

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
1. Общие сведения об электроэнергетических системах	6
1.1. Основные понятия и определения	6
1.2. Классификация электрических сетей и их характеристика	14
1.3. Схемы электрических сетей	26
2. Конструкции воздушных и кабельных линий электропередачи	36
2.1. Воздушные линии	36
2.2. Кабельные линии	56
3. Электрические нагрузки электроэнергетических систем	74
3.1. Понятие о графиках электрических нагрузок	74
3.2. Вероятностные характеристики и показатели графика нагрузки	78
3.3. Статические характеристики нагрузки	80
4. Расчет установившихся режимов электрических сетей	83
4.1. Основные виды режимов ЭЭС	83
4.2. Расчет параметров электрических схем замещения линий, трансформаторов и автотрансформаторов	86
4.3. Расчет режимов разомкнутых электрических сетей	109
4.4. Расчет режимов простых замкнутых сетей	123
4.5. Расчет режимов сетей с разными номинальными напряжениями	135
5. Регулирование напряжения в электрической сети	141
5.1. Способы, виды и принципы регулирования напряжения	141
5.2. Выбор ответвлений РПН трансформаторов и линейных регуляторов	148
6. Балансы активной и реактивной мощности и энергии	160
6.1. Баланс активной мощности и его связь с частотой	160
6.2. Регулирование частоты в электроэнергетической системе	163
6.3. Баланс реактивной мощности в ЭЭС	170
Заключение	174
Список литературы	175

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергия в современном мире относится не просто к товарам повседневного спроса — она, по сути, формирует образ жизни. Электроэнергетика — базовая отрасль экономики страны, самый технологический комплекс, связанный практически со всеми отраслями экономики и жизнеобеспечением людей, где цена ошибки велика. Сбои в энергоснабжении — это не только риски для образа жизни, но и возможные причины техногенных катастроф, создающие угрозу жизни людей.

Электроэнергетические системы, являющиеся технологической базой электроэнергетики, характеризуются следующими особенностями:

- тесное взаимодействие в едином технологическом процессе большого количества энергетических объектов, расположенных на территории всей страны;
- одновременность процессов производства и потребления электроэнергии;
- резкая неравномерность производственного процесса, обусловленная суточными, сезонными и территориальными изменениями потребления электроэнергии.

Электроэнергетические системы работают по единому технологическому циклу, обладающему самой высокой степенью автоматизации, включающему все процессы от производства до потребления электроэнергии. В состав электроэнергетических систем входят электрические станции, электрические сети, предназначенные для транспорта и распределения электроэнергии, системы электроснабжения потребителей электроэнергии. Именно поэтому дисциплина «Электроэнергетические системы и сети» является базовой при подготовке бакалавров по направлению подготовки «Электроэнергетика и электротехника».

Электрические сети являются самой протяженной подсистемой энергетической системы, обеспечивают возможность выдачи мощности электри-

ческих станций, ее передачу на тысячи километров, в том числе и в другие страны, распределения электроэнергии по определенной территории непосредственно до электроприемников потребителей. Электрические сети напряжением 220 кВ и выше обеспечивают энергетическую безопасность страны и называются Единой национальной электрической сетью.

Учитывая вышесказанное, данное учебное пособие включает теоретический материал, раскрывающий основы электроэнергетических систем, и в целом посвящено изучению электрических сетей. Здесь рассматриваются классификация и характеристика электрических сетей, их конструктивное исполнение. Дается понятие графиков электрических нагрузок и раскрывается их роль в функционировании электроэнергетической системы. Особое внимание в учебном пособии уделено расчету установившихся режимов сетей, характеризующих основное состояние электрических сетей. Раскрыты способы и принципы регулирования напряжения. Показана роль балансов активной и реактивной мощности в электроэнергетических системах, раскрыт физический смысл и приведены основы регулирования частоты в электроэнергетической системе.

Из-за сложности и большого объема теоретического материала, раскрывающего сущность, условия функционирования и особенности проектирования электроэнергетических систем изложить весь материал в одном учебном пособии представляется нецелесообразным. Поэтому, автором принято решение разделить весь объем на две части. Данное учебное пособие включает первую часть.

Пособие предназначено для бакалавров, получающих подготовку по профилям «Электрические станции», «Электроэнергетические системы и сети», «Электроснабжение», «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем» направления подготовки «Электроэнергетика и электротехника». Оно направлено на освоение обучающимися профессиональных компетенций, закрепленных за дисциплиной «Электроэнергетические системы и сети».

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

1.1. Основные понятия и определения

Единая электроэнергетическая система (ЕЭС) России представляет собой объединение электростанций и подстанций электрическими сетями различных напряжений. ЕЭС России является технологически единым объектом, функционирование которого подчиняется соответствующим физическим законам.

Рассмотрим схематично состав энергетической системы (рис. 1.1) [6].

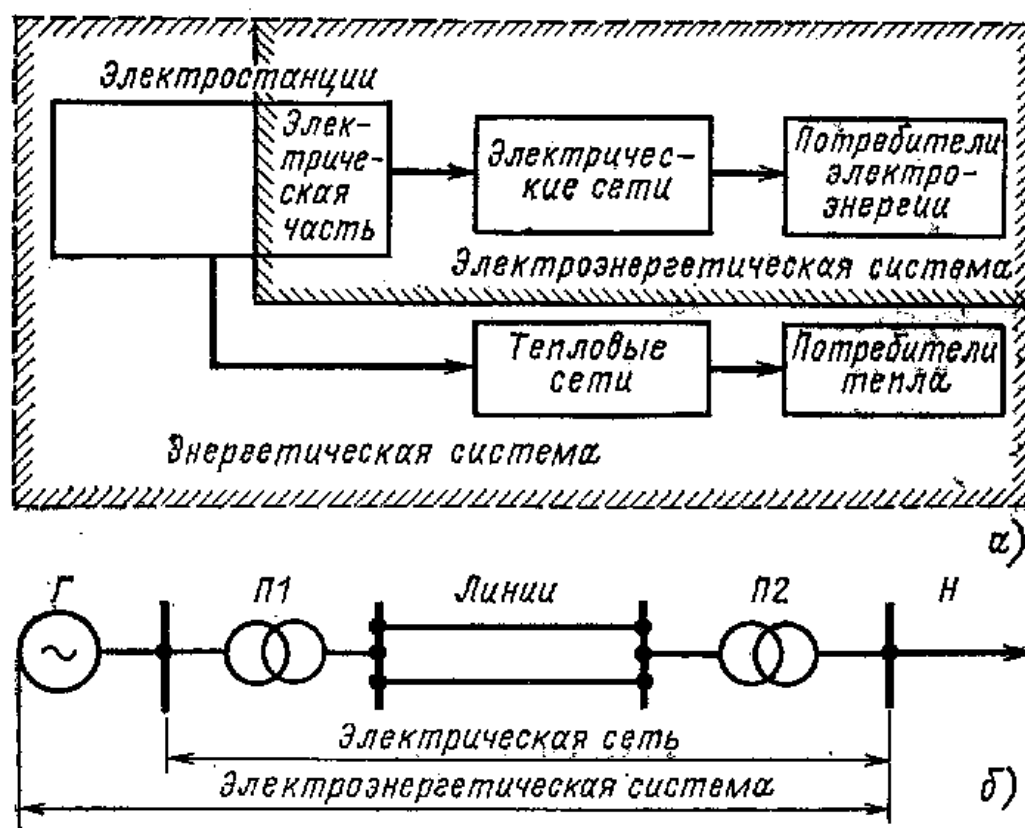


Рис. 1.1. Структура энергетической системы

Энергетическая система (рис.1, а) - совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режимов в непрерывном процессе производства, преобразования, передачи и распределения электрической и тепловой энергии при общем управлении этим режимом.

Электроэнергетическая система (ЭЭС) (рис. 1, б) является подсистемой энергетической системы и представляет собой сложный физико-технический комплекс, состоящий из электрических частей электростанций, электрических сетей и электроприемников, работающих по согласованному режиму при его общем управлении.

Электроэнергетическая система - электрическая часть энергосистемы и питающиеся от нее приемники электрической энергии, объединенные общностью процесса производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии.

К особенностям электроэнергетических систем относятся:

- одновременность процессов производства, распределения и потребления электроэнергии;
- быстрота протекания переходных процессов;
- связь работы энергосистем со всеми отраслями экономики страны.

Электрическая станция генерирует (производит) электроэнергию, а теплофикационная электростанция – электрическую и тепловую энергию.

По виду первичного источника энергии, преобразуемого в электрическую или тепловую энергию, различают электрические станции:

- тепловые (ТЭС),
- атомные (АЭС),
- гидравлические (ГЭС).

ТЭС делятся на конденсационные электростанции (КЭС), государственные районные электростанции (ГРЭС), теплофикационные (ТЭЦ) – вырабатывающие и электроэнергию и тепло.

Помимо традиционных источников энергии существуют электростанции, использующие нетрадиционные источники энергии:

- гидроаккумулирующие,
- дизельные,
- солнечные,

- геотермальные,
- приливные,
- ветровые,
- биоэлектростанции.

По электрической сети осуществляется распределение электроэнергии от электростанций к потребителям.

Электрическая сеть - совокупность электроустановок для передачи и распределения электрической энергии, состоящая из подстанций, распределительных устройств, токопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи, работающих на определенной территории.

Электроустановка - совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, преобразования, трансформации, передачи, распределения электрической энергии и преобразования ее в другие виды энергии.

Линия электропередачи – это электроустановка, предназначенная для передачи электроэнергии. Линия электропередачи (ЛЭП) бывает воздушная или кабельная. Воздушная линия электропередачи (ВЛЭП или ВЛ) представляет собой систему проводов, грозозащитных тросов (не для всех классов номинального напряжения), соединительной арматуры, опор, изоляторов, траверс. Кабельная линия электропередачи (КЛ) состоит из кабелей, кабельной арматуры, устройств для прокладки кабелей. При передаче электроэнергии напряжением выше 1 кВ линия называется высоковольтной, при передаче электроэнергии напряжением до 1 кВ – низковольтной.

У нас в стране применяются стандартные номинальные (междуфазные) напряжения трехфазного тока частотой 50 Гц в диапазоне 6–1150 кВ, а также напряжения 0,66; 0,38 (0,22) кВ.

Стандартный ряд номинальных напряжений включает напряжения:

3, 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220, 330, 500, 750, 1150 кВ.

Не подчеркнутые номинальные напряжения составляют основной ряд

Электрическая подстанция – это электроустановка, предназначенная для приема, преобразования (трансформации) и распределения электроэнергии, состоящая из силовых трансформаторов (автотрансформаторов) и распределительных устройств разных классов номинального напряжения, вспомогательных устройств. Подстанции (ПС) предназначены для связи генераторов и потребителей электроэнергии с ЛЭП и для связи отдельных частей электроэнергетической системы.

В зависимости от назначения подстанции подразделяются на трансформаторные, распределительные, преобразовательные (выпрямительные), переключательные пункты. Распределительная подстанция (или распределительный пункт) – это подстанция, которая получает и распределяет электроэнергию на одном напряжении (без трансформации).

Распределительное устройство – это электроустановка, входящая в состав подстанции и включающая в себя сборные шины, коммутационное и вспомогательное оборудование – устройства управления, защиты и измерения.

Электронепередача – это линия с повышающей и понижающей подстанциями, служащая для транзитной передачи электроэнергии от электрической станции к концентрированному потребителю, получающему электроэнергию от шин низшего напряжения понижающей подстанции.

Система электроснабжения - совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электрической энергией.

Потребитель электрической энергии - электроприемник или группа электроприемников, объединенных технологическим процессом и размещающихся на определенной территории.

Приемник электрической энергии (электроприемник) - аппарат, агрегат и др., предназначенный для преобразования электрической энергии в другой вид энергии.

Прежде чем изучать электроэнергетические системы необходимо понять, что дает объединение энергосистем.

Электрические станции, включенные в ЭЭС, работают параллельно для снабжения потребителей электрической энергией, которая передается по электрическим сетям.

Основные преимущества объединения энергосистем

1. Надежность работы. Создание объединенных энергосистем позволяет повысить надежность электроснабжения потребителей.

Если поврежден какой-то элемент системы (генератор, силовой трансформатор или ЛЭП) или ее часть, то потребитель продолжает получать энергию от системы через другие неповрежденные элементы или при дефиците мощности в данной ЭЭС энергия может поступать по межсистемным связям от других энергосистем.

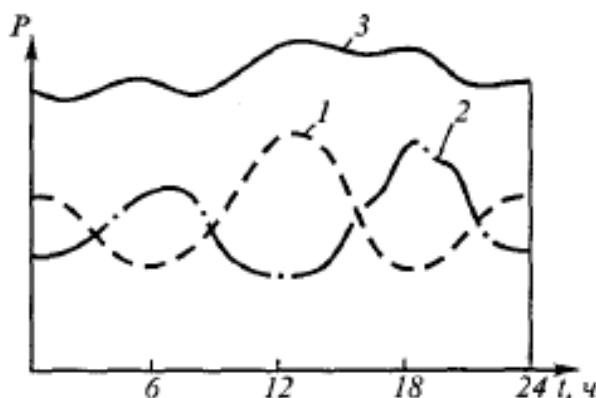
2. Использование несовмещения максимумов нагрузок. У каждого потребителя или ЭЭС имеется свой максимум нагрузки, как по величине, так и по времени. При объединении ЭЭС использование этого несовмещения особенно эффективно. Например, если на Урале наступает ночь и электроосвещение отключается, то в Москве – вечер – в это время электроосвещение включается. Естественно, что высвободившуюся энергию в одной ЭЭС можно направить по ЛЭП в другую ЭЭС или туда, где есть в ней необходимость.

При создании объединенных энергетических систем можно уменьшить суммарную установленную мощность электростанций.

Максимум суммарной нагрузки системы меньше, чем сумма максимумов нагрузок отдельных потребителей.

Это объясняется несовпадением отдельных максимумов из-за различных условий работы потребителей. В энергетических системах, охватывающих обширные географические районы, несовпадение максимумов вызвано расположением потребителей в разных часовых поясах. Например, на рис. 1.2 показано, что объединение потребителей, размещенных в европейской и сибирской ча-

стях страны, позволит получить более равномерный суммарный график по сравнению с графиком нагрузки отдельных потребителей. Установленная мощность электростанций в системе должна быть достаточной для покрытия максимальных нагрузок потребителей. Кроме того, исходя из требований, предъявляемых к надежности работы систем, должна предусматриваться резервная мощность генераторов. При параллельной работе электрических станций резервная мощность может быть уменьшена.



1,2 – графики нагрузок отдельных ЭЭС;

3 – график нагрузки объединенной ЭЭС

Рис. 1.2. Эффект совмещения графиков электрических нагрузок потребителей, расположенных в разных часовых поясах

3. Меньшие резервы мощностей. В связи с возможностью передачи мощности из одной ЭЭС в другую резервы мощностей в каждой системе могут быть сокращены, что дает большой экономический эффект.

4. Совместная работа тепло- и гидроэлектростанций. Такая работа позволяет шире использовать станции с дешевым топливом. Т.к., источником энергии на гидроэлектростанции (ГЭС) является вода, то летом, когда воды много, целесообразно использовать ГЭС, чтобы экономить топливо на ТЭС. Использование возобновляемых источников, к которым относятся ГЭС, одна из задач энергосбережения.

При объединении разных типов электростанций можно более полно использовать гидроэнергетические ресурсы.

Расход воды в реке колеблется в больших пределах. Для надежного снабжения электроэнергией потребителей мощность ГЭС при изолированной ее работе нужно выбирать исходя из обеспеченного расхода воды. В случае больших расходов часть воды пришлось бы сбрасывать мимо турбин.

Объединение нескольких электростанций разных видов позволяет повысить экономичность выработки электроэнергии.

Энергетические системы дают возможность согласованно работать тепловым и гидроэлектростанциям. В самом деле, в период недостатка воды на ГЭС (зимой) выработка электроэнергии на них снижается, и потребители обеспечиваются электроэнергией в большей мере от ТЭС. Наоборот, летом при большом притоке воды ГЭС работают на полную мощность, а выработка электроэнергии ТЭС снижается. Это обеспечивает экономию топлива и, следовательно, решает задачу энергосбережения.

Электростанции, подключаемые к системе в часы наибольших (пиковых) нагрузок, называют **пиковыми**. (ГЭС и ГАЭС - гидроаккумулирующие электростанции).

Распределение графиков нагрузки электростанций в суммарном графике нагрузки ЭЭС показано на рис. 1.3.

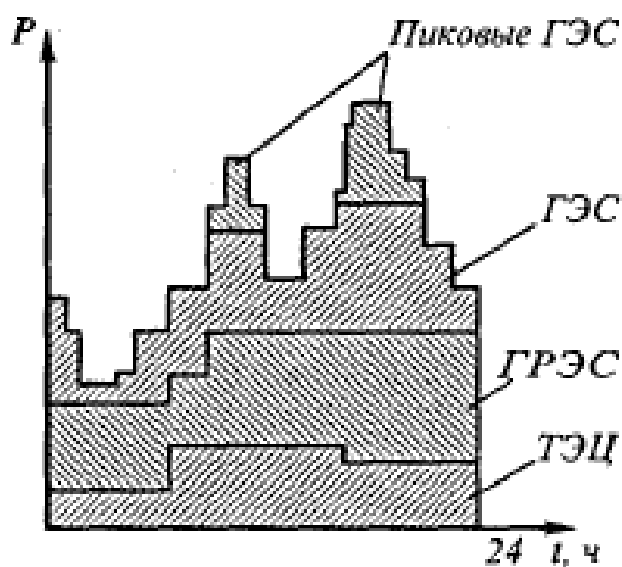


Рис. 1.3. Заполнение суточного графика ЭЭС

5. Использование более крупных агрегатов. Один агрегат большей мощности дешевле, чем несколько мелких такой же суммарной мощности.

