}$, отличающиеся от (4.30) и (4.31) только индексами.

Обобщая полученный результат на ветвь с сопротивлением $\underline{Z}_{ij} = r_{ij} + jx_{ij}$, включённую между узлами i и j электрической сети, при протекании по этой ветви тока I_{ij} , получим следующие выражения для потерь активной и реактивной мощностей:

$$\Delta P_{ij} = \frac{(P'_{ij})^2 + (Q'_{ij})^2}{U_i^2} r_{ij} = \frac{(P''_{ij}) + (Q''_{ij})}{U_i^2} r_{ij}; \quad (4.32)$$

$$\Delta Q_{ij} = \frac{(P'_{ij})^2 + (Q'_{ij})^2}{U_i^2} x_{ij} = \frac{(P''_{ij}) + (Q''_{ij})}{U_i^2} x_{ij}. \quad (4.33)$$

Выражения (4.32) и (4.33) справедливы для любого элемента электрической сети, схема замещения которого содержит ветвь с комплексным сопротивлением.

Мощность в начале продольной ветви схемы замещения отличается от мощности в конце на значение потерь:

$$\begin{aligned} \underline{S}'_{12} &= \underline{S}''_{12} + \Delta \underline{S}_{12} = P''_{12} + jQ''_{12} + \Delta P_{12} + j\Delta Q_{12} = \\ &= (P''_{12} + \Delta P_{12}) + j(Q''_{12} + \Delta Q_{12}) = P'_{12} + jQ'_{12}. \end{aligned} \quad (4.34)$$

Дальнейший расчёт потокораспределения невозможен в связи с тем, что не определено напряжение \dot{U}_1 , необходимое для вычисления \underline{S}_{C1} .

Поэтому перейдём к определению составляющих вектора падения напряжения:

$$\begin{aligned}\Delta \dot{U}_{12} &= \sqrt{3} \Delta \dot{U}_{12\Phi} = \sqrt{3} \dot{I}_{12} Z_{\text{л}} = \sqrt{3} \left(\frac{\dot{S}_{12}''}{\sqrt{3} U_2} \right) Z_{\text{л}} = \frac{P_{12}'' - j Q_{12}''}{U_2} (r_{\text{л}} + j x_{\text{л}}) = \\ &= \frac{P_{12}'' r_{\text{л}} + Q_{12}'' x_{\text{л}}}{U_2} + j \frac{P_{12}'' x_{\text{л}} - Q_{12}'' r_{\text{л}}}{U_2} = \Delta U_{12} + j \delta U_{12},\end{aligned}\quad (4.35)$$

где $\Delta U_{12}, \delta U_{12}$ – линейные значения продольной и поперечной составляющих вектора падения напряжения.

Аналогично предыдущему случаю определения потерь активной и реактивной мощностей можно обобщить полученный результат на произвольную ветвь электрической сети, включённую между узлами i и j с напряжениями $\dot{U}_i = U_i e^{j\delta_i}$ и $\dot{U}_j = U_j e^{j\delta_j}$ при $\delta_i \neq \delta_j \neq 0$:

$$\Delta U_{ij} = \operatorname{Re} \Delta \dot{U}_{ij} = \frac{P'_{ij} x_{ij} + Q'_{ij} r_{ij}}{U_i} = \frac{P''_{ij} x_{ij} + Q''_{ij} r_{ij}}{U_i}; \quad (4.36)$$

$$\delta U_{ij} = \operatorname{Im} \Delta \dot{U}_{ij} = \frac{P'_{ij} x_{ij} - Q'_{ij} r_{ij}}{U_i} = \frac{P''_{ij} x_{ij} - Q''_{ij} r_{ij}}{U_i}. \quad (4.37)$$

При использовании этих выражений необходимо помнить, что знаки перед слагаемыми, содержащими реактивную мощность, соответствуют току \dot{I}_{ij} , отстающему от соответствующего напряжения (\dot{U}_i или \dot{U}_j).