Объединение энергосистем позволяет увеличить единичные мощности агрегатов. С возрастанием мощностей агрегатов улучшаются их технические характеристики, и снижается удельная стоимость выработки электроэнергии.

6. Большая маневренность. Она дает возможность переключения или отключения линий трансформаторов и изменения путей их питания, что повышает надежность электроснабжения.

Техническую основу российской электроэнергетики составляют 440 тепловых и гидравлических электростанций мощностью соответственно 132,1 и 43,8 млн кВт и 9 атомных электростанций мощностью 22,1 млн кВт. Протяженность ЛЭП всех классов напряжений составляет 2,67 млн км, в том числе свыше 150,69 тыс. км основных системообразующих ЛЭП напряжением свыше 220 кВ.

Сегодня в России существует 7 объединенных энергосистем (ОЭС): ОЭС Центра, ОЭС Северного Кавказа, ОЭС Северо-Запада, ОЭС Сибири, ОЭС Урала, ОЭС Средней Волги, ОЭС Востока (рис. 1.4).



Рис. 1.4. Состав ЕЭС России [8]

1.2. Классификация электрических сетей и их характеристика

Электрические сети современных электроэнергетических систем характеризуются весьма сложной структурой и конфигурацией, поэтому их невозможно классифицировать по какому-либо одному признаку. Можно выделить следующие признаки классификации электрических сетей:

1. Классификация по номинальному напряжению;
2. Классификация по роду тока;
3. Классификация по выполняемым функциям;
4. Классификация по характеру потребителей;
5. Классификация по конфигурации схемы сети;
6. Классификация по охвату территории;
7. Классификация по отношению к помещениям;
8. Классификация по конструктивному исполнению.

По номинальному напряжению сети делятся на:

- низковольтные сети (НН) до 1 кВ;
- сети среднего напряжения (СН) (3-35 кВ);
- сети высокого напряжения (ВН) (110-220 кВ);
- сети сверхвысокого напряжения (СВН) (330-750 кВ);
- сети ультравысокого напряжения (УВН) 1150 кВ.

Линии ВН и СВН служат для передачи больших мощностей на большие расстояния, в сотни и тысячи км. Линии 110-220 кВ служат для связи электростанций в системе и для распределения электроэнергии между потребителями на расстояния десятков км. По линиям СН осуществляется распределение электроэнергии на небольшие расстояния потребителям небольшой и средней мощности. Линии НН соединяют электроэнергетическую систему непосредственно с потребителями малой мощности. Они используются и вне электроэнергетической системы для осуществления прямой связи источников тока низкого напряжения с отдельными токоприемниками низковольтных сетей.

Необходимо отметить, что линия 1150 кВ в настоящее время отключена.

По роду тока сети делятся на сети переменного и постоянного тока.

Электрические сети переменного тока характеризуются многоступенчатостью, т.е. большим числом трансформации по пути движения тока от генерации к потребителю. Топологическая структура отдельных частей – участков сети сложна и насчитывает десятки и сотни узлов, ветвей и замкнутых контуров. Помимо сложности конфигурации электрические сети переменного тока характеризуются множеством режимов. Именно этим сетям посвящено данное учебное пособие.

Среди электрических сетей выделяют линии электропередачи сверхвысокого напряжения (СВН), подробное рассмотрение которых выходит за рамки учебного пособия. Здесь дано лишь общее представление об этих электропередачах.

Линии электропередачи СВН переменного тока являются межсистемными связями. Для них характерны большая протяженность (более 500 км) и значительная передаваемая мощность (более 500 МВА на одну цепь). В таких линиях применяют расщепление проводов. В этих линиях проявляется волновой характер электропередачи.

К особенностям ЛЭП сверхвысокого напряжения относятся:

- ✓ учет распределенности параметров и волновых свойств линии;
- ✓ необходимость применения специальных устройств и мероприятий для управления режимом линии и увеличения пропускной способности линии;
- ✓ волновой характер передачи энергии, который совершается за счет движения результирующих волн напряжения и тока.

Основными характеристиками бегущей волны является фазовая скорость и длина волны.

Длиной волны называется расстояние между двумя соседними точками на линии, фазы колебаний которых отличаются на 2π .

Волновое сопротивление, определяющее токи прямой и обратной волн по соответствующим напряжениям, является функцией параметров линии, связанных с ее конструкцией.

Волновой длиной линии называется величина, характеризующая изменение фазы напряжения или тока при распространении волны от конца к началу линии.

Натуральная мощность протекает по линии, когда сопротивление нагрузки на ее конце равно волновому сопротивлению.

Для ЛЭП СВН характерны большие зарядные мощности, которые приводят к недопустимому росту напряжения по всей длине линии, либо по ее концам в зависимости от режима работы. Поэтому подключают на концах линии и иногда посередине линии реакторы поперечной компенсации - шунтирующие реакторы. В настоящее время осуществляется замена морально устаревших шунтирующих реакторов на управляемые шунтирующие реакторы (УШР) или статические тиристорные компенсаторы. Возможные схемы подключения шунтирующих реакторов, в том числе и управляемых, приведены на рис. 1.5.

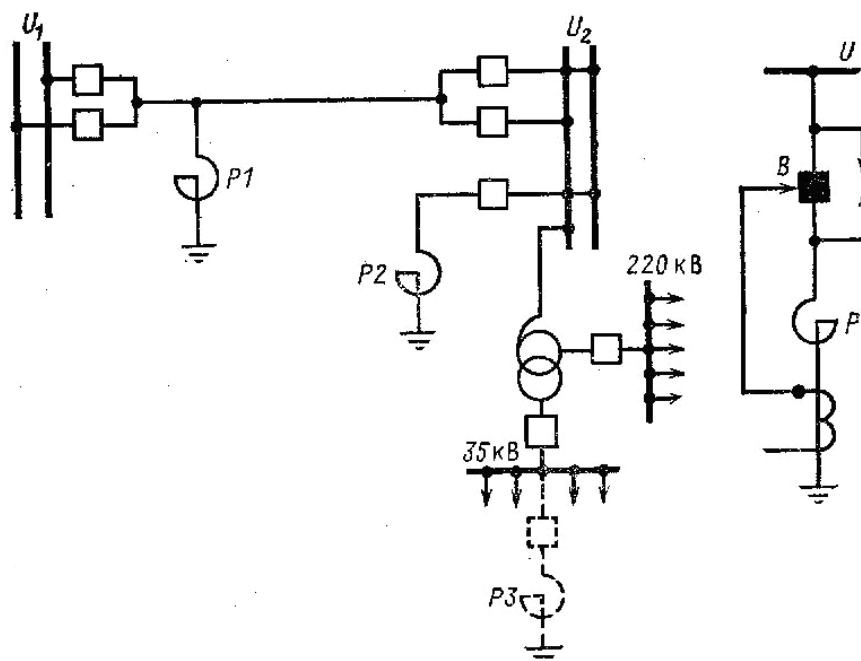


Рис. 1.5. Способы подключения шунтирующих реакторов к электропередаче СВН

На рис. 1.5 показаны различные способы подключения шунтирующего реактора: в линию (P1), к шинам ВН подстанции (P2), к шинам низкого напряжения подстанции (P3), через искровой разрядник (P). Последний способ применяется в середине линий для ограничения перенапряжений.

Для повышения пропускной способности электропередачи СВН большой длины в расщелку линий включают устройства продольной компенсации (УПК). На рис. 1.6 показана установка продольной компенсации для компенсации части индуктивного сопротивления линии. Чем меньше индуктивное сопротивление электропередачи, тем большую мощность можно пропустить по линии. При компенсации реактивного сопротивления электропередачи на 25% пропускная способность увеличивается на 30-40 %, а при компенсации на 50% - в 1,7-2 раза.

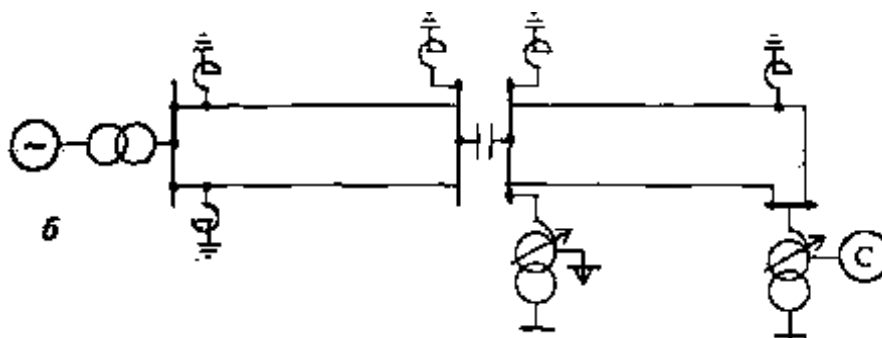


Рис. 1.6. Схема подключения УПК к линии СВН

Передача электрической энергии на большие расстояния также обеспечивается установкой промежуточных подстанций на расстоянии 200-400 км для промежуточного отбора мощности и повышения пропускной способности электропередачи при повреждениях.

Линии СВН на постоянном токе

Выработка электроэнергии генераторами осуществляется на переменном токе, затем трансформируется на более высокие напряжения. Для передачи на дальние расстояния служат линии постоянного тока. Линии постоянного тока связывают две энергосистемы: передающую и приемную. Принцип электропередачи постоянным током следующий. С помощью выпрямителей преобразова-

тельной подстанции (выпрямительная подстанция) переменный ток преобразуется в постоянный и передается по линии. На другом конце линии также установлена преобразовательная подстанция (инверторная подстанция), где с помощью инверторов постоянный ток преобразуется в переменный. Схемы выполнения электропередачи постоянного тока приведены на рис. 1.7.

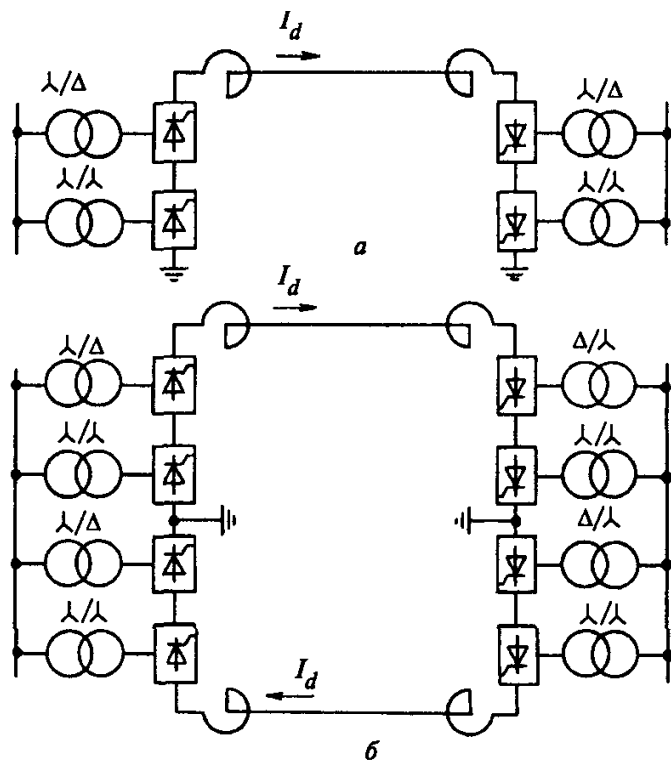


Рис. 1.7. Схемы выполнения электропередачи постоянного тока:
а) униполярная передача постоянным током (ППТ); б) биполярная ППТ

Для обеспечения работы преобразовательных подстанций необходима значительная реактивная мощность (примерно 50% от передаваемой активной). Эта мощность должна покрываться генераторами, имеющимися в системе, и источниками реактивной мощности, компенсирующими устройствами большой мощности, устанавливаемыми поблизости от преобразователей. Для сглаживания пульсаций тока и ограничения скорости возрастания его при повреждениях в линию включают реакторы. Отключение линий постоянного тока производится закрытием вентилей на преобразовательной подстанции, поэтому электропередача постоянного тока выполняется без присоединения других инвер-

торных подстанций в промежуточных пунктах линии. Техническая трудность осуществления разветвленных линий электропередачи постоянного тока вызвана также особенностями их режимного регулирования.

Рассмотрим преимущества и недостатки передачи постоянным током.

К преимуществам относятся следующие особенности ППТ:

- предел передаваемой мощности по линии не зависит от ее длины и больше, чем у передачи переменного тока;
- снимается понятие предела по статической устойчивости, поэтому не требуется расчет устойчивости ЭЭС.;
- для таких линий достаточно двух проводов или одного, если в качестве второго использовать землю. Конструкции линий постоянного тока проще, чем переменного тока;
- энергосистемы, связанные ЛЭП постоянного тока могут работать не синхронно или с различными частотами;
- возможен реверс мощности.

К существенным недостаткам таких линий относятся следующие:

- наличие выпрямительных устройств ведет к искажению качества электроэнергии;
- невозможен или затруднителен отбор мощности;
- большая стоимость электропередачи.

В передачах постоянного тока требуется, чтобы перед включением были примерно одинаковыми полярность и напряжения по концам.

ППТ становится экономически целесообразной только при больших расстояниях, при длине линий примерно от 1200 км и больше и передаче мощности свыше 2000 МВт.

Ряда указанных выше недостатков лишена вставка постоянного тока, схема которой показана на рис. 1.8.

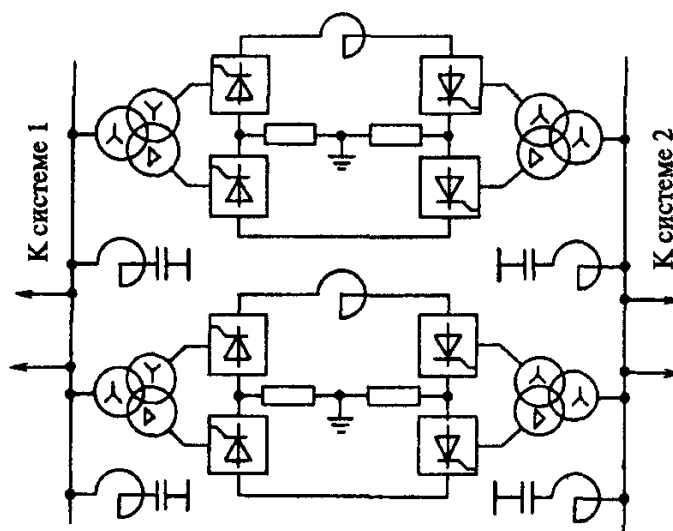


Рис. 1.8. Схема вставки постоянного тока

В случае применения вставки постоянного тока электроэнергия от передающей энергосистемы по линиям СВН переменного тока доставляется до границы с приемной ЭЭС, где установлена вставка постоянного тока, на которой переменный ток преобразуется в постоянный, и здесь же в машинном зале из постоянного тока в переменный. Основным ее преимуществом перед ППТ является отсутствие самой линии, что существенно снижает стоимость и позволяет связывать ЭЭС, работающие в несинхронном режиме или с разными частотами, осуществлять реверс мощности.

По выполняемым функциям различают: системообразующие, питающие и распределительные сети.

Системообразующие сети напряжением $330 \div 1150$ кВ осуществляют функции формирования объединенных энергосистем, объединяя мощные электростанции и обеспечивая их функционирование как единого объекта управления, и одновременно обеспечивают передачу электроэнергии от мощных электростанций. Они предназначены для передачи больших потоков мощности (от сотен МВт до нескольких ГВт) отдаленным потребителям (расстояние до 1000 км и более) и выполняются в основном магистральными линиями электропередачи на переменном токе. На Дальнем Востоке к системообразующим сетям относятся также сети 220 кВ. Межсистемные линии электропередачи соору-
жа-

ют обычно на напряжение более высокое, чем напряжение внутрисистемных линий соединяемых систем, и включают трансформаторные подстанции по концам. Межсистемные передачи электроэнергии переменным током осуществляются преимущественно на напряжении 500 и 750 кВ. Напряжение 500 кВ используется для системообразующих сетей в энергосистемах со шкалой номинальных напряжений сетей 110—220—500—1150 кВ и напряжение 750 кВ в ОЭС со шкалой 150—330—750 кВ. Системообразующие сети осуществляют системные связи, т.е. связи очень большой длины между энергосистемами. Режимом системообразующих сетей управляет Системный оператор - диспетчер центрального диспетчерского управления (СО ЦДУ) или объединенного диспетчерского управления (СО-ОДУ).

Питающие сети предназначены для передачи электроэнергии от ПС системообразующей сети и частично от шин 110-220 кВ электростанций к центрам питания (ЦП) распределительных сетей – районным подстанциям. Питающие сети обычно замкнутые. Как правило, напряжение этих сетей ранее было 110-220 кВ. В последнее время напряжения питающих сетей повысилось до 330-500 кВ.

Районная ПС имеет обычно высшее напряжение 110-220 кВ и низшее напряжение 6-35 кВ. На этой ПС устанавливают трансформаторы, позволяющие регулировать под нагрузкой напряжение на шинах низшего напряжения. Эти шины ЦП распределительной сети, которая присоединена к ним.

Распределительная сеть предназначена для передачи электроэнергии от центров питания непосредственно к потребителям. Распределительные сети – это сети, к которым непосредственно подсоединяются электроприемники и трансформаторные пункты. Это классическое определение распределительных сетей. По мере роста плотности нагрузок, мощности электростанций и протяженности электрических сетей увеличивается напряжение распределительных сетей. В настоящее время распределительные сети выполняются и на напряже-

ние 110-220 кВ. Для энергоемких промышленных предприятий распределительные сети выполняют на напряжение 500 кВ.

На рис. 1.9 приведено условное деление сетей по функциональному признаку. Здесь показан упрощенный путь передачи электроэнергии от электростанций к потребителям, иллюстрирующий взаимосвязь системообразующих, питающих и распределительных сетей [6].

Рис. 1.9. – Деление ЭЭС по функциональному признаку

пает в питающую сеть. Электростанция ЭС3 выдает электроэнергию в питающую сеть на напряжение 220 кВ. Питающие сети содержат большей частью замкнутые контуры, что повышает надежность электроснабжения потребителей. ПС7 относится к распределительной сети, ее шины являются центрами питания (ЦП) распределительных сетей 6–35 кВ. Аналогично от шин подстанций ПС4, ПС5, ПС6 питаются распределительные сети, показанные стрелками.

Распределительная сеть, питающаяся от шин 35 кВ ПС7, разомкнутая. РП1 и РП2 питаются по замкнутой сети 567, работающей в разомкнутом режиме (линия 56 разомкнута).

Схема распределительной сети 110 кВ приведена на рис. 1.10.

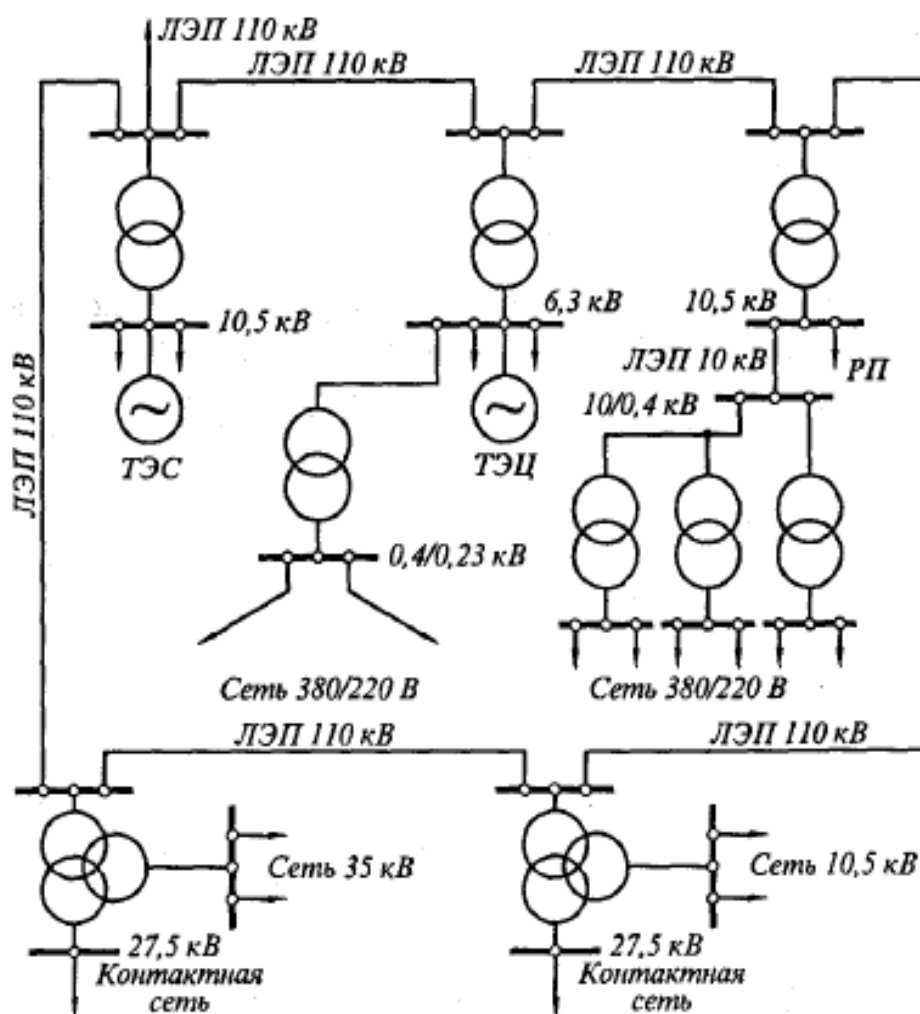


Рис. 1.10 Схема распределительной сети

Согласно ГОСТ 24291-90 электрические сети по назначению делятся на системообразующую электрическую сеть, сеть высших классов напряжения, обеспечивающую надежность и устойчивость энергосистемы как единого объекта, и распределительную электрическая сеть, обеспечивающую распределение электрической энергии между пунктами потребления.

Напряжение электрических сетей связано с длиной линий электропередачи и мощностью, передаваемой по линии. В таблице 1.1 приведены экономически целесообразные параметры электропередачи.

Таблица 1.1. – Экономически целесообразные параметры линий электропередачи [4]

Напряжение, кВ	Наибольшая передаваемая мощность, МВт	Наибольшее расстояние передачи, км
0,38	0,05—0,15	0,5—1,0
10	2,0—3,0	10—15
35	5—10	30—50
110	25—50	50—150
150	40—70	100—200
220	100—200	150—250
330	200—300	300—400
500	700—900	800—1200
750	1800—2200	1000—1500
1150	4000—6000	2000—3000

По характеру потребителя сети делятся на:

- промышленные,
- городские,
- сельские,
- электрифицированных железных дорог,
- магистральных нефте- и газопроводов.

Промышленные сети, как правило, короткие, снабжают территории с большой плотностью нагрузки. Их графики электрической нагрузки характеризуются высокой степенью заполненности. Городские сети, питающие коммунально-бытовую нагрузку, отличаются равномерным распределением нагрузки

по узлам сети. Графики нагрузки городских сетей неравномерны, т.к. на территории городов расположены промышленные и коммунально-бытовые потребители. Это нужно учитывать при технологическом управлении электрическими сетями. Сельские сети характеризуются большой протяженностью и малой плотностью нагрузки. И наконец, сети электрифицированных железных дорог, магистральных нефте- и газопроводов имеют свои отличительные особенности, рассмотрение которых выходит за рамки настоящего учебного пособия.

По конфигурации сети делятся на:

- замкнутые;
- разомкнутые.

Замкнутые сети делятся на:

- простые замкнутые: кольцевые и сети с двухсторонним питанием,
- сложнозамкнутые сети.

Разомкнутые сети делятся на:

- радиальные,
- магистральные,
- радиально-магистральные или разветвленные.

Более подробно эти сети будут рассмотрены в следующем подразделе.

По размерам территории сети делятся на:

- местные (напряжением до 35 кВ)
- районные (напряжением 110-220 кВ)
- региональные (напряжением 330 кВ и выше).

По отношению к помещениям сети делятся на:

- внутренние;
- наружные.

По конструктивному выполнению сети делятся на:

- воздушные;
- кабельные;

- токопроводы промышленных предприятий;
- проводки внутри зданий и сооружений

Воздушные сети характерны для питающих и системообразующих сетей, для электроснабжения сельских потребителей. Кабельные сети применяются на промышленных предприятиях и в городах. Это распределительные сети.

1.3. Схемы электрических сетей

Конфигурация сети или *схема соединения сети* определяет соединение ветвей и узлов.

Наиболее общим является разделение сетей по их схемам соединения на разомкнутые и замкнутые.

Вторым важным признаком, по которому делятся схемы соединения сетей, является наличие или отсутствие резервирования.

В разомкнутых сетях резервирование соответствует применению двух параллельных или двухцепных линий, нерезервированные разомкнутые сети выполняются одноцепными линиями.

Разомкнутыми называют такие сети, которые питаются от одного пункта и передают электрическую энергию к потребителю только в одном направлении. Разомкнутые сети бывают магистральными, радиальными и радиально-магистральными (разветвленными). В разомкнутых резервированных сетях при нарушении питания по одной из ЛЭП вручную или автоматически включается резервная перемычка, по которой восстанавливается электроснабжение отключенных потребителей.

Несмотря на многообразие применяемых конфигураций и схем, любую сеть можно разделить на отдельные участки, опирающиеся на центры питания (ЦП), и отнести к одному из рассмотренных ниже типов.

Рассмотрим типы схем соединения разомкнутых электрических сетей на примере рис. 1.11.

Разомкнутые нерезервированные сети применяются для передачи электроэнергии к потребителям III категории и в некоторых специально обоснован-

ных технико-экономическими расчетами случаях для электроснабжения потребителей II категории.

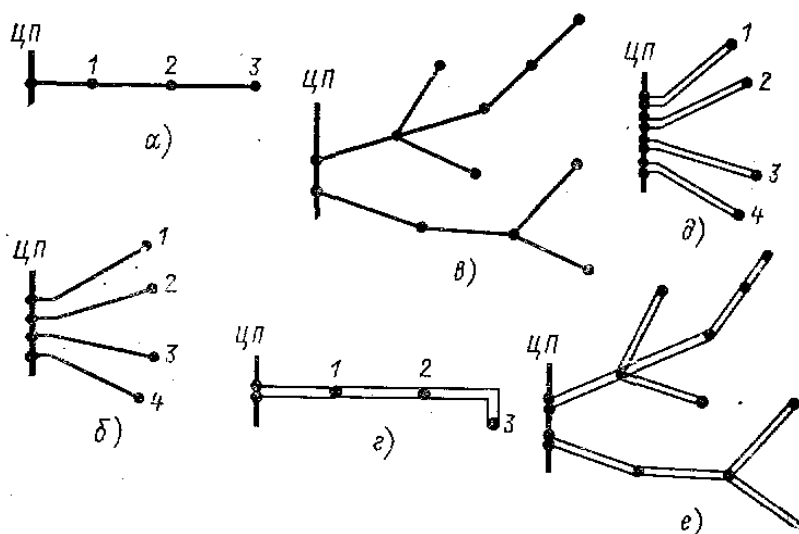


Рис. 1.11 Схемы разомкнутых сетей

а) магистральная нерезервированная схема; б) радиальная нерезервированная схема; в) радиально-магистральная (разветвленная) нерезервированная схема; г) магистральная резервированная схема; д) радиальная резервированная схема; е) радиально-магистральная (разветвленная) резервированная схема

Магистральная линия (рис. 1.11,а) предназначена для питания нескольких потребителей, расположенных в одном направлении. Эта сеть является наиболее дешевой, однако обеспечивает наименьшую надежность; получила широкое распространение как первый этап развития сети – при небольших нагрузках присоединенных подстанций и возможности их резервирования по сети СН или НН. Недостаток такой сети заключается в низкой надежности. При аварии на головном участке ЦП1 и его отключении отключаются все потребители, питающиеся от одной магистрали. При аварии на промежуточном участке отключаются все потребители, расположенные за этим участком.

В радиальной сети (рис. 1.11, б) каждый потребитель питается по своему радиальному участку сети. Например, потребитель 1 питается по участку ЦП1, потребитель 2 – по участку ЦП2 и т. д. В таких сетях надежность выше, т.к. при аварийном отключении одной из линий теряется одна подстанция.

Радиально-магистральная сеть (рис. 1.11,в) содержит как магистральные,

так и радиальные линии. Такие схемы широко применяются в сельских распределительных сетях, а также для электроснабжения бытовых потребителей небольших городов и поселков и промышленных потребителей III категории

Разомкнутые резервированные сети (рис. 1.11, г, д, е) применяются для электроснабжения потребителей I, II категории. Такие сети выполняются в виде двух параллельных или двухцепных линий. При выходе из строя одной цепи вторая остается в работе и потребители I, а в большинстве случаев и II категории продолжают снабжаться электроэнергией. Разомкнутые резервированные схемы широко применяют в распределительных, а также в промышленных и городских сетях.

Замкнутые сети – это резервированные сети. Здесь потребитель получает питание не менее чем по двум ветвям. Можно сказать, что замкнутыми называют сети, по которым потребители питаются, по меньшей мере, с двух сторон.

Примеры замкнутых сетей приведены на рис. 1.12

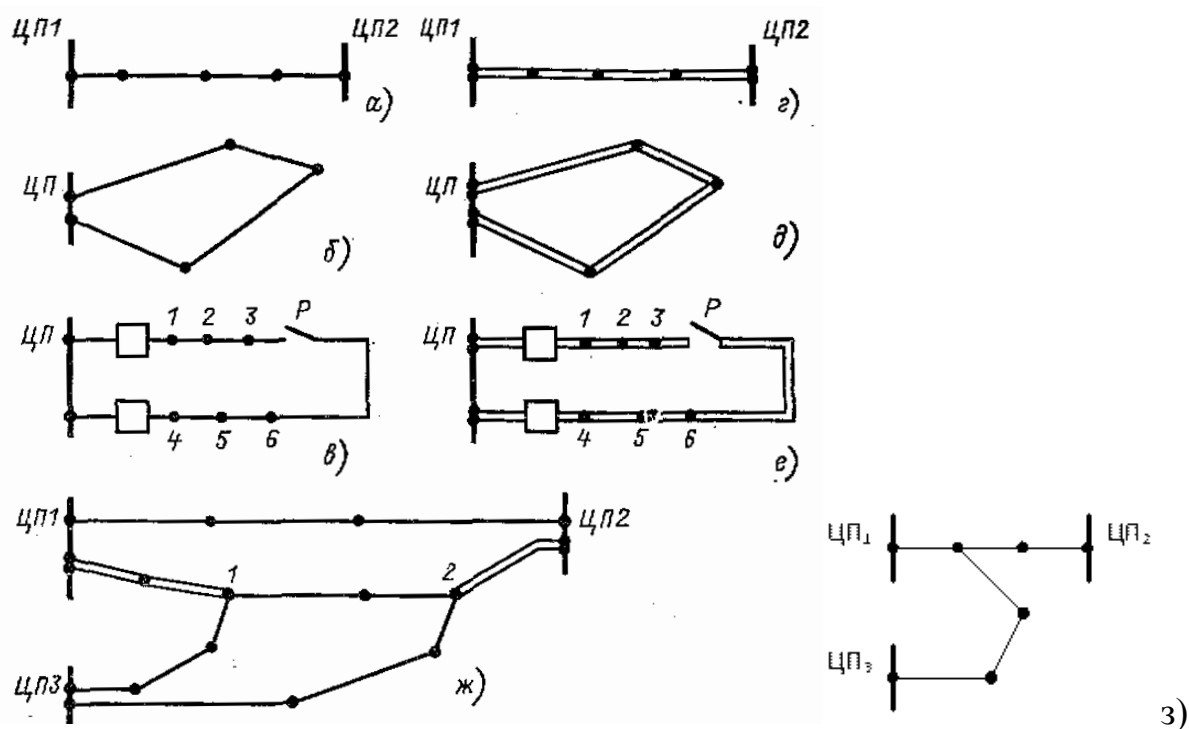


Рис. 1.12 Схемы простых замкнутых и сложнзамкнутых сетей

а – одноцепная линия с двухсторонним питанием; б – одноцепная кольцевая сеть; в – одноцепная петлевая сеть; г – двухцепная линия с двухсторонним питанием; д – двухцепная кольцевая сеть; е – двухцепная петлевая сеть; ж – сложнзамкнутая сеть; з) узловая сеть

Замкнутые сети делятся на простые замкнутые и сложнозамкнутые. В простых замкнутых каждый узел питается не более чем по двум ветвям, в сложнозамкнутых сетях имеется несколько контуров. Замкнутые сети более надежны, чем разомкнутые, в них меньше потери мощности. Недостаток замкнутых сетей состоит в усложнении эксплуатации.

Широкое применение находит замкнутая одинарная сеть, опирающаяся на два ЦП – линия с двусторонним питанием (рис.1.12,а). Эта конфигурация образуется в результате поэтапного развития сети между двумя ЦП. Преимуществами такой конфигурации являются возможность охвата территории сетями, создание «шин» между двумя ЦП для присоединения по мере необходимости новых подстанций, уменьшение суммарной длины ВЛ по сравнению с присоединением каждой подстанции по кратчайшему пути, что приводит к созданию сложнозамкнутой сети, возможность присоединения подстанций по упрощенным схемам.

Модификацией замкнутой одинарной сети является замкнутая двойная сеть, опирающаяся на два ЦП (рис. 1.12,г). Применяется при более высоких плотностях нагрузок, обладает теми же преимуществами, что и одинарная сеть.

При электроснабжении района от одного ЦП находят применение замкнутые сети кольцевой конфигурации одинарные (рис. 1.12,б) и двойные (рис. 1.12,д). Достоинством этих схем является высокая надежность электроснабжения потребителей (обеспечивается питание каждого потребителя по двум независимым участкам сети) и возможность применения простых схем присоединения подстанций.

Линии с двухсторонним питанием и простые замкнутые сети широко применяются в сельских и городских распределительных сетях.

Из-за сложности автоматизации и защиты простые замкнутые сети, питающие городских и сельских потребителей, эксплуатируются в разомкнутом режиме. Такие простые замкнутые, но работающие в разомкнутом режиме сети называются петлевыми (рис. 1.12, в, е). Рассмотрим работу петлевой сети (рис.