В соответствии с найденными составляющими вектора падения напряжения определяется напряжение в начале линии:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + \Delta \dot{U}_{12} = U_2 + \Delta U_{12} + j \delta U_{12} = U_1 e^{j\delta_{12}}, \quad (4.38)$$

где

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U_{12})^2 + (\delta U_{12})^2} - \quad (4.39)$$

модуль напряжения в узле I ;

$$\delta_{12} = \arctg \frac{\delta U_{12}}{U_2 + \Delta U_{12}}. \quad (4.40)$$

Теперь остаётся закончить расчёт потоков мощности в схеме замещения:

– мощность в поперечной ветви, связанная с узлом I , определяется аналогично (4.27):

$$\underline{S}_{C1} = \sqrt{3}I_{C1}\dot{U}_1 = \sqrt{3}\left(-j\frac{\dot{U}_1}{\sqrt{3}}\frac{b_{\pi}}{2}\right)\dot{U}_1 = -jU_1^2\frac{b_{\pi}}{2} = -Q_{C1}; \quad (4.41)$$

– мощность, поступающая в линию со стороны источника питания:

$$\underline{S}_1 = \underline{S}'_{12} + \underline{S}_{C1} = P'_{12} + jQ'_{12} - jQ_{C1} = P'_{12} + j(Q'_{12} - Q_{C1}) = P_1 + jQ_1. \quad (4.42)$$

Итак, по известным значениям P_2 , Q_2 и U_2 определены все параметры мощности в поперечных ветвях \underline{S}_{C1} и \underline{S}_{C2} , по концам продольной ветви (\underline{S}'_{12} , \underline{S}''_{12}) и поступающая в линию из сети (\underline{S}_1), а также напряжение в узле 1. При необходимости токи в ветвях схемы замещения вычисляются по соответствующим мощностям и напряжениям.

4.4.2.2. Расчёт режима линии по заданным параметрам на её передающем конце

Выясним теперь, какова специфика расчёта установившегося режима в том случае, когда в качестве исходных данных используются параметры не приёмного, а передающего (отправного) конца линии, т.е. заданными считаются мощность $\underline{S}_1 = P_1 + jQ_1$ и модуль напряжения \dot{U}_1 . Последовательность расчёта при этом принципиально не меняется, т.е. вначале рассчитывается потокораспределение в части схемы, примыкающей к узлу с заданными параметрами, затем определяется напряжение на противоположном конце линии и, наконец, оставшиеся потоки мощности.

В соответствии с первым законом Кирхгофа для узла 1 (рис. 4.10) мощность в начале продольной ветви схемы замещения

$$\underline{S}'_{12} = \underline{S}_1 - \underline{S}_{C1} = P_1 + jQ_1 - (-jQ_{C1}) = P_1 + j(Q_1 - Q_{C1}). \quad (4.43)$$

Потери активной и реактивной мощностей в сопротивлении определяются по выражениям (4.32) и (4.33) при подстановке в них значений P'_{12} , Q'_{12} и U_1 . Мощность в конце продольной ветви схемы замещения с учётом (4.43)

$$\underline{S}''_{12} = \underline{S}'_{12} - \Delta\underline{S}_{12} = P_1 - \Delta P_{12} + j(Q_1 + Q_{C1} - \Delta Q_{12}). \quad (4.44)$$

Составляющие вектора падения напряжения определяются по выражениям (4.36) и (4.37) при подстановке в них тех же мощностей и напряжения, что и при вычислении потерь мощности, после чего находится напряжение на приёмном конце линии в предположении, что $\dot{U}_1 = U_1$:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 - \Delta\dot{U}_{12} = U_2 - (\Delta U_{12} + j\delta U_{12}) = U_1 e^{-j\delta_{12}}, \quad (4.45)$$

где

$$U_1 = \sqrt{(U_2 - \Delta U_{12})^2 + (\delta U_{12})^2}; \quad (4.46)$$

$$\delta_{12} = \arctg \frac{\delta U_{12}}{U_2 - \Delta U_{12}}. \quad (4.47)$$

Таким образом, вектор напряжения в конце линии отстаёт от вектора напряжения в её начале, а его абсолютная величина по отношению к величине U_1 определяется передаваемой по линии мощностью.

Найдя мощность в поперечной ветви, связанной с узлом 2 $\left(\underline{S}_{C2} = U_2^2 \frac{b_{л}}{2} = -jQ_{C2} \right)$, определяем поток мощности, поступающий из линии к потребителю. С учётом \underline{S}_{C2} :

$$\underline{S}_2 = \underline{S}_{12}'' - \underline{S}_{C2} = P_1 - \Delta P_{12} + j(Q_1 + Q_{C1} - \Delta Q_{12} + Q_{C2}) = P_2 + jQ_2. \quad (4.48)$$

Таким образом,

$$\underline{S}_2 = \underline{S}_1 - \Delta \underline{S}_{12} + j(Q_{C1} + Q_{C2}); \quad (4.49)$$

$$P_2 = P_1 - \Delta P_{12}; \quad (4.50)$$

$$Q_2 = Q_1 - \Delta Q_{12} + (Q_{C1} + Q_{C2}). \quad (4.51)$$

Очевидно, что к аналогичным соотношениям можно было бы прийти и в результате определения параметров режима в начале линии по заданным параметрам на её приёмном конце.

4.4.3. ДИАГРАММЫ МОЩНОСТЕЙ

Рассмотрим теперь взаимное положение найденных мощностей на комплексной плоскости, т.е. построим диаграммы мощностей применительно к тем же соотношениям нагрузки линии, что и при анализе векторных диаграмм токов и напряжений ($I_2 = I_{2\max}$; $I_2 = 0,5I_{2\max}$; $I_2 = 0$), сохраняя при этом и соотношение между активным и индуктивным её сопротивлениями, а также относительные значения зарядных токов I_{C1} и I_{C2} , определяющих мощности Q_{C1} и Q_{C2} . С учётом этих условий построена диаграмма, представленная на рис. 4.11.

Из рассмотрения диаграммы и выражений (4.50) и (4.51) вытекает, что соотношение реактивных мощностей по концам линии (Q_1 и Q_2), а следовательно, и соотношение аргументов мощностей \underline{S}_1 и \underline{S}_2 (φ_1 и φ_2 соответственно) определяются соотношением потерь (ΔQ_{12}) суммарной

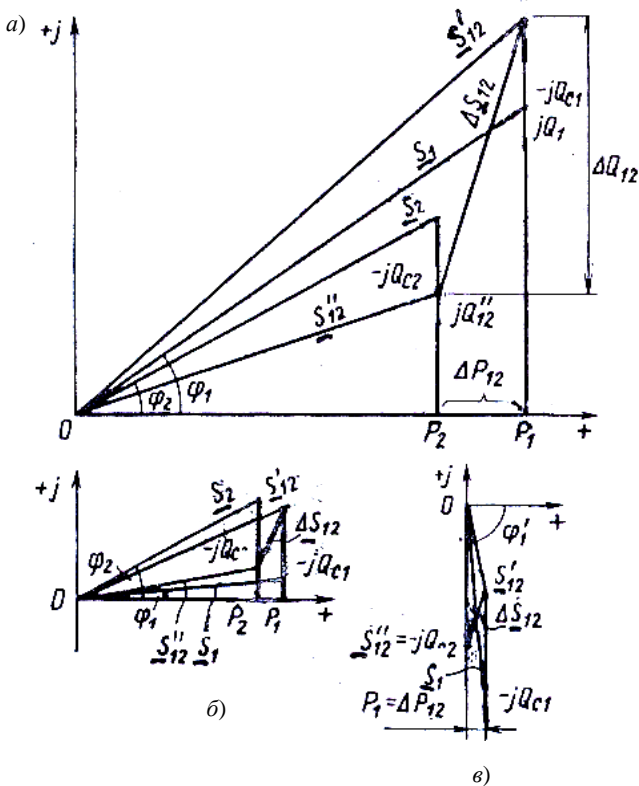


Рис. 4.11. Векторные диаграммы мощностей в линии при работе в режимах нагрузок:
a – максимальной; *б* – минимальной; *в* – холостого хода

«генерации» реактивной мощности в линии $Q_C = Q_{C1} + Q_{C2}$, называемой также общей зарядной мощностью линии.

Так, в рассматриваемом случае, т.е. в режиме максимальной нагрузки линии, из рис. 4.11, *a* следует, что $\Delta Q_{12} > Q_C$.

Это в свою очередь, влечёт за собой то, что реактивная мощность, поступающая в линию от источника питания, оказывается больше, чем реактивная мощность, отдаваемая потребителю, т.е. $Q_1 > Q_2$. При этом говорят, что в линии имеет место дефицит реактивной мощности. Таким образом, в этом режиме линия представляет собой дополнительную реактивную нагрузку для системы, так как зарядная мощность не полностью компенсирует потери мощности в ней.