1.12,в) напряжением 6–10 кВ, в которой в нормальном режиме разъединитель отключен и сеть работает разомкнутой. При повреждении головного участка, например ЦП1, питание потребителей на участке ЦП3, т. е. потребителей 1–3, прекращается на время, необходимое эксплуатационному персоналу для производства оперативных переключений. После переключений включается разъединитель и отключается поврежденный головной участок ЦП1. В результате потребители 1–3 будут получать электроэнергию по длинному пути ЦП 4,5,6,3,2,1. В нормальном режиме петлевые сети работают в разомкнутом режиме и могут быть легко автоматизированы и защищены, их эксплуатация в нормальном режиме проста. При авариях потребители отключаются только на время оперативных переключений. Применение петлевых сетей возможно только для потребителей, допускающих подобный перерыв в электроснабжении. Таким образом, надежность петлевых сетей выше, чем разомкнутых, хотя и несколько ниже, чем, если бы они работали в замкнутом режиме. В настоящее время в петлевых сетях в точках размыкания применяют вакуумные реклоузеры, что значительно повышает надежность работы таких сетей. Время автоматического включения реклоузера составляет секунды.

Сложнозамкнутые схемы (рис. 1.12, ж, з) содержат несколько замкнутых контуров. В этих сетях есть хотя бы один узел, получающий питание по трем и более ветвям, например на рис. 1.12, ж - узлы 1, 2. Сложнозамкнутые схемы широко распространены в питающих сетях.

Узловая сеть (рис. 1.12, з) имеет более высокую надежность, чем предыдущие конфигурации сети, за счет присоединения к трем ЦП, однако плохо управляема в режимном отношении и требует сооружения сложной узловой подстанции. Многоконтурная сеть (рис. 1.12, ж) является, как правило, результатом неуправляемого развития сети в условиях ограниченного количества и неравномерного размещения ЦП. Характеризуется сложными схемами подключения подстанций и трудностями обеспечения оптимального режима.

Способы присоединения подстанции к сети

Способ присоединения подстанции к сети, напряжение и количество присоединяемых линий, а также вид применяемых коммутационных аппаратов определяют схемы понижающих подстанций.

По способу присоединения к сети подстанции делятся на:

- тупиковые, т.е. присоединенные в конце сети;
- ответвительные, т.е. питающиеся от ответвлений;
- проходные, т.е. присоединенные по схеме заход-выход (заход на нее линии с двухсторонним питанием);
- узловые, т.е. присоединенные к сети не менее чем по трем линиям.

На рис. 1.13 показаны основные типы присоединения подстанций к сети.

Тупиковая или концевая подстанция присоединяется в конце магистральных, радиальных или радиально-магистральных сетей.

Мощность, текущая от ЦП к тупиковой подстанции, поступает только к потребителю этой подстанции и не течет дальше, так как после этой подстанции нет других линий. Именно поэтому подстанции этого типа называются тупиковыми. Тупиковая подстанция на рис. 1.13, а подключена в конце одной или двух параллельных радиальных линий. В магистральной сети (рис. 1.13, в, г) последняя подстанция тупиковая.

Ответвительные подстанции питаются от линии электропередачи через ответвления. Присоединение к линии при помощи ответвлений дешевле, так как требует меньше коммутационных аппаратов. Эксплуатация линии с ответвлениями менее удобна, поскольку при ремонте каждого из ее участков надо отключать всю линию. Ответвления от линий широко применяются в воздушных сетях, но нецелесообразны в кабельных сетях из-за продолжительного ремонта кабельных линий. Ответвительные подстанции могут присоединяться к одной или двум магистральным линиям (рис. 1.13, в, г) либо к одной или двум линиям с двухсторонним питанием (рис. 1.13, д, е).

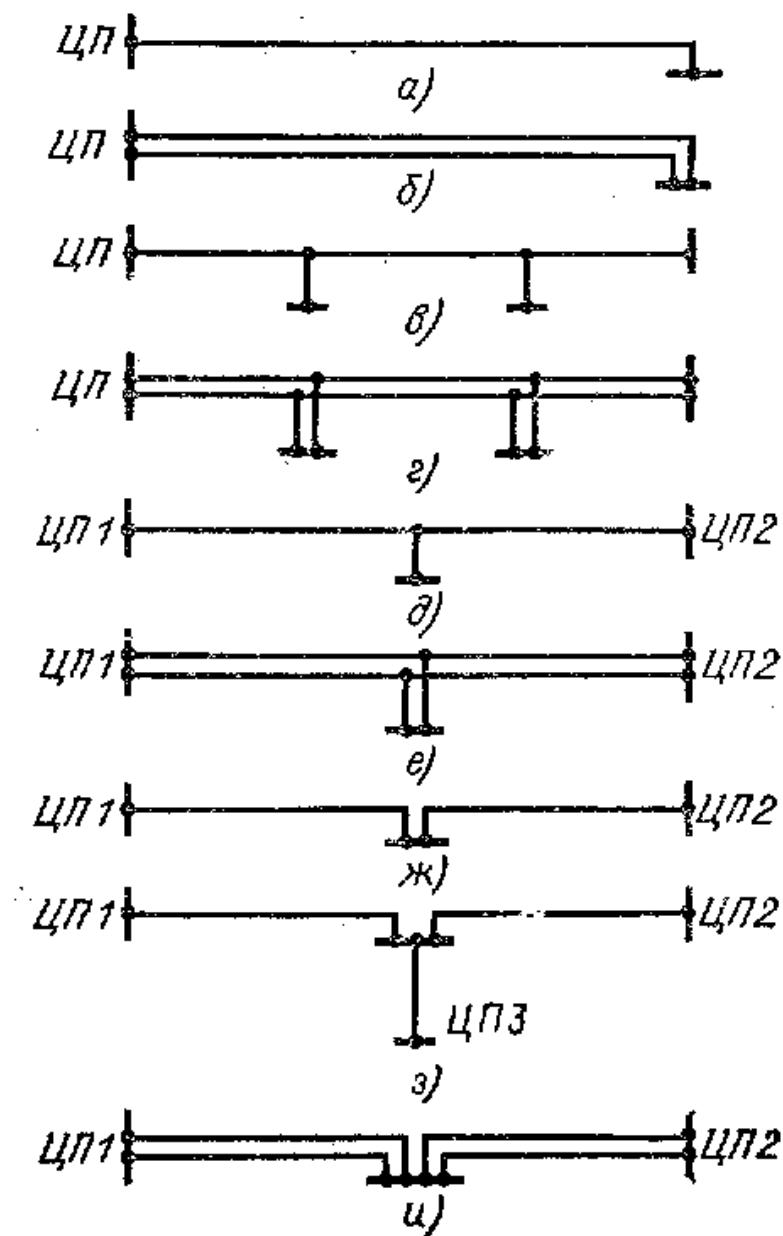


Рис. 1.13 Основные типы присоединения подстанции к сети:

а, б – тупиковые ПС, присоединенные к одной и двум ВЛ; в, г – ответвительные ПС от одной и двух магистральных ВЛ; д, е – ответвительные ПС от одной и двух ВЛ с двухсторонним питанием; ж – проходная ПС, присоединяемая путем захода линии; з, и – узловые ПС, присоединенные по трем или более питающим ВЛ

Проходная подстанция присоединяется к сети путем захода на нее одной линии с двухсторонним питанием (1.13, ж). Проходные подстанции применяются в простых замкнутых сетях.

Ответвительные и проходные подстанции объединяют термином промежуточные, который соответствует размещению подстанций между двумя цен-

трами питания (или узловыми подстанциями) либо между ЦП и концом линии.

Узловые подстанции (рис. 1.13, з, и) присоединяются к сети не менее чем по трем линиям, по которым мощность течет к подстанции (питающие линии). Узловые подстанции применяются в сложнзамкнутых сетях.

Проходные или узловые подстанции, через шины которых осуществляются перетоки мощности между отдельными точками сети, называют транзитными.

Схемы электрических соединений подстанции

Схема электрических соединений подстанции должна обеспечивать надежное электроснабжение присоединенных потребителей и надежный транзит мощности через подстанцию в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах. При выборе схемы подстанции должно быть предусмотрено последующее развитие распределительного устройства (РУ) без значительных работ по реконструкции и перерывов в электроснабжении потребителей. Для достижения высокой надежности и удобства эксплуатации большое значение имеет унификация конструктивных решений по подстанциям. Для унификации конструктивных решений по подстанциям необходимо применять типовые главные схемы электрических соединений.

Главные схемы электрических соединений подстанций должны выбираться с использованием типовых схем РУ 35–750 кВ, показанных на рис. 1.14. Области применения типовых схем приведены в табл. 1.2 [28].

Нетиповые главные схемы могут применяться только в случае специального технико-экономического обоснования. Как правило, нетиповые схемы применяют при реконструкции и эксплуатации действующих подстанций.

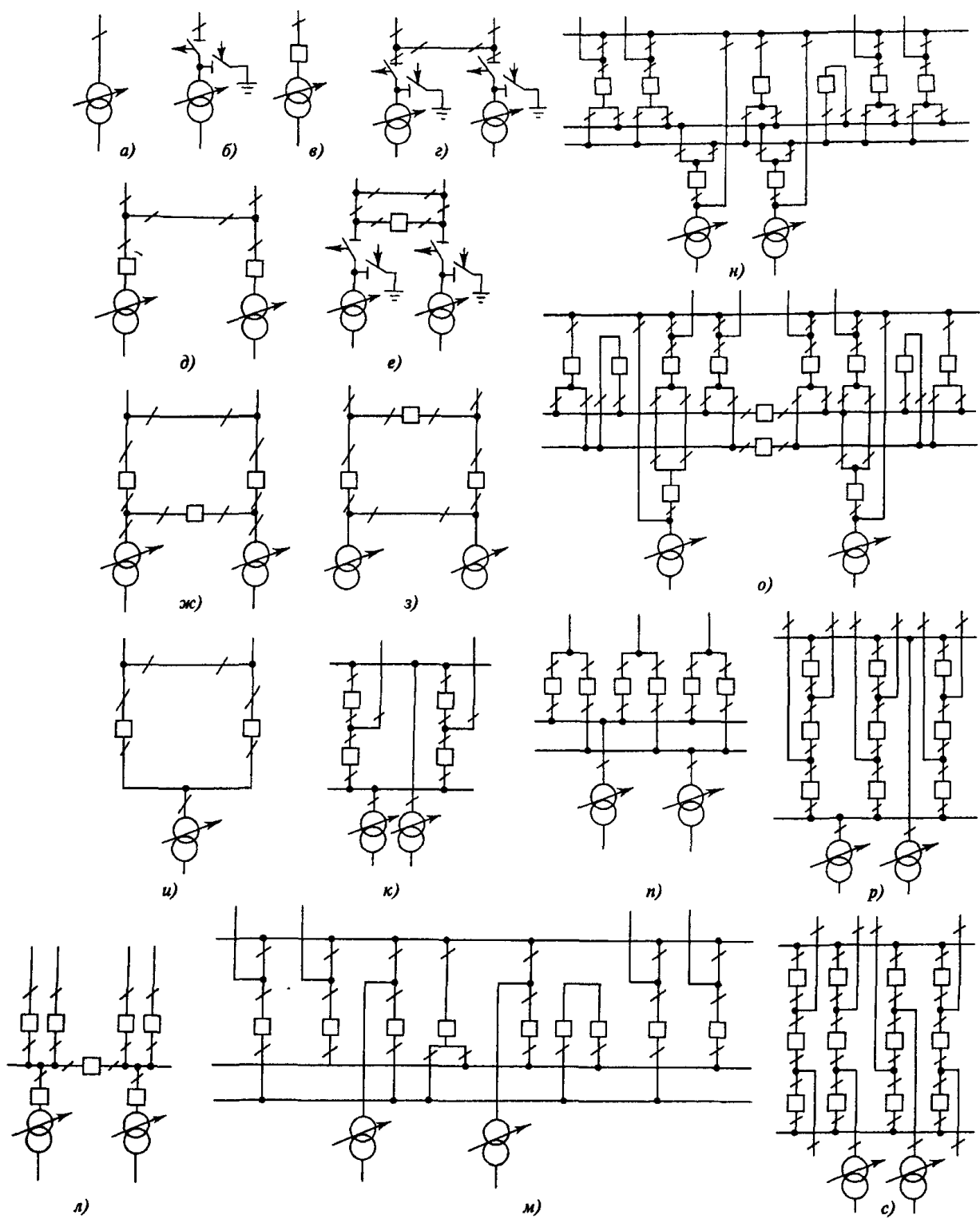


Рис. 1.14 Типовые схемы ПС на повышенных напряжениях

Таблица 1.2. – Схемы подстанций и области их применения

№ п/п	Номер типовой схемы	Наименование схемы	Вариант схемы на рис. 1.14	Применение схем в сетях напряжением, кВ					
				35	110	220	330	500	750
1	1	Блок (линия—трансформатор) с разъединителем	<i>a</i>	+	+	+	–	–	–
2	3	Блок (линия—трансформатор) с отделителем	<i>б</i>	–	+	–	–	–	–
3	3Н	Блок (линия—трансформатор) с выключателем	<i>в</i>	+	+	+	–	–	–
4	4	Два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	<i>г</i>	–	+	–	–	–	–
5	4Н	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	<i>д</i>	+	+	+	–	–	–
6	5	Мостик с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов	<i>е</i>	–	+	–	–	–	–
7	5Н	Мостик с выключателем в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	<i>ж</i>	+	+	+	–	–	–
8	5АН	Мостик с выключателем в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	<i>з</i>	+	+	+	–	–	–
9	6	Заход—выход	<i>и</i>	–	+	+	–	–	–
10	7	Четырехугольник	<i>к</i>	–	+	+	+	+	+
11	9	Одна секционированная система шин	<i>л</i>	+	–	–	–	–	–
12	12	Одна секционированная система шин с обходной	<i>м</i>	–	+	+	–	–	–
13	13	Две несекционированные системы шин с обходной	<i>н</i>	–	+	–	–	–	–
14	14	Две секционированные системы шин с обходной	<i>о</i>	–	+	+	–	–	–
15	15	Трансформаторы—шины с присоединением линий через два выключателя	<i>п</i>	–	–	–	+	+	+
16	16	Трансформаторы—шины с полуторным присоединением линий	<i>р</i>	–	–	+	+	+	+
17	17	Полуторная схема	<i>с</i>	–	–	–	+	+	+

Примечание:

- 1) в схемах 5Н и 5АН на напряжение 35 кВ ремонтные перемычки не применяются;
- 2) в таблице знак «+» означает применяется, знак «-» означает не применяется

2. КОНСТРУКЦИИ ВОЗДУШНЫХ И КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

2.1 Воздушные линии

Основными конструктивными элементами ВЛ являются провода, грозозащитные тросы, опоры, изоляторы и линейная арматура. Провода служат для передачи электроэнергии. Грозозащитные тросы нужны для защиты от перенапряжений. Опоры поддерживают провода и тросы на определенной высоте над уровнем земли или воды. Изоляторы изолируют провода от опоры. С помощью линейной арматуры провода закрепляются на изоляторах, а изоляторы на опорах.

2.1.1. Провода воздушных линий.

Наряду с хорошей электропроводностью, достаточной механической прочностью и устойчивостью против коррозии, провода должны удовлетворять условиям экономичности. С этой целью применяют провода из наиболее дешевых металлов — алюминия и 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 применение допускается в контактных сетях, в сетях горных предприятий. Обычно не рекомендуется применять на ВЛ и стальные провода.

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

Конструкция проводов приведена на рис. 2.1 [6].

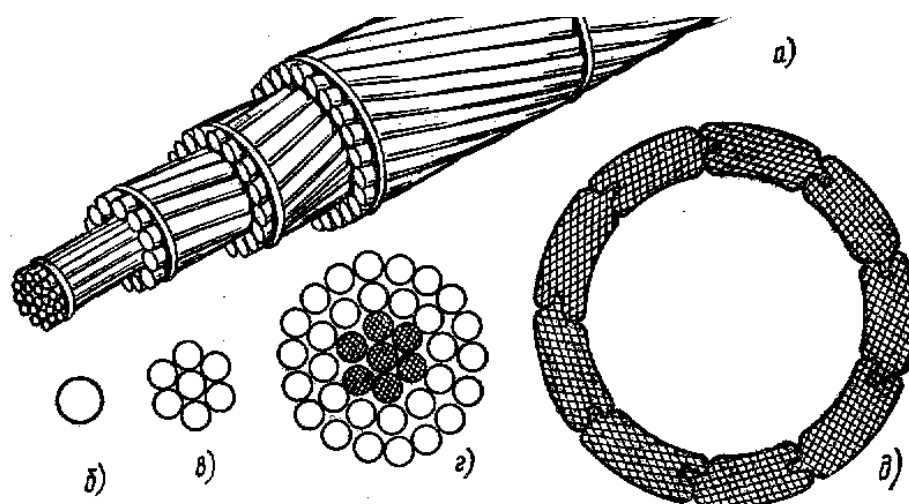


Рис. 2.1 Конструкции проводов ВЛ:

а– общий вид многопроволочного провода; б – сечение однопроволочного провода; в, г – сечения многопроволочных проводов из одного и двух металлов; д – сечение полого провода

Исходя из условий механической прочности, алюминиевые провода марок А и АКП применяют на ВЛ напряжением до 35 кВ. Воздушные линии 6—35 кВ могут также выполняться сталеалюминиевыми проводами, а выше 35 кВ на линиях применяются только сталеалюминиевые провода. 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. Различают алюминиевые провода марок А, АН, АЖ, сталеалюминиевые марок – АС, АСК, АСКП, АСКС.

Сечения проводов нормированы государственным стандартом.

Маркировки проводов:

- медные М, например М-35;
- алюминиевые А, например А-70;
- стальные С, например С-25;
- сталеалюминиевые АС, например АС-300/66.