Иная ситуация имеет место в режиме, когда нагрузка линии, как это было условно принято в пункте 4.4.1, составляет значение, в 2 раза меньшее максимального. Диаграмма мощностей для этого случая показана на рис. 4.11, б, причём в том же масштабе, что и предыдущая (рис. 4.11, а). Так как реактивная мощность, генерируемая ёмкостной проводимостью линии в узле 2 (Q_{C2}) при неизменном значении U_2 остаётся той же самой, а реактивная мощность (Q_{C1}) хотя и уменьшается из-за снижения напряжения U_1 по сравнению с предыдущим случаем (см. рис. 4.9, б), но незначительно, то суммарная зарядная мощность (Q_C) практически не меняется, в то время как потери реактивной мощности при сделанном допущении об уменьшении нагрузки вдвое оказываются примерно в 4 раза меньше. Это, в свою очередь, означает, что в данном режиме $\delta Q_{12} < Q_C$, $\varphi_1 < \varphi_2$ и $Q_1 < Q_2$, т.е. в линию от источника должна поступать мощность, меньшая той, которая требуется потребителю. Поэтому в этом случае говорят, что в линии имеет место избыток реактивной мощности.

Понятно, что этот избыток имеет наибольшее значение в том случае, когда нагрузка в конце линии отсутствует ($S_2 = 0$), т.е. когда линия разомкнута на приёмном конце. Потери активной и реактивной мощности в сопротивлении $\underline{Z}_л$ при этом малы, поскольку обусловлены протеканием по нему лишь ёмкостного тока (см. рис. 4.9, в).

Диаграмма мощностей, соответствующая такому режиму, показана на рис. 4.11, в, причём для наглядности она построена в масштабе, который в 2 раза больше, чем на предыдущих диаграммах (сравните, например, значения Q_{C2}).

Из рассмотрения этой диаграммы следует, что мощность \underline{S}_1 , поступающая в линию, при этом имеет практически чисто ёмкостной характер (угол φ_1 отрицателен и близок к 90°), т.е. $\underline{S}_1 \approx -jQ_C$. Фактически же это означает, что реактивная мощность Q_1 в противоположность P_1 направлена не в линию, а из линии, т.е. в сторону источника питания.

Анализ изменения соотношения параметров режима при изменении нагрузки линии, несмотря на то что он основан на рассмотрении лишь частного случая (а именно единичной тупиковой линии с одним источником питания), имеет достаточно общий смысл. Строго говоря, наличие дефицита или избытка реактивной мощности в линии как с одним, так и с двумя источниками питания (т.е. когда и U_1 , и U_2 можно считать фиксированными) определяется соотношением передаваемой по линии активной мощности.

4.4.4. ВЛИЯНИЕ СООТНОШЕНИЙ МЕЖДУ ПАРАМЕТРАМИ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ЛИНИИ НА ПАРАМЕТРЫ ЕЁ РЕЖИМА

Из анализа векторных диаграмм токов и напряжений (см. рис. 4.9) и соответствующих им диаграмм мощностей (рис. 4.11) вытекает, что взаимное положение на комплексной плоскости векторов, характеризующих режим в начале линии ($\dot{U}_1, \dot{I}_1, \underline{S}_1$) и на конце ($\dot{U}_2, \dot{I}_2, \underline{S}_2$), при допущении об отсутствии потерь на корону зависит от трёх факторов:

1) от абсолютных значений и соотношения активной и реактивной составляющих тока (мощности) нагрузки линии;

2) от абсолютных значений сопротивлений продольной ветви схемы замещения ($r_{л}$ и $x_{л}$) и их соотношения $\nu = \frac{r_0}{x_0}$;

3) от относительного значения зарядного тока (зарядной мощности) линии.

Влияние изменения значения нагрузки линии на параметры её режима было рассмотрено в пунктах 4.4.1 – 4.4.3. Теперь проанализируем влияние двух других факторов в предположении, что нагрузка в линии наибольшая, так как именно такие режимы, прежде всего, интересуют как проектировщиков, так и эксплуатационный персонал.

4.4.4.1. Влияние соотношения активного и индуктивного сопротивлений

Значение ν , характеризующее соотношение активного и индуктивного сопротивлений линии, меняется весьма в широких пределах в зависимости от типа линии (воздушная или кабельная), её номинального напряжения и диапазона используемых сечений проводов и жил кабелей. Систематизация и обобщение данных о значении ν позволяют составить сводную таблицу, охватывающую все рассмотренные ранее линии с номинальными напряжениями от 6 до 1150 кВ (табл. 4.1).

Анализ данных табл. 4.1 позволяет установить закономерности изменения значения ν и по отношению к значению $\nu = 1$ ($r_0 = x_0$) выделить три категории линий:

1) линии с $\nu \geq 1$, к которым прежде всего относятся кабельные линии 6...10 кВ, а также 35 кВ с алюминиевыми жилами и, кроме того, частично ВЛ 6-35 кВ и КЛ 35 кВ с медными жилами (при небольших сечениях);

2) линия с $\nu \approx 1$, к которым относятся ВЛ 6-35 кВ и КЛ 35 кВ с медными жилами (при крупных сечениях) и частично ВЛ 110 кВ;

3) линии с $\nu \leq 1$, к которым относятся все воздушные и кабельные линии с $U_{ном} \geq 110$ кВ, за исключением отнесённых ко второй категории ВЛ 110 кВ.

4.1. Соотношения активного и индуктивного сопротивлений линий электропередачи

$U_{\text{ном}}$, кВ	6-10	35	110	220	330-1150
Воздушная линия: F , мм ² u , о.е.	35...120 2,2...0,7	50...185 1,4...0,4	70...240 1,0...0,3	240...500 0,3...0,15	2240...10400 0,18...0,03
Кабельная линия: с медными жилами: F , мм ² u , о.е.	10...240 16,7...1,1	120...300 1,3...0,6	150...800 0,6...0,16	150...800 0,8...0,2	— —
с алюминиевыми жилами: F , мм ² u , о.е.	10...240 28,2...1,8	120...300 2,2...1,1	270...800 0,8...0,4	270...800 0,8...0,4	— —

Начнём анализ с рассмотрения второй категории линий, которая характеризуется примерным равенством активного и индуктивного сопротивлений линий. При этом аргумент вектора полного сопротивления линии близок к 45° . Рассмотрим как изменится при этом векторная диаграмма напряжений на рис. 4.9, *a*, соответствующая режиму наибольшей нагрузки линии. Для вектора падения напряжения в формуле (4.24) сгруппируем попарно составляющие, определяемые активной (I_{12a}) и реактивной (I_{12p}) составляющими тока \dot{I}_{12} , т.е.

$$\Delta \dot{U}_{12\phi} = (I_{12a}r_{\text{л}} + jI_{12a}x_{\text{л}}) + (I_{12p}r_{\text{л}} + jI_{12p}x_{\text{л}}). \quad (4.52)$$

Первые два слагаемых являются катетами треугольника, гипотенузой которого является вектор $I_{12a}\underline{Z}_{\text{л}}$, т.е. этот треугольник определяется протеканием в продольной ветви схемы замещения активной мощности P_{12} , причём при рассматриваемом соотношении $r_{\text{л}}$ и $x_{\text{л}}$ вектор $I_{12a}\underline{Z}_{\text{л}}$ расположен под углом $\approx 45^\circ$ к действительной оси комплексной плоскости. Построим этот треугольник на векторной диаграмме рис. 4.12, *a*, пометив его символом P .

Последние два слагаемых в (4.52) являются катетами треугольника с гипотенузой $I_{12p}\underline{Z}_{\text{л}}$ и определяются протеканием через сопротивления линии реактивной мощности Q_{12} . При примерном равенстве $r_{\text{л}}$ и $x_{\text{л}}$ вектор $I_{12p}\underline{Z}_{\text{л}}$ направлен под углом -45° к действительной оси комплексной

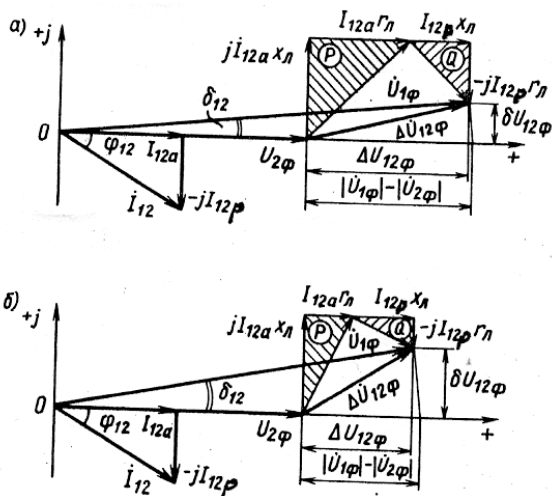


Рис. 4.12. Векторные диаграммы токов и напряжений линии при $r_n = x_n$ (а) и при $r_n = 0,5x_n$ (б)

плоскости. Изобразим на рис. 4.12, а этот треугольник, отметив его символом Q . Очевидно, что размеры треугольников определяются соотношением активной и реактивной составляющих тока \dot{I}_{12} или соотношением P_{12} и Q_{12} , причём в соответствии с рис. 4.9, а $I_{12p} < I_{12a}$.