В марке сталеалюминиевых проводов указывается сечение алюминиевой

и стальной части, а также данные об антикоррозийной защите, например, АСКС, АСКП — такие же провода, как и АС, но с заполнением сердечника (С) или всего провода (П) антикоррозийной смазкой; АСК — такой же провод, как и АС, но с сердечником, покрытым полиэтиленовой пленкой. Провода с антикоррозийной защитой применяются в районах, где воздух загрязнен примесями, действующими разрушающе на алюминий и сталь.

Повышение диаметров проводов при неизменности расходования проводникового материала может осуществляться применением проводов с наполнителем из диэлектрика и полых проводов. Такое использование снижает потери на коронирование. Провода из сплавов алюминия (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 гололеда до 20 мм.

Полые провода марок ПА (из алюминия) и ПМ (из меди) применяют, в основном, для ошиновки на открытых подстанциях и переключательных пунктах напряжением 220 кВ и выше.

Все большее применение находят ВЛ с самонесущими изолированными проводами (СИП) напряжением 0,38—10 кВ (рис. 2.1). В линиях напряжением 380/220 В провода состоят из несущего изолированного или неизолированного провода, являющегося нулевым, трех изолированных фазных проводов, одного изолированного провода (любой фазы) наружного освещения. Фазные изолированные провода навиты вокруг несущего нулевого провода. 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 отсутствия изоляторов на опорах, максимальное использование высоты опоры для подвески проводов; нет необходимости в обрезке деревьев в зоне прохождения линии.

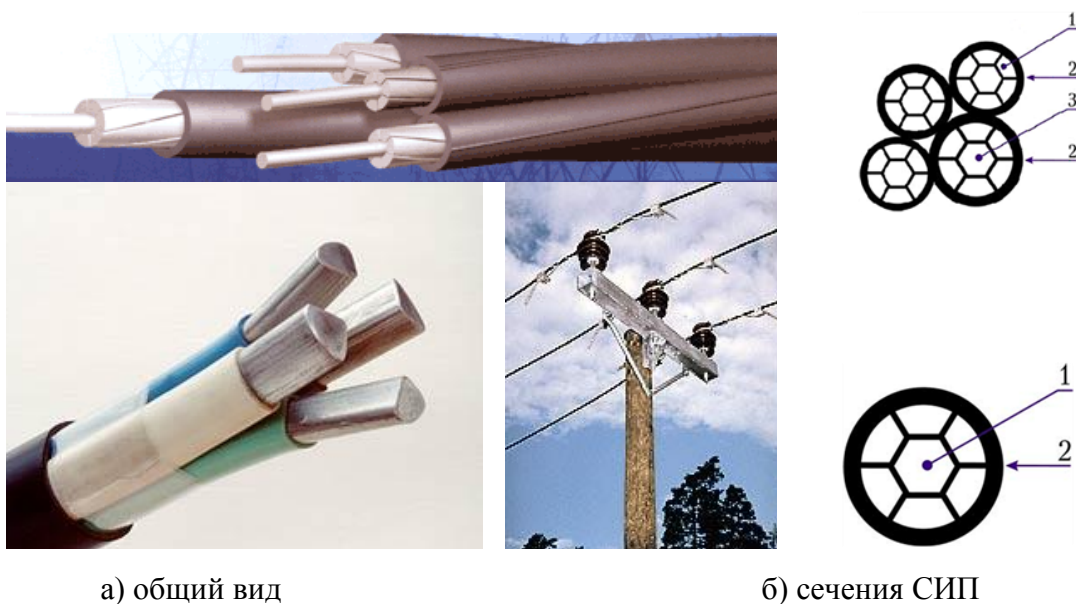


Рис. 2.2. Конструктивное исполнение самонесущего изолированного провода

На рис. 2.2 верхнее сечение СИП выполнено на напряжение до 1 кВ. Здесь приняты следующие условные обозначения:

- 1 – алюминиевые фазные многопроволочные токопроводящие жилы;
- 2 – изоляция из светостабилизированного сшитого полиэтилена;
- 3 – нулевая несущая многопроволочная жила из алюминиевого сплава.

Нижнее сечение на этом же рисунке относится к СИП напряжением 6 – 10 кВ. Здесь:

- 1 – токопроводящая жила из алюминиевого сплава;
- 2 – защитная оболочка из светостабилизированного полиэтилена.

В настоящее время применяют также композитные провода, например, алюминиевый композитный усиленный провод 3М™ ACCR, сечение которого приведено на рис. 2.3



Рис. 2.3. Сечение композитного провода

2.1.2. 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 на ВЛ напряжением 35 кВ и выше в зависимости от района по грозовой деятельности и материала опор, что регламентируется Правилами устройств электроустановок (ПУЭ) [18]. В качестве грозозащитных проводов обычно применяют стальные оцинкованные канаты марок С 35, С 50 и С 70, а при использовании тросов для высокочастотной связи — сталеалюминевые 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.

2.1.3. Опоры

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

Опоры ВЛ делятся на анкерные и промежуточные. Опоры этих двух основных групп различаются способом подвески проводов. На промежуточных опорах провода подвешиваются с помощью поддерживающих гирлянд изоляторов (рис. 2.4). Опоры анкерного типа служат для натяжения проводов, на этих опорах провода подвешиваются с помощью подвесных гирлянд. Расстояние между промежуточными опорами называется промежуточным пролетом или просто пролетом, а расстояние между анкерными опорами — анкерным пролетом.

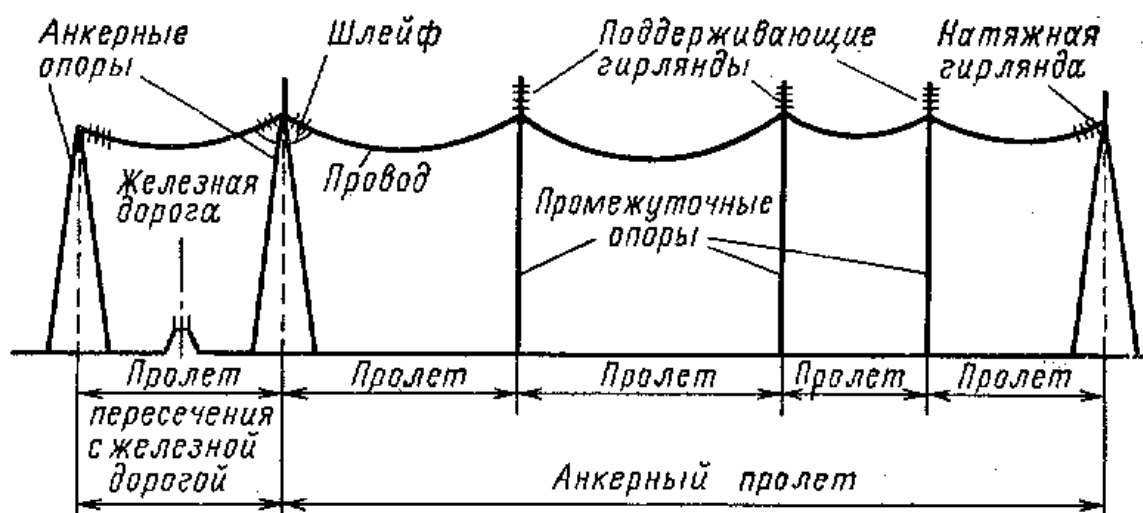


Рис. 2.4. Схема анкерного пролета ВЛ и пролета пересечения с железной дорогой

Анкерные опоры предназначены для жесткого закрепления проводов в особо ответственных точках ВЛ: на пересечениях особо важных инженерных сооружений (например, железных дорог, ВЛ 330–500 кВ, автомобильных дорог шириной проезжей части более 15 м и т. д.), на концах ВЛ и на концах прямых ее участков. Анкерные опоры на прямых участках трассы ВЛ при подвеске проводов с обеих сторон от опоры с одинаковыми тяжениями в нормальных режимах работы ВЛ выполняют те же функции, что и промежуточные опоры. Но анкерные опоры рассчитываются также и на восприятие значительных тяжений по проводам и тросам при обрыве части из них в примыкающем пролете.

Анкерные опоры значительно сложнее и дороже промежуточных и поэтому число их на каждой линии должно быть минимальным. В наихудших условиях находятся концевые анкерные опоры, устанавливаемые при выходе линии с электростанции или на подходах к подстанции. Эти опоры испытывают одностороннее тяжение всех проводов со стороны линии, так как тяжение проводов со стороны портала подстанции незначительно.

Промежуточные прямые опоры устанавливаются на прямых участках ВЛ для поддержания провода в анкерном пролете. Промежуточная опора дешевле и проще в изготовлении, чем анкерная, так как благодаря одинаковому тяжению проводов по обеим сторонам она при необорванных проводах, т. е. в нор-

мальном режиме, не испытывает усилий вдоль линии. Промежуточные опоры составляют не менее 80–90 % общего числа опор ВЛ.

Угловые опоры устанавливают в точках поворота линии. Углом поворота линии называется угол в плане линий, дополнительный до 180° к внутреннему углу линии. Траверсы угловой опоры устанавливают по биссектрисе угла. Угловые опоры могут быть анкерного и промежуточного типа. Промежуточные угловые опоры применяются для углов поворота линий до $10\text{--}20^\circ$. В остальных случаях применяют анкерные угловые опоры.

К опорам **специального назначения** относятся *транспозиционные* – для изменения расположения проводов на опорах; *ответвительные* – для выполнения ответвлений от основной линии; *переходные* – для пересечения рек, ущелий и т.д.

Транспозицию применяют на линиях напряжением 110 кВ и выше протяженностью более 100 км для того, чтобы сделать емкость и индуктивность всех трех фаз цепи ВЛ одинаковыми. При этом последовательно меняют на опорах взаимное расположение проводов по отношению друг к другу на разных участках линии. Провод каждой фазы проходит одну треть длины линии на одном, вторую – на другом и третью – на третьем месте. Одно такое тройное перемещение проводов называют циклом транспозиции (рис. 2.5)



Рис. 2.5. Цикл транспозиции проводов одноцепной линии

Расположение проводов на опорах

Провода могут образовывать один, два или три яруса. Расположение проводов в один ярус принято называть горизонтальным, в два или три яруса без смещения по горизонтали называется вертикальным. Расположение проводов в

два или три яруса, при котором находящиеся друг над другом провода имеют горизонтальное смещение называется смешанным.

Наиболее распространенные расположения проводов на опорах: треугольником, горизонтальное, обратной елкой, бочкой, показано на рис. 2.6.

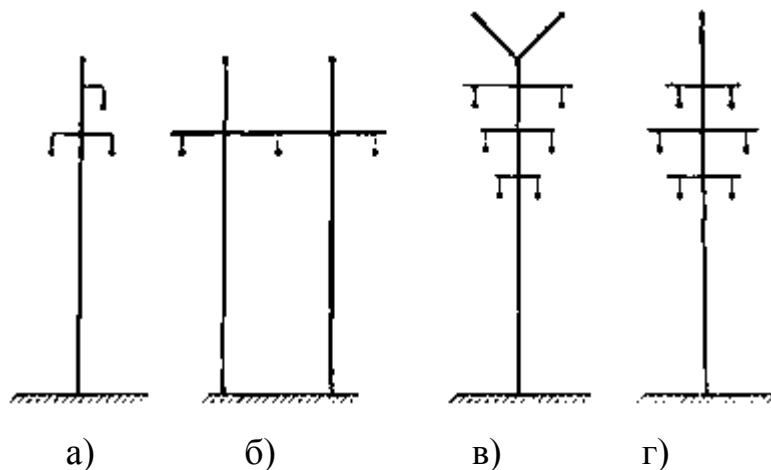


Рис. 2.6. Расположение проводов и тросов на опорах:

а - по вершинам треугольника; б - горизонтальное; в - обратная елка; г – бочка

Расположение проводов треугольником применяют на ВЛ 20 кВ и на одноцепных ВЛ 35–330 кВ с металлическими и железобетонными опорами. Горизонтальное расположение проводов используют на ВЛ 35 – 220 кВ с деревянными опорами и на ВЛ 330 кВ. Это расположение проводов позволяет применять более низкие опоры и уменьшает вероятность схлестывания проводов при образовании гололеда и пляске проводов. Поэтому горизонтальное расположение предпочтительнее в гололедных районах.

На двухцепных ВЛ расположение проводов обратной елкой удобнее по условиям монтажа, но увеличивает массу опор и требует подвески двух грозозащитных тросов. Наиболее экономичны на двухцепных ВЛ 35–330 кВ стальные и железобетонные опоры с расположением проводов бочкой (шестиугольником).

По материалу опоры делятся на:

- деревянные,

- металлические,
- железобетонные.

Деревянные опоры (рис. 2.7) изготавливают из сосны или лиственницы и применяют на линиях напряжением до 110 кВ в лесных районах, но все реже. Основными элементами опор являются пасынки (приставки), стойки, траверсы, раскосы, подтраверсные брусья и ригели. Опоры просты в изготовлении, дешевы, удобны в транспортировке. Основной их недостаток — недолговечность из-за гниения древесины, несмотря на ее обработку антисептиком. Применение железобетонных пасынков (приставок) увеличивает срок службы опор до 20—25 лет.

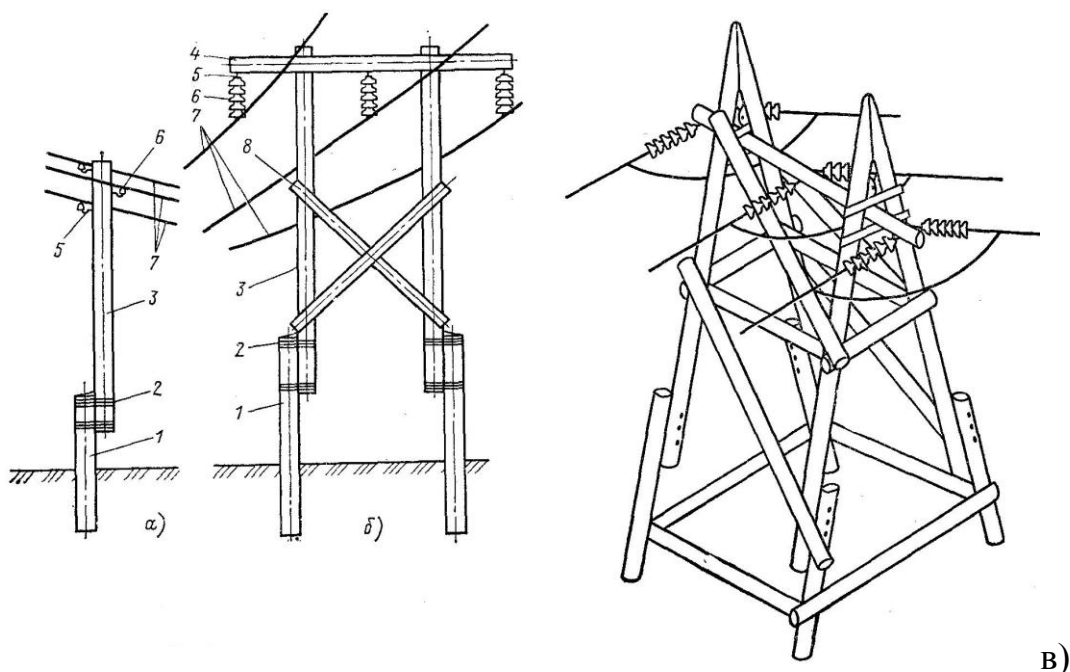


Рис. 2.7. Деревянные промежуточные и анкерная опоры:

а) одностоечная промежуточная опора 6 – 10 кВ; б) П-образная промежуточная опора с ветровыми связями 110 кВ; в) анкерная угловая свободно стоящая опора 35-110 кВ

Для ВЛ 6–10 кВ (рис. 2.7, а) [6] со штыревыми изоляторами 6, закрепленными на крюках 5, наиболее целесообразна одностоечная промежуточная опора с треугольным расположением проводов 7. Опоры делают в большинстве случаев составными. Нога опоры состоит из двух частей:

длинной (стойки 3) и короткой (пасынка 1). Пасынок соединяют со стойкой двумя бандажами 2 из стальной проволоки. Анкерные и промежуточные угловые опоры для ВЛ 6–10 кВ выполняются в виде А-образной конструкции. Для ВЛ 110 кВ, а также 35 кВ с подвесными изоляторами 6 применяются деревянные опоры с горизонтальным расположением проводов 7. Промежуточная опора для этих ВЛ представляет собой портал, имеющий две стойки с ветровыми связями 8 и горизонтальную траверсу 4 (рис. 2.7,б). Анкерные угловые опоры для ВЛ 35–110 кВ выполняются в виде пространственных А–П-образных конструкций (рис. 2.7,в).

Металлические (стальные) опоры (рис. 2.8) применяют на линиях напряжением 35 кВ и выше. Металлические опоры используются в тех случаях, когда технически сложно и неэкономично сооружать ВЛ на деревянных и железобетонных опорах (переходы через реки, ущелья, выполнение отпаек от ВЛ и т. п.).

К основным элементам относятся стойки, траверсы, тросостойки, оттяжки и фундамент. Они прочны и надежны, но достаточно металлоемкие, занимают большую площадь, требуют для установки сооружения специальных железобетонных фундаментов и в процессе эксплуатации должны окрашиваться для предохранения от коррозии.

Устанавливают металлические опоры на железобетонных фундаментах. Эти опоры по конструктивному решению тела опоры могут быть отнесены к двум основным схемам – башенным или одностоечным (рис. 2.8, а, в) и порталным (рис. 2.8, г), а по способу закрепления на фундаментах – к свободностоящим опорам (рис. 2.8 а-в, д) и опорам на оттяжках (рис. 2.9, г, е).