В результате построения этих двух треугольников получаем вектор $\Delta \dot{U}_{12\phi}$, который в рассматриваемом случае имеет достаточно малую поперечную составляющую. Это, в свою очередь, приводит к тому, что угол δ_{12} между векторами $\dot{U}_{1\phi}$ и $\dot{U}_{2\phi}$ также весьма мал. При этом если пренебречь поперечной составляющей вектора падения напряжения, то

$$U_{1\phi} \approx U_{2\phi} + \Delta U_{12\phi} \quad (4.53)$$

и аналогично для линейных значений, согласно выражению (4.39),

$$U_1 \approx U_2 + \Delta U_{12}. \quad (4.54)$$

Разность модулей векторов напряжений по концам линии носит название *потери напряжения*. Значение потери напряжения от шин источника питания до шин узла нагрузки в ряде случаев служит критерием оценки допустимости рассматриваемого режима с точки зрения обеспечения качества электроэнергии, получаемой потребителями, и поэтому является важным количественным показателем работы сети. В нашем случае потеря напряжения

$$\Delta U_{12} = \left| \dot{U}_1 \right| - \left| \dot{U}_2 \right|, \quad (4.55)$$

т.е. примерно равна продольной составляющей вектора падения напряжения и может быть рассчитана с использованием формулы (4.36).

Нетрудно убедиться, что всё сказанное выше тем более справедливо и для линий первой категории, для которых $r_{\text{л}} \geq x_{\text{л}}$. Отсюда следует важное практическое обобщение: расчёт напряжений в узлах электрических сетей с $U_{\text{ном}} \leq 110$ кВ допустимо выполнять без учёта поперечной составляющей вектора падения напряжения, т.е. считая узловое напряжение вещественными числами и принимая потерю напряжения на каждом участке сети равной продольной составляющей вектора падения напряжения. Расчёт установившегося режима сети при этом существенно упрощается, а возникающая погрешность, как правило, лежит в пределах точности задания исходных данных.

Иная ситуация имеет место при рассмотрении линий третьей категории, у которых активное сопротивление меньше реактивного. Соответствующая этому случаю векторная диаграмма с выделением треугольников, пропорциональных активной и реактивной мощностям, показана на рис. 4.12, б. Из анализа диаграммы вытекает, что при $r_{\text{л}} < x_{\text{л}}$ поперечная составляющая вектора падения напряжения и угол сдвига напряжений по концам линии значительны, причём они тем больше, чем меньше $r_{\text{л}}$ по сравнению с $x_{\text{л}}$. Отсюда следует вывод, что расчёт напряжений в узлах электрических сетей с $U_{\text{ном}} \leq 220$ кВ в общем случае недопустимо выполнять без учёта поперечной составляющей вектора падения напряжения. При этом напряжение каждого узла характеризуется модулем и фазой, отсчитываемой от вектора напряжения узла, принятого за базисный. Причём для наглядности диаграмма на рис. 4.12, б построена при условии $r_{\text{л}} = 0,5x_{\text{л}}$.

4.4.4.2. Влияние зарядной мощности

Из предыдущего рассмотрения ясно, что кроме соотношения $r_{\text{л}}$ и $x_{\text{л}}$, размеры треугольников, пропорциональных P_{12} и Q_{12} (см. рис. 4.12), определяются соотношением активной и реактивной составляющих тока \dot{I}_{12} , протекающего в продольной ветви схемы замещения линии. Так как $\dot{I}_{12} = \dot{I}_2 + \dot{I}_{C2}$, то его значение и положение на комплексной плоскости определяются как соотношением активной и реактивной мощностей нагрузки (P_2 и Q_2), так и относительным значением зарядного тока в ветви, связанной с узлом 2 (см. рис. 4.8), отвечающей примерно половине общей зарядной мощности линии Q_C . Значение последней в свою очередь определяется номинальным напряжением, типом линии и её длиной.

Учёт зарядной мощности (что соответствует наличию в схеме замещения ветвей с ёмкостной проводимостью) для ВЛ производится при $U_{\text{ном}} \geq 110$ кВ, а для КЛ при $U_{\text{ном}} \geq 35$ кВ. Степень влияния зарядной мощности на параметры режима линии, как следует из диаграмм рис. 4.11, зависит от того, какова нагрузка в конце линии \underline{S}_2 . Чем меньше эта нагрузка, тем большую роль играет зарядная мощность в определении положения вектора \dot{U} и мощности \underline{S}_1 на комплексной плоскости.

Вопросы для самопроверки

1. Какова основная задача расчёта и анализа установившегося режима устройств передачи ЭЭ?
2. Какие факторы влияют на отличие погонного активного сопротивления ВЛ от омического?
3. При каких допущениях определяется погонное активное сопротивление ВЛ при проектировании?
4. Какими геометрическими параметрами определяются значения погонных реактивных параметров ВЛ с нерасщеплённой фазой?
5. Каковы средние значения погонных реактивных параметров ВЛ с расщеплённой фазой?
6. На какое число составляющих обычно расщепляются фазы ВЛ 330-1150 кВ?
7. К каким изменениям погонных параметров ВЛ приводит расщепление её фазы?
8. К каким изменениям векторных диаграмм токов и напряжений линии приводит уменьшение нагрузки на её приёмном конце?
9. Как отличаются векторные диаграммы напряжений при задании параметров в начале и в конце линии?
10. В чём отличие понятий «падение напряжения» и «потеря напряжения»?

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В первой части настоящего пособия заложены основные понятия для дальнейшего изучения дисциплин «Энергосистемы и электрические сети», «Электростанции и подстанции», подробно рассмотрены конструктивные особенности и условия эксплуатации ЛЭП. Эти материалы позволят успешно продолжить углубленное изучение указанных выше дисциплин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Электротехнический справочник : в 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 9-е изд. стер. – М. : Издательство МЭИ, 2004. – 964 с.
2. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – Новосибирск : Изд-во Сиб. ун-та, 2005.
3. Электрическая часть электростанции и электрической сети. Термины и определения: ГОСТ 24291–90. – М. : Изд-во стандартов, 1991.
4. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2009. – 392 с.
5. Электрические системы. Электрические сети : учеб. для электроэнерг. спец. вузов / В.А. Веников, А.А. Глазунов, Л.А. Жуков и др. ; под ред. В.А. Веникова, В.А. Строева. – М. : Высш. шк., 1998. – 511 с.
6. Лычев, П.В. Электрические сети энергетических систем / П.В. Лычев, В.Т. Федин. – Минск : Універсітэцкае, 1999. – 255 с.
7. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии : учебное пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – Ростов н/Д. : Феникс ; Красноярск : Издательские проекты, 2006. – 720 с.
8. Буслова, Н.В. Электрические системы и сети / Н.В. Буслова, В.Н. Винославский, Г.И. Денисенко и др. ; под ред. Г.И. Денисенко. – Киев : Вища школа, 1986. – 584 с.
9. Кужеков, С.Л. Практическое пособие по электрическим сетям и электрооборудованию / С.Л. Кужеков, С.В. Гончаров. – Ростовн/Д. : Феникс, 2009. – 492 с.
10. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ / Е.Ф. Макаров. – М. : Папирус ПРО, 2003. – Т. II. – 622 с.
11. Боровиков, В.А. Электрические сети энергетических систем / В.А. Боровиков, В.К. Косарев, Г.А. Ходот. – Л. : Энергия, 1977. – 392 с.
12. Идельчик, В.И. Энергетические системы и сети / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
13. Блок, В.М. Электрические сети и системы / В.М. Блок. – М. : Высш. шк., 1986. – 430 с.
14. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов и др. ; под ред. С.С. Роко-тяна и И.М. Шапиро. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 380 с.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- АСДУ – автоматизированная система диспетчерского управления
АСУТП – автоматизированная система управления технологическими процессами
- АТ – автотрансформатор
ВД – высокое давление
ВЛ – воздушная линия электропередачи
ВН – высокое напряжение
ГЭС – гидравлическая электростанция
ГРЭС – государственная районная электростанция
ЕНЭС – Единая национальная электрическая сеть
ЕЭС – Единая энергетическая система
КЗ – короткое замыкание
КЛ – кабельная линия электропередачи
ЛЭП – линия электропередачи
МРСК – межрегиональная распределительная сетевая компания
МНК – маслонаполненный кабель
МНКЛ – маслонаполненная кабельная линия
НН – низкое напряжение
НД – низкое давление
ОАО – открытое акционерное общество
ОЭС – объединённая энергосистема
ОДУ – объединённое диспетчерское управление
ОГК – генерирующая компания оптового рынка
ПС – подстанция
ПУЭ – Правила устройства электроустановок
ППТ – передача постоянного тока
ПБВ – переключение (ответвлений обмоток трансформатора) без возбуждения (при отключённой нагрузке)
- ПЭС – питающая электрическая сеть
РУ – распределительное устройство
РЭС – районная энергосистема
РПН – регулирование напряжения под нагрузкой
РС – распределительная сеть
РЭК – региональная энергетическая компания
СВН – сверхвысокое напряжение
СН – среднее напряжение
СХН – статическая характеристика нагрузки
СЭС – система электроснабжения
СИП – самонесущий изолированный провод
СПЭ – сшитый полиэтилен
ТПЖ – токопроводящая жила