Анкерные опоры отличаются от промежуточных увеличенными вылетами траверс и усиленной конструкцией тела опоры. На ВЛ 500 кВ, как правило, применяется горизонтальное расположение проводов.

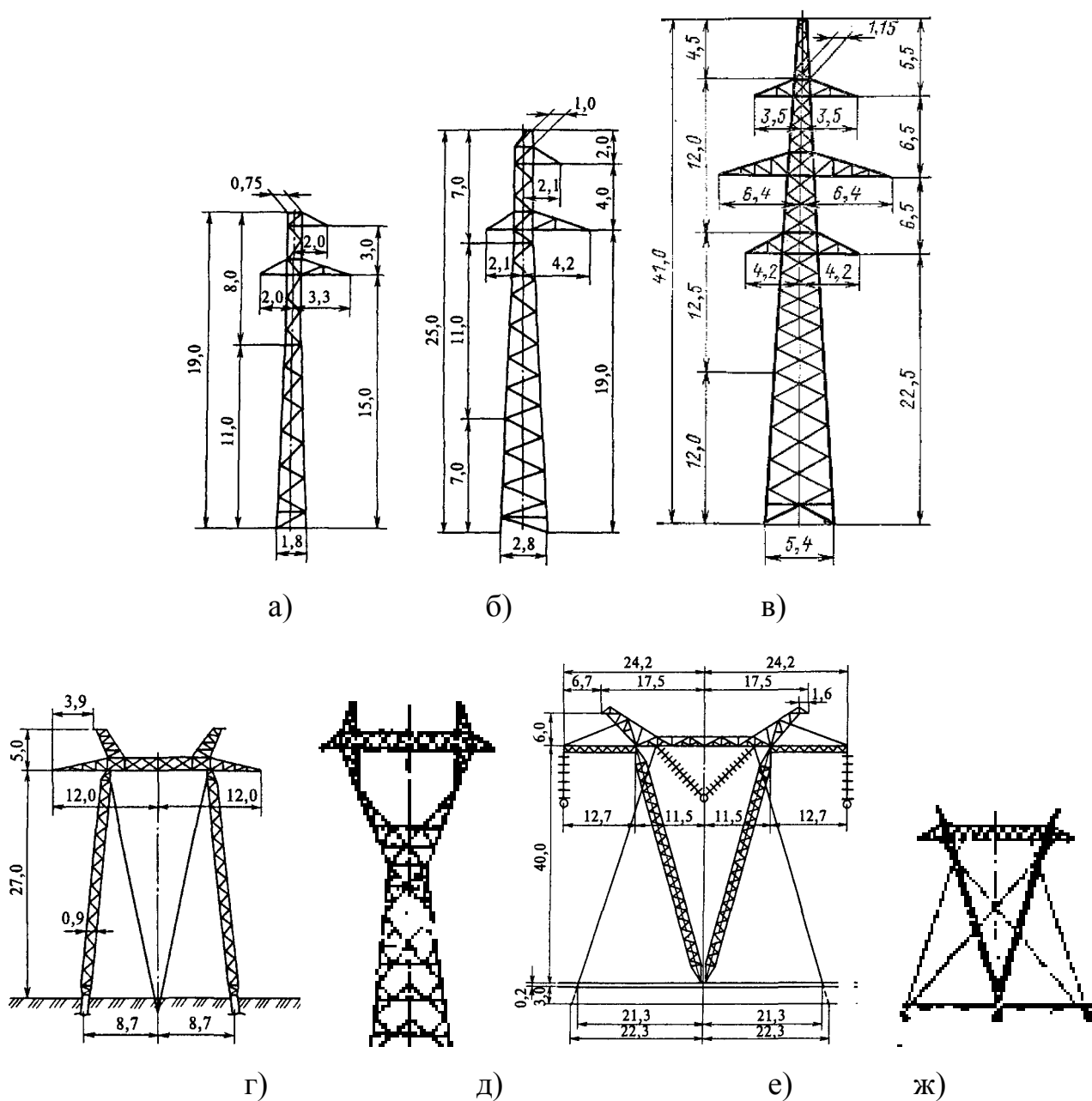


Рис. 2.8 Металлические (стальные опоры):

а – стальная промежуточная одноцепная опора башенного типа 35 кВ; б – то же, но 110 кВ; в) – свободно стоящая промежуточная двухцепная опора 220 кВ; г) стальная промежуточная опора на оттяжках 500 кВ; д) промежуточная свободно стоящая опора (типа «рюмка») на 500—750 кВ; е) - стальная промежуточная V-образная опора на оттяжках 1150 кВ; ж) - промежуточная опора на оттяжках типа «набла» на 750 кВ

Железобетонные опоры (рис. 2.9) наиболее широко применяются на линиях напряжением до 750 кВ. Они могут быть свободностоящими (промежуточными) и с оттяжками (анкерными). Железобетонные опоры

долговечнее деревянных, просты в эксплуатации, дешевле металлических. Траверсы одностоечных опор металлические оцинкованные. Одностоечные опоры 6–10 кВ и 35–220 кВ бывают как свободностоящие (промежуточные, рис. 2.9, а – д), так и на оттяжках (анкерные угловые). Портальные опоры как свободностоящие, так и на растяжках применяются на ВЛ 330–500 кВ (рис. 2.9 е). Провод каждой фазы ВЛ 500 кВ расщеплен на три.

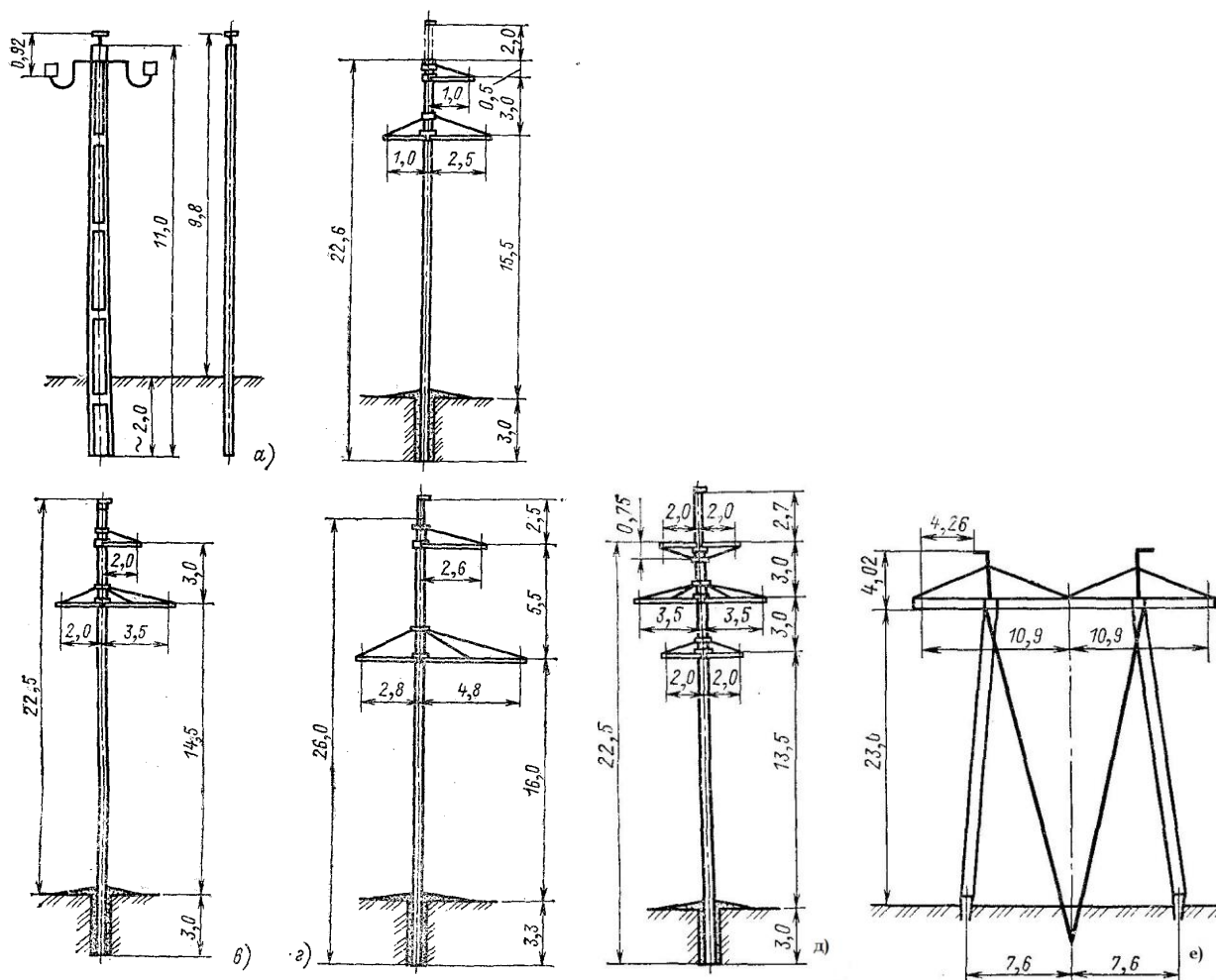


Рис. 2.9. Промежуточные железобетонные опоры:

а – стальная промежуточная одноцепная опора башенного типа 35 кВ; б – то же, но 110 кВ; в) – свободно стоящая промежуточная двухцепная опора 220 кВ; г) стальная промежуточная опора на оттяжках 500 кВ; д) промежуточная свободно стоящая опора (типа «рюмка») на 500–750 кВ; е) - стальная промежуточная V-образная опора на оттяжках 1150 кВ; ж) - промежуточная опора на оттяжках типа «набла» на 750 кВ

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

Стальные многогранные опоры ЛЭП (рис. 2.10) предназначены для установки на высоковольтных линиях электропередачи. Опоры ЛЭП эксплуатируются в I-V ветровых и гололедных районах в населенной и ненаселенной местности в соответствии с ПУЭ-7 в районах с расчётной температурой воздуха до -65°C и выше. Многогранные металлические опоры выполнены из стоек в виде полых усечённых пирамид из стального листа с поперечным сечением в форме правильного многогранника. Секции стоек соединены между собой телескопическим или фланцевым соединениями. Траверсы таких опор выполнены многогранными, решётчатыми или изолирующими. Опоры изготавливаются из стали марки С345 по ГОСТ 27772-88. Антикоррозионная защита выполняется при помощи горячего оцинкования и цинконаполненного композитного покрытия.

Преимущества многогранных опор ЛЭП:

- Малые сроки строительства. Сроки строительства ВЛ на многогранных опорах имеют двух- четырехкратное преимущество перед ВЛ на железобетонных и решетчатых опорах. Это обусловлено снижением трудозатрат за счет увеличенных пролетных расстояний, простоты установки многогранных опор, а также малого количества сборочных элементов.
- Экономическая эффективность. Такие опоры эффективнее железобетонных и металлических опор решетчатого типа. Это обусловлено увеличением пролетных расстояний, снижением затрат на транспортировку и строительно-монтажные работы, а также более низкими затратами на эксплуатацию, более длительным сроком службы, низкими затратами на ликвидацию и утилизацию.
- Транспортабельность. Многогранные опоры отличает низкая стоимость транспортировки: в 1,5-2 раза дешевле решетчатых, и в 3-4 раза дешевле железобетонных опор.
- Малый землеотвод. При применении многогранных опор затраты на постоянный землеотвод снижаются примерно в 2 раза.

- Надёжность многогранных опор. Многогранные опоры надежнее традиционных. Долговечность, в среднем составляет для бетонных опор 30 лет, для решетчатых – 40 лет, а для многогранных - 50 лет. Повреждения ЛЭП на многогранных стойках значительно реже, чем у традиционных опор. На линиях отсутствуют катастрофические разрушения, типичные для железобетонных и металлических решётчатых опор.

- Вандалоустойчивость.
- Качественная однородность.
- Простота демонтажа, утилизации при ликвидации.

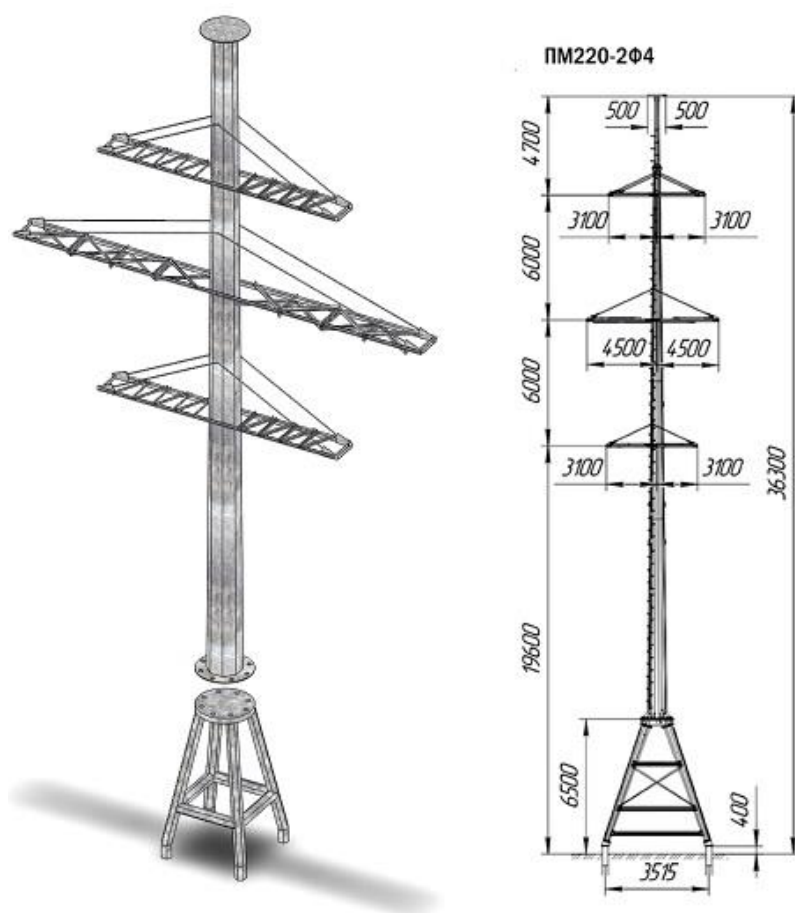


Рис. 2.10. Многогранная опора

2.1.4. Изоляторы.

Изоляторы предназначены для изоляции и крепления проводов. Изготавливаются они из фарфора, закаленного стекла и полимеров – материалов, об-

ладающих высокой механической и электрической прочностью и стойкостью к атмосферным воздействиям. Существенным достоинством стеклянных изоляторов является то, что при повреждении закаленное стекло рассыпается. Это облегчает нахождение поврежденных изоляторов на линии.

Штыревые изоляторы (рис. 2.11, *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. 2.11, *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 поддерживающие гирлянды на промежуточных опорах и натяжные гирлянды на анкерных опорах. Количество изоляторов в гирлянде зависит от напряжения, типа и материала опор, загрязненности атмосферы.

Полимерные изоляторы (рис. 2.12) представляют собой стержневой элемент из стеклопластика, защищенный покрытием с ребрами из фторопласта или кремнеорганической резины. Стержневые изоляторы по сравнению с подвесными имеют меньший вес и стоимость, более высокую механическую прочность, чем из закаленного стекла. В них в качестве связующего элемента используются обычно эпоксидные и полиэфирные смолы. Для увеличения разрядных характеристик изолятора и защиты поверхности стеклопластикового стержня от электрического трека на стержне армируются ребра. Ребра обычно изготавливают из фторопласта, кремнийорганических эластомеров, этиленпропиленовых полимеров или циклоалифатических смол. Концы несущего стержня армируются металлическими оконцевателями для присоединения изоляторов к опорам или комплектования гирлянд. Граничный слой между стержнем и оболочкой или ребрами является наиболее слабым местом конструкции с точки зрения воздействия высокого напряжения.

Преимущества полимерных изоляторов:

- малая масса;

- гидрофобность и грязестойкость;
- высокая ударпрочность;
- сейсмостойкость и влагоразрядные характеристики;
- высокая кратковременная и длительная прочность при изгибе и кручении;
- устойчивость к актам вандализма.

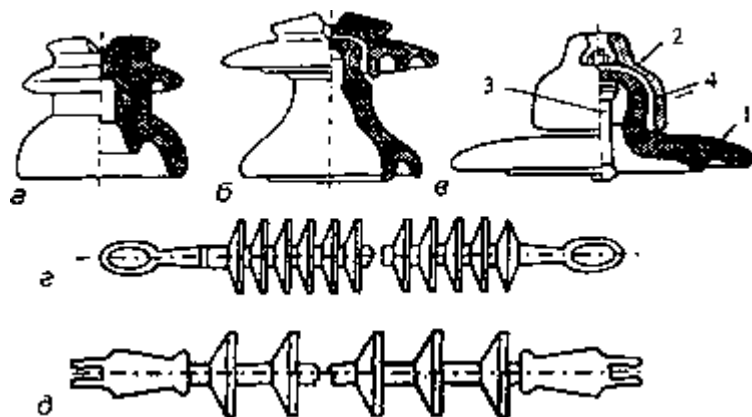


Рис. 2.11. Изоляторы воздушных линий [4]:

а — штыревой изолятор 6—10 кВ; б — штыревой изолятор 35 кВ; в — подвесной изолятор тарельчатого типа; г, д — стержневые полимерные изоляторы

На рис. 2.12 в качестве примера показан линейный полимерный изолятор ЛК70/110-III

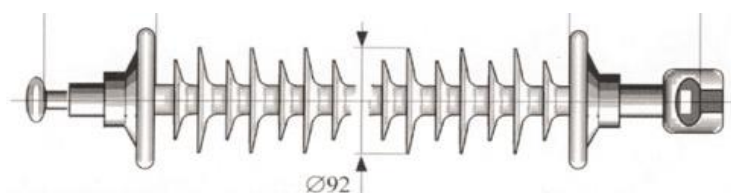


Рис. 2.12. Линейный полимерный изолятор

2.1.5. Линейная арматура

Линейная арматура включает следующие основные виды:

- зажимы для закрепления проводов в гирляндах изоляторов,
- сцепная арматура для подвески гирлянд на опорах и соединения их друг с другом,

- соединители - для соединения проводов и тросов в пролете,
- гасители вибрации или демпфирующие петли для уменьшения вибрации и излома проводов,
- распорки для фиксации проводов расщеплений фазы относительно друг друга.

Виды линейной арматуры приведены на рис. 2.13.

Зажимы делятся на поддерживающие и натяжные.

Поддерживающие зажимы подвешиваются на промежуточных опорах, натяжные - на опорах анкерного типа. По прочности закрепления провода поддерживающие зажимы подразделяются на глухие (рис. 2.13, в) и с заделкой ограниченной прочности. Глухие зажимы – основной тип зажимов, применяемых в настоящее время на ВЛ 35–500 кВ. На рис. 2.13, в нажимные болты 1 через плашку 2 прижимают провод к корпусу зажима («лодочке») 3 и удерживают его на месте при одностороннем тяжении. Провод и трос в случае обрыва в одном из пролетов, как правило, не вытягиваются из зажима, и тяжение провода или троса, оставшегося необорванным, передается на промежуточную опору. Зажимы с ограниченной прочностью заделки применяются на ВЛ 500 кВ. При обрыве провод проскальзывает в зажиме, что уменьшает продольную нагрузку на промежуточную опору. Однако опыт эксплуатации линий 500 кВ с зажимами ограниченной прочности заделки не вполне удовлетворителен.

На анкерных опорах провода закрепляют наглухо при помощи натяжных зажимов. Различают несколько типов натяжных зажимов: болтовые – для проводов сечением 35 – 500 мм²; прессуемые – для сталеалюминиевых проводов сечением 300 мм² и более; клиновые – для подвески стальных тросов. Болтовые зажимы (рис. 2.13, г) состоят из корпуса 1, плашек 2, натяжных болтов с гайками 3 и прокладок 4 из алюминия. Прессуемые зажимы (рис. 2.13, д) состоят из стального анкера 7, в котором на длине l_1 спрессовывается стальной сердечник провода, и алюминиевого корпуса 2, в котором на длине l_2 спрессовывается алюминиевая часть провода со стороны пролета, а на длине l – шлейф.

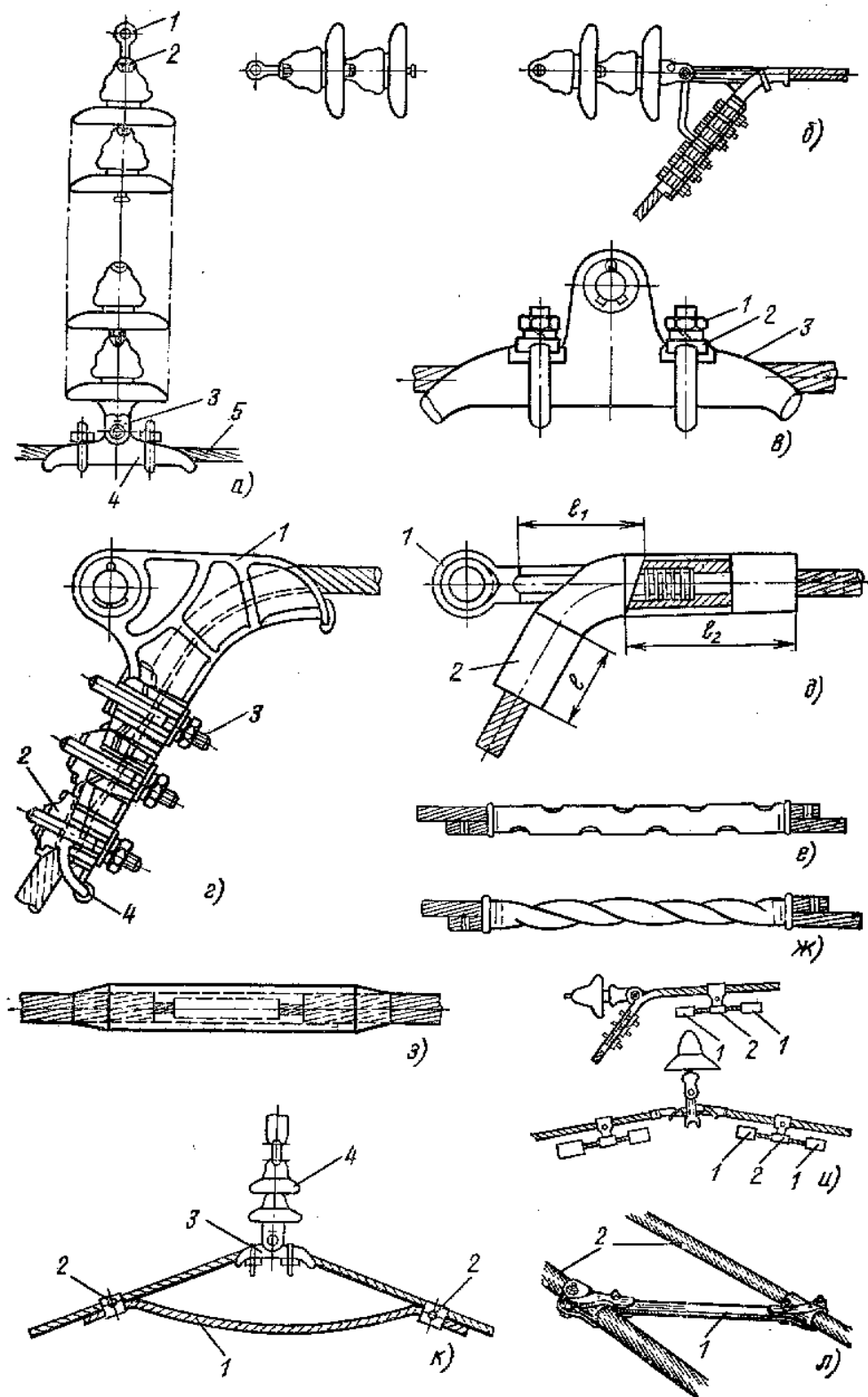


Рис. 2.13. Линейная арматура [6]:

а - глухой зажим на поддерживающей гирлянде изоляторов; б - болтовой зажим на натяжной гирлянде изоляторов; в - глухой поддерживающий зажим; г - болтовой натяжной зажим; д - прессуемый натяжной зажим; е, ж - соединители овальный с обжатием и закручиванием; з - соединитель прессуемый; и - подвеска гасителей вибрации у натяжных и поддерживающих зажимов; к - демпфирующая петля; л - распорки

Сцепная арматура включает скобы, серьги, ушки. Скоба предназначена для присоединения гирлянды к траверсе опоры или к закрепляемым на траверсе деталям. Поддерживающая гирлянда изоляторов (рис. 2.13, а) закрепляется на траверсе промежуточной опоры при помощи серьги 1. Серьга 1 с одной стороны соединяется со скобой или с деталью на траверсе, а с другой стороны вставляется в шапку верхнего изолятора 2. К нижнему изолятору гирлянды за ушко 3 прикреплен поддерживающий зажим 4, в котором помещен провод 5.

Соединители делятся на овальные и прессуемые и предназначены для соединения проводов ВЛ. Овальные соединители (рис. 2.13, е, ж) применяются для проводов сечением до 185 мм^2 включительно. В них провода укладываются внахлест, после чего производится обжатие соединителя с помощью специальных клещей (рис. 2.13, е). Сталеалюминиевые провода сечением до 95 мм^2 включительно закрепляются в соединителях методом скручивания (рис. 2.13, ж). Прессуемые соединители используются для соединения проводов сечением 240 мм^2 и более и стальных тросов всех сечений. Для сталеалюминиевых проводов эти зажимы состоят из двух трубок: стальной, предназначенной для соединения внутренних стальных жил, и алюминиевой, накладываемой поверх первой и служащей для соединения наружных алюминиевых жил (рис. 2.13, з).

Гасители вибрации. К проводам ВЛ вблизи от зажимов подвешиваются гасители вибрации с грузами или демпфирующие петли, применение которых уменьшает вибрацию и позволяет предотвратить излом проволок провода. Гаситель (рис. 2.13, и) состоит из двух чугунных грузов 1, соединенных стальным тросом 2. Частота собственных колебаний гасителей во много раз меньше, чем провода, и вибрация последнего в результате уменьшается. Для алюминиевых и сталеалюминиевых проводов малых сечений защита от вибраций осуществляется с помощью демпфирующей петли 1 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, к).

Распорки. На проводах ВЛ 330–750 кВ применяются дистанционные рас-

порки 1 (рис. 2.13, л) для фиксации проводов расщепленной фазы 2 относительно друг друга. Они обеспечивают требуемое расстояние между проводами фазы и предохраняют их от схлестывания, соударения и закручивания.

В последние годы для линий электропередачи СВН применяются компактные ВЛ, характеризующиеся меньшим расстоянием между фазами, меньшими индуктивными сопротивлениями и шириной трассы линии. При использовании опор «охватывающего типа» (рис. 2.14, а) уменьшение расстояния достигается за счет расположения всех фазных расщепленных конструкций внутри «охватывающего портала» или по одну сторону от стойки опор (рис. 2.14, б). Сближение фаз обеспечивается с помощью междуфазных изоляционных распорок. Предложены различные варианты компактных линий с нетрадиционными схемами расположения проводов расщепленных фаз (рис. 2.14, в-и).

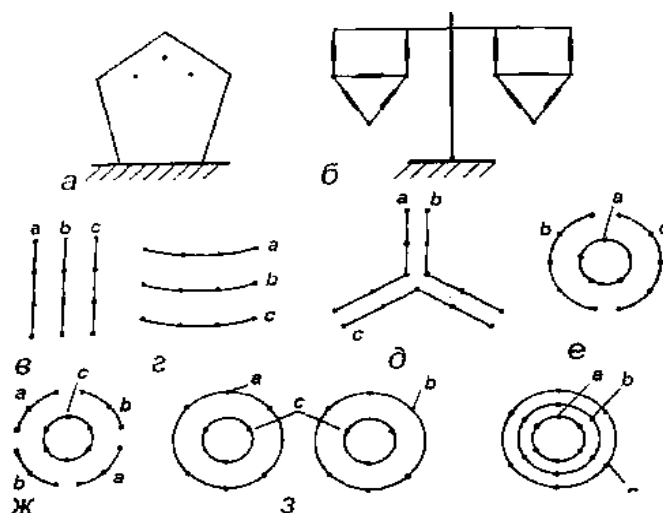


Рис. 2.14. Расположение проводов фаз компактных линий электропередачи [4]

Расположение проводов: а — на опоре «охватывающего типа»; б — на двухцепной линии с междуфазовыми изоляционными распорками; в — плоское; г — параболическое; д — плоскотреугольное; е — коаксиальное двухсегментное; ж — коаксиальное четырехсегментное; з — двойное коаксиальное; и — коаксиальное

К компактным линиям относятся также управляемые самокомпенсирующиеся линии и управляемые линии с нетрадиционной конфигурацией расщеп-

ленных фаз. Они представляют собой двухцепные линии, в которых попарно сдвинуты одноименные фазы разных цепей. При этом к цепям подводятся напряжения, сдвинутые на определенный угол. За счет режимного изменения с помощью специальных устройств угла фазового сдвига осуществляется управление параметрами линий.

2.2. Кабельные линии

2.2.1. Конструктивное исполнение кабелей

Кабельной называется линия для передачи электроэнергии, состоящая из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами и крепежных деталей. По сравнению с ВЛ кабельные линии (КЛ) намного дороже и имеют меньшую пропускную способность на единицу сечения (из-за температурных ограничений на изоляцию). К преимуществам кабельных линий относятся их неподверженность атмосферным воздействиям (гололеду, ветровой нагрузке, грозovým поражениям), а также недоступность трассы для посторонних лиц. КЛ прокладывают там, где строительство ВЛ невозможно (стесненность территории, по технике безопасности, архитектурным соображениям и т. п.)

Кабелем называется одна или несколько изолированных токопроводящих жил, заключенных в герметическую оболочку, поверх которой при необходимости могут быть наложены защитные покровы.

Существуют силовые, контрольные кабели и кабели управления.

Силовые кабели различают по напряжению, сечению и числу жил, а также маркировке, отражающей конструкцию кабеля.

Силовые кабели состоят из одной или нескольких токоведущих жил, изоляции фазной и поясной, защитной оболочки, брони, наружного защитного покрова. Между защитной оболочкой и броней может быть подушка под броней.

Токопроводящие жилы изготавливают из алюминия или меди. Силовые кабели имеют от одной до четырех жил сечением 1,5—2000 мм². Жилы сечением до 16 мм² — однопроволочные, свыше — многопроволочные. По форме се-

чения жилы круглые, сегментные или секторные. Кабели напряжением до 1 кВ выполняются, как правило, четырехжильными, напряжением 6—35 кВ — трехжильными, а напряжением 110—500 кВ — одножильными. В последнее время выпускаются трехжильные кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена напряжением 110-220 кВ.

Изоляция выполняется бумажной, пропитанной маслом, полиэтиленовой, резиновой. В кабелях на напряжение 1—35 кВ для повышения электрической прочности между изолированными жилами и оболочкой прокладывается слой поясной изоляции. Для повышения электрической прочности бумажной изоляции кабели напряжением 110 кВ и выше наполняют газом или маслом под избыточным давлением (газонаполненные и маслонаполненные кабели).

Защитные оболочки, накладываемые поверх изоляции для ее предохранения от влаги и воздуха, бывают свинцовыми, алюминиевыми, поливинилхлоридными, резиновыми. В кабелях напряжением 35 кВ каждая жила дополнительно заключается в свинцовую оболочку, что создает более равномерное электрическое поле и улучшает отвод тепла. Выравнивание электрического поля у кабелей с пластмассовой изоляцией и оболочкой достигается экранированием каждой жилы полупроводящей бумагой.

Броня изготавливается из стальных лент или стальных оцинкованных проволок и служит для защиты оболочек от механических повреждений.

Подушка под броней (внутренний защитный покров) прокладывается между металлической оболочкой и броней — это джутовая прослойка из хлопчатобумажной пропитанной пряжи или из кабельной сульфатной бумаги. Поверх этой бумаги накладывают еще две поливинилхлоридные ленты.

Наружный защитный покров служит для защиты брони кабеля и может быть из джута, пропитанного антикоррозийным составом или шланга.

На рис. 2.15 показаны конструкции кабелей.

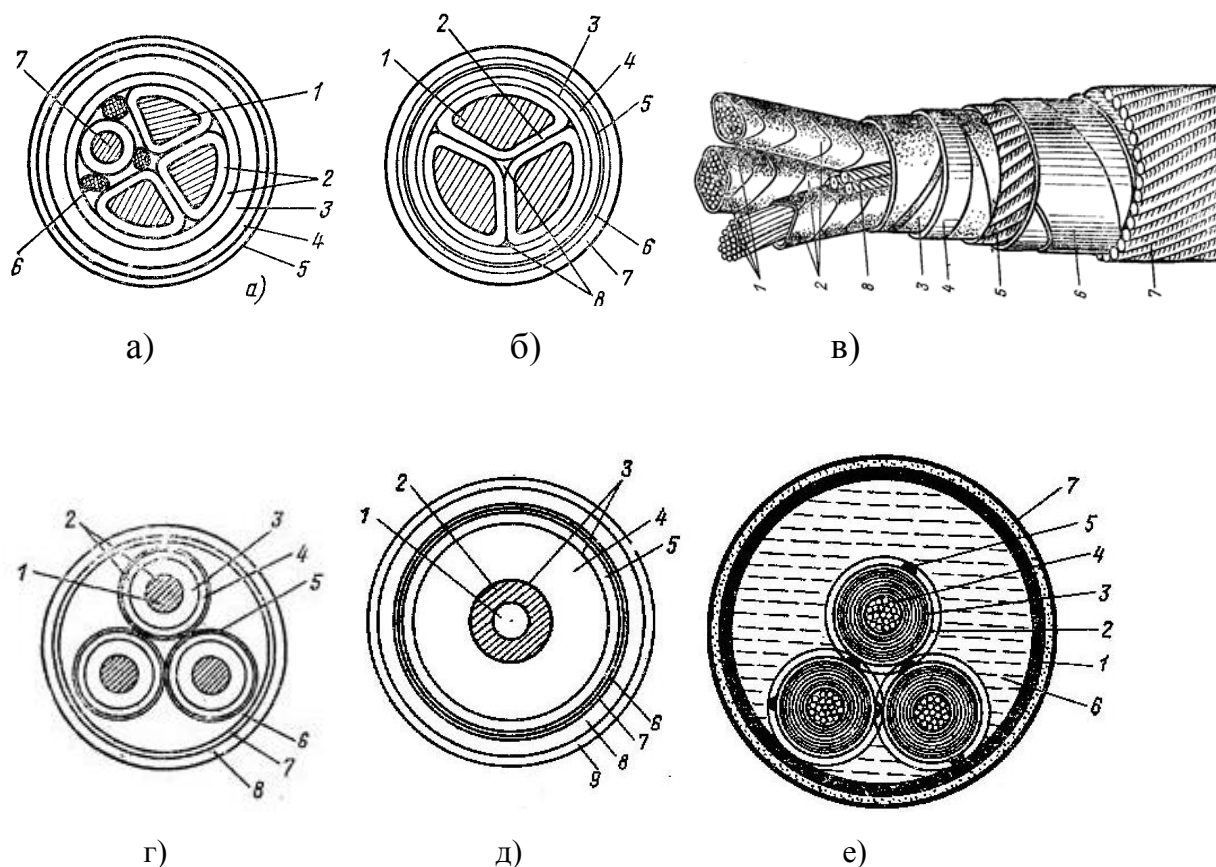


Рис. 2.15. Силовые кабели:

а – четырехжильный кабель до 1 кВ; б, в – сечение и внешний вид кабеля с бумажной пропитанной изоляцией 1–10 кВ; г – кабель на напряжение 20–35 кВ; д – маслонаполненный низкого давления 110–220 кВ; е – маслонаполненный высокого давления 220 кВ

Кабели напряжением до 10 кВ изображены на рис. 2.15, а-в. На рис. 2.15, а показан четырехжильный кабель до 1 кВ. Здесь 1 – токопроводящие фазные жилы; 2 – бумажная фазная и поясная изоляция; 3 – алюминиевая или свинцовая защитная оболочка; 4 – стальная броня; 5 – защитный покров; 6 – бумажное заполнение; 7 – нулевая жила. На рис. 2.15, б, в изображен трехжильный кабель 1–10 кВ с бумажной изоляцией. Здесь 1 – медная или алюминиевая токопроводящая жила; 2 – фазная изоляция; 3 – общая поясная изоляция; 4 – свинцовая или алюминиевая оболочка; 5 – подушка под броней; 6 – стальная броня; 7 – защитные покровы; 8 – заполнение.