ТЭК – топливно-энергетический комплекс
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль
УВН – ультравысокое напряжение
ФОРЭМ – федеральный (общероссийский) рынок электроэнергетики
ФСК – Федеральная сетевая компания ЕЭС
ФСТ – федеральная служба по тарифам
ЦДП – центральный диспетчерский пункт
ЦДУ – центральное диспетчерское управление
ЦП – центр питания
ЭВМ – электронная вычислительная машина
ЭП – электроприёмник
ЭС – электростанция
ЭЭС – электроэнергетическая система
ЭНС – энергосистема
ЭЭ – электрическая энергия

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
Глава 1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ	4
1.1. Электроэнергетические системы. Основные понятия и определения	4
1.2. Основные сведения о развитии энергосистем	8
1.3. Общая характеристика электрических сетей	12
1.4. Классификация электрических сетей	13
1.5. Основные сведения о развитии электрических сетей энергосистем	17
Вопросы для самопроверки	21
Глава 2. КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ И УСЛОВИЯ РАБОТЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ	21
2.1. Основные сведения	21
2.2. Общая характеристика воздушных линий и основные элементы	22
2.3. Опоры воздушных линий	24
2.4. Провода воздушных линий	27
2.5. Грозозащитные тросы	29
2.6. Изоляторы воздушных линий	30
2.7. Линейная арматура	31
2.8. Краткие сведения по эксплуатации воздушных линий	32
Вопросы для самопроверки	34
Глава 3. КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ	35
3.1. Основные сведения	35
3.2. Конструкции кабельных линий	35
3.3. Маркировка кабелей	39
3.4. Прокладка кабельных линий	39
3.5. Токопроводы, шинопроводы и внутренние проводки	41
Вопросы для самопроверки	41
Глава 4. ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ КАК ЭЛЕМЕНТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ	42
4.1. Основные сведения	42
4.2. Погонные параметры воздушных и кабельных линий переменного тока	43
4.2.1. Одноцепная транспонированная воздушная линия с нерасщеплённой фазой	43
4.2.2. Линия электропередачи со стальными проводами	50

4.2.3. Одноцепная транспонированная воздушная линия с расщеплённой фазой	51
4.2.4. Двухцепная транспонированная воздушная линия	54
4.2.5. Кабельные линии	55
4.3. Схемы замещения линий электропередачи	56
4.4. Режимные характеристики линии	59
4.4.1. Векторные диаграммы токов и напряжений	60
4.4.2. Определение параметров установившегося режима линии	63
4.4.2.1. Расчёт режима линий по заданным параметрам на её приемном конце	64
4.4.2.2. Расчёт режима линии по заданным параметрам на её передающем конце	67
4.4.3. Диаграммы мощностей	68
4.4.4. Влияние соотношений между параметрами схемы замещения линии на параметры её режима	71
4.4.4.1. Влияние соотношения активного и индуктивного сопротивлений	71
4.4.4.2. Влияние зарядной мощности	74
Вопросы для самопроверки	75
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	75
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	76
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	77