Трехжильные кабели 20–35 кВ показаны на рис. 2.15 г. Здесь 1 – круглая

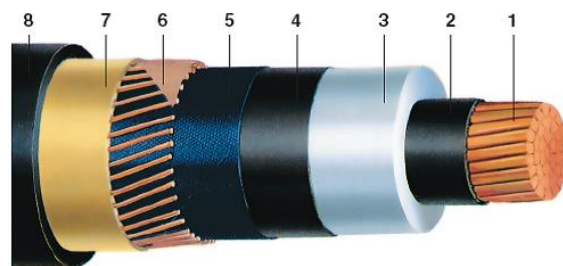
токопроводящая жила; 2 – полупроводящие экраны; 3 – фазная изоляция; 4 – свинцовая оболочка; 5 – подушка. 6 – пропитанная кабельная пряжа, заполняющая промежутки между свинцованными жилами; 7 – стальная броня; 8 – защитный покров от коррозии – кабельная пряжа, пропитанная битумным составом.

Газонаполненные кабели применяются при напряжении 10–110 кВ. Это освинцованные кабели с изолирующей бумагой, пропитанной относительно малым количеством компаунда. Кабель находится под небольшим избыточным давлением инертного газа (обычно азота), что значительно повышает изолирующие свойства бумаги. Постоянство давления обеспечивается тем, что утечки газа компенсируется непрерывной подпиткой. Кабели переменного тока 110 и 220 кВ изготавливают, как правило, одножильными. Конструкция маслонаполненного кабеля низкого давления с бумажной пропитанной изоляцией на 110 и 220 кВ изображена на рис. 2.15, д. Здесь 1 – маслопроводящий канал; 2 – жила, скрученная из фасонных луженых проволок; 3 – экран из двух-трех лент полупроводящей бумаги; 4 – изоляция; 5 – металлическая оболочка; 6 – подушка из поливинилхлоридных лент; 7 – медные усиливающие ленты; 8 – броня; 9 – защитные покровы. Конструкция маслонаполненного кабеля 220 кВ высокого давления показана на рис. 2.15, е. Здесь 1 – стальной трубопровод; 2 – экран, медная перфорированная лента, наложенная поверх изоляции и полупроводящих бумажных лент; 3 – бумажная изоляция с вязкой пропиткой; 4 – токоведущая жила из медных круглых проволок; 5 – две бронзовые полукруглые проволоки, которые служат для механической защиты изоляции от повреждений во время протягивания в стальном трубопроводе и, кроме того, способствуют улучшению циркуляции масла; 6 – изоляционное масло под избыточным давлением до 1,5 Мпа; 7 – защитный покров. Свинцовая оболочка на таком кабеле нужна только на период транспортировки и хранения; перед затягиванием кабеля в стальной трубопровод ее снимают.

Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Технология изготовления высоковольтных *силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена* (СПЭ-кабели, XLPE-кабели) является одной из наиболее прогрессивных технологий в кабельной технике. Сшитый полиэтилен (СПЭ) идеально подходит для изоляции высоковольтных кабелей. Современные СПЭ-кабели благодаря своей конструкции, технологии изготовления и совершенным изоляционным материалам технически более совершенны и более экономичны по сравнению с маслонаполненными кабелями и в последние годы быстро вытесняют в новых проектах кабели с бумажной изоляцией. Высокие термические и механические свойства достигаются изменением молекулярной структуры обычного полиэтилена путем создания новых молекулярных связей. СПЭ-кабели имеют меньший диаметр и легче, чем кабели с бумажно-масляной изоляцией, и поэтому они могут прокладываться большими длинами, что уменьшает число соединений и увеличивает надежность линий. Отсутствие жидких компонентов в изоляции позволяет использовать СПЭ-кабели в широком диапазоне окружающих температур и без ограничений по разности высот прокладки. По этой же причине КЛ, выполненные СПЭ-кабелями, экологически более безопасны и не требуют постоянного контроля и обслуживания в процессе эксплуатации.

Кабели силовые с изоляцией из сшитого полиэтилена в основном используются в крупных городах и на промышленных предприятиях, где уровень энергопотребления и плотность нагрузки чрезвычайно высоки. В России высоковольтные кабели с алюминиевыми и медными жилами с изоляцией из сшитого полиэтилена использованы при реконструкции и строительстве сетей 110 и 220 кВ в Москве по проекту энергетического кольца. В Санкт-Петербурге применяются кабели на напряжение 330 кВ. Кабель 500 кВ с СПЭ-изоляцией эксплуатируется на Бурейской ГЭС. Во Владивостоке при вводе новых линий применены кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена напряжением 110 и 220 кВ. На рис. 2.16 приведены примеры кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена.



а)



б)



в)

Рис. 2.16. Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена^А

а) одножильный кабель среднего напряжения; б) одножильный кабель напряжением 110-500 кВ; в) трехжильный кабель ВН (132 кВ) в стальной трубе.

На рис. 2.16 а 1 – круглая медная или алюминиевая (многопроволочная или цельнотянутая) жила; 2 – полупроводящий слой по жиле; 3 – изоляция из сшитого полиэтилена; 4 – полупроводящий слой по изоляции; 5 – полупроводящая лента; 6 – экран из медных проволок и медной ленты; 7 – разделительный слой; 8 – полиэтиленовая оболочка (усиленная полиэтиленовая оболочка с продольными ребрами жесткости или оболочка из ПВХ пластика пониженной горючести).

Токопроводящие медные или алюминиевые жилы СПЭ-кабелей изготов-

ливаются уплотненными и герметизированными, а при сечении жилы более 1000-1200 мм² сегментированными для уменьшения поверхностного эффекта. Внутренний полупроводящий слой, изоляция и внешний полупроводящий слой выпресовываются одновременно из композиций сшиваемого полиэтилена высокой частоты. При этом толщина и эксцентриситет слоев непрерывно контролируются приборами лазерного контроля. Металлический экран кабеля состоит из медных проволок и спирально наложенной медной ленты. Сечение экрана выбирается по условию протекания токов короткого замыкания. Для обеспечения продольной герметизации используется слой водонабухающего материала. Для надежной защиты изоляции кабелей от влаги используется оболочка из алюмополимерной ленты, сваренной с полиэтиленовой или ПВХ оболочкой, для радиальной герметизации. Помимо оболочки из полиэтилена или ПВХ-пластиката (стандартный вариант для кабелей, проложенных в земле), может использоваться усиленная полиэтиленовая оболочка с продольными ребрами жесткости (для сложных трасс), а также гофрированная алюминиевая оболочка. Поверх внешней оболочки может накладываться слой, защищающий кабель от возгорания. Для измерения температуры нагрева кабеля по всей трассе и для передачи данных в кабель (между проволоками экрана или под свинцовой оболочкой) изготавливаются варианты с интегрированными оптоволоконными нитями.

В России освоен выпуск кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на номинальное напряжение 110 кВ (производитель – ЗАО “АББ Москабель”) с использованием новейших технологий (по лицензии фирмы ABB Energiekabel). С 2007 г. ОАО “Севкабель” выпускает кабели с изоляцией из пероксидносшитого полиэтилена на напряжение до 220 кВ включительно (по технологии фирмы Maillefer).

В настоящее время капитальные вложения в современные подземные высоковольтные КЛ могут в 5 раз и более превышать затраты на сооружение воздушных линий. Учет экономических и эксплуатационных факторов (минимальный

землеотвод, высокая надежность, меньшие издержки при техническом обслуживании, меньшие потери, высокая устойчивость к кратковременным перегрузкам и др.) существенно снижает это соотношение в пользу кабелей. Усовершенствование технологий производства кабелей, их прокладки и монтажа приводит к снижению капитальных вложений на сооружение КЛ.

Сравнительные характеристики кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена и маслонаполненных кабелей приведены в табл. 2. 1.

Таблица 2.1. – Сравнительные характеристики кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена и маслонаполненных кабелей

Характеристики кабелей	СПЭ-кабель	Маслонаполненный кабель
Длительно допустимая температура жилы, °C	90	85
Допустимая температура в аварийном режиме, °C	130	90
Максимально допустимая температура жилы при протекании тока короткого замыкания, °C	250	200
Допустимая плотность 1-секундного тока короткого замыкания, А/мм ² :		
для медной жилы	144	101
для алюминиевой жилы	93	67
Относительная диэлектрическая проницаемость ϵ при температуре 20 °C	2,4	3,3
Тангенс угла диэлектрических потерь $\operatorname{tg}\delta$ при температуре 20 °C	0,001	0,004

2.2.2. Маркировка кабелей

Марка кабелей состоит из начальных букв слов, характеризующих их конструкцию.

В таблице 2.2. показаны принципы формирования марки кабелей.

Таблица 2.2. – Принципы формирования марки кабелей

1 -	2 -	3 -	4 -	5 -	6
жила	изоляция	оболочка	подушка под броней	броня	наружный покров

Жилы алюминиевых кабелей обозначают буквой А, медные – не имеют обозначения. Кабели с отдельно освинцованными жилами обозначают буквой О. В таблице 2.3 приведены обозначения оболочек, изоляции и защитных по-

кровов в маркировке кабелей.

Таблица 2.3. – Маркировка кабелей

Оболочки:	Изоляция	Защитные покровы
А – алюминиевая	Отсутствие обозначения – бумажно-масляная	Б – броня из стальных лент
С – свинцовая	В – поливинилхлоридная	П – плоские стальные оцинкованные проволоки
В – поливинилхлоридная	П – полиэтиленовая	К – круглые стальные оцинкованные проволоки
Н – резиновая (наиритовая)	Пс – полиэтиленовая самозатухающая	Г – без брони (голый)
П – полиэтиленовая	Пв – полиэтиленовая вулканизированная	
	Р – резиновая	
	У – усовершенствованная	

Буквы в конце наименований кабелей обозначают: Шв – кабель в поливинилхлоридном шланге, Т – прокладываемый в трубопроводе, Н – с негорючим защитным покрытием. Кабели для вертикальных прокладок с обедненным пропиточным составом обозначаются в конце буквой В, а кабели с нестекающей массой на основе церезина – буквой Ц в начале. Маслонаполненные кабели низкого давления маркируются буквами МН в начале названия марки, кабели высокого давления – буквами МВД.

Приведем примеры марок кабелей: ААШв; ААБ; ААП2лШв; ОСБ; МВДТ; МНК; АПвП; АПвПС. В таблице 2.4 приведены марки кабс изоляцией елей из сшитого полиэтилена.

Таблица 2.4. – Обозначение марок кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена

Наименование кабелей	Обозначение марок кабеля
Кабели силовые с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10, 20, 35 кВ	ПвП, АПвП, ПвПу, АПвПу, ПвВ, АПвВ, ПвБП, АПвБП, ПвБВ, АПвБВ
Кабели силовые с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 6 кВ	ПвП, АПвП, ПвПу, АПвПу, ПвВ, АПвВ, ПвБП, АПвБП, ПвБВ, АПвБВ

В обозначении кабеля указываются марка, количество и сечение жил. Может быть указано напряжение.

Например, АБ-3х70 – кабель с бумажной изоляцией в алюминиевой оболочке с тремя медными жилами сечением по 70 мм², бронированный стальными лентами с защитным наружным покровом.

У четырехжильных кабелей напряжением до 1 кВ сечение четвертой («нулевой») жилы меньше, чем фазной. Например, кабель ВПГ-1— 3х35+1х25 — кабель с тремя медными жилами сечением по 35 мм² и четвертой сечением 25 мм², полиэтиленовой (П) изоляцией на 1 кВ оболочкой из полихлорвинила (В), небронированный, без наружного покрова (Г) - для прокладки внутри помещений, в каналах, туннелях, при отсутствии механических воздействий на кабель; кабель АОСБ-35—3х70 — кабель с тремя алюминиевыми (А) жилами по 70 мм², с изоляцией на 35 кВ, с отдельно освинцованными (О) жилами, в свинцовой (С) оболочке, бронированный (Б) стальными лентами, с наружным защитным покровом — для прокладки в земляной траншее. ОСБ-35-3х70 — такой же кабель, но с медными жилами.

2.2.3. Кабельная арматура

Кабельная арматура предназначена для соединения отдельных отрезков (строительных длин) кабеля, а также для присоединения концов кабелей к аппаратуре или шинам распределительных устройств.

Классификация кабельной арматуры переменного тока осуществляется по двум признакам и указана в таблице 2.5.

Таблица 2.5.- Классификация кабельной арматуры

По назначению		По виду изоляции
Концевые муфты	открытые	Слоистая
	кабельные вводы	Монолитная
Соединительные муфты	соединительные	
	ответвительные	
	переходные	
	соединительно-разветвительные	
Стопорные муфты	стопорно-переходные	
	полустопорные	

При прокладке отрезки соединяют посредством соединительных муфт, герметизирующих места соединения. При этом концы жил кабелей освобождают от изоляции и заделывают в соединительные зажимы.

Для оконцевания кабелей служат концевые муфты и концевые заделки. Их основное назначение – герметизация кабелей в местах соединений и оконцеваний.

При прокладке в земле кабелей 0,38—10 кВ для защиты от коррозии и механических повреждений место соединения заключается в защитный чугунный разъемный кожух. Для кабелей 35 кВ используются также стальные или стеклопластиковые кожухи. В качестве примера показано соединение трехжильного низковольтного кабеля 2 в чугунной муфте 1 (рис. 2.17, а). 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 — маслонаполненными. Для кабелей с пластмассовой изоляцией применяют соединительные муфты из термоусаживаемых изоляционных трубок, число которых соответствует числу фаз, и одной термоусаживаемой трубки для нулевой жилы, усаживаемых в герметизированную муфту (рис. 2.17, б).

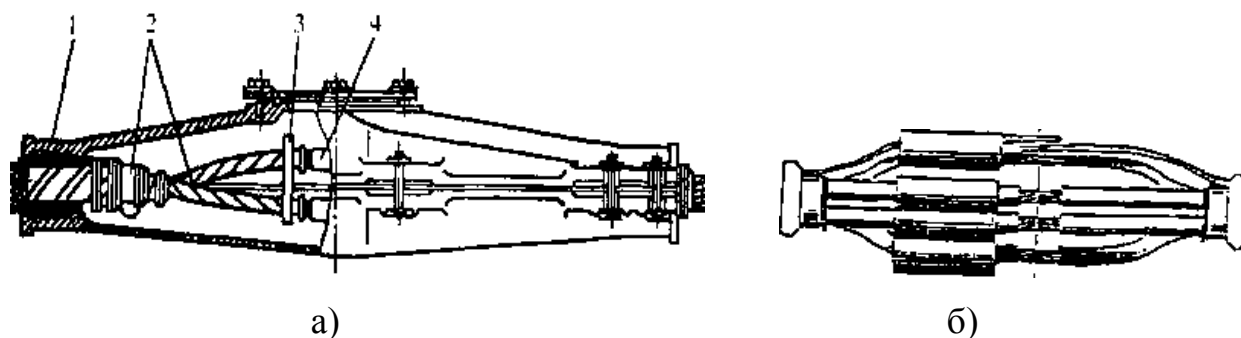


Рис. 2.17. Соединительные муфты для трех- и четырехжильных кабелей напряжением до 1 кВ6

а — чугунная муфта; б — муфта из термоусаживаемых изоляционных трубок

На концах кабелей применяют концевые муфты или концевые заделки. В качестве примера на рис. 2.18, а приведена мастиконаполненная трехфазная

муфта наружной установки с фарфоровыми изоляторами для кабелей напряжением 10 кВ. Для трехжильных кабелей с пластмассовой изоляцией применяется концевая муфта (рис. 2.18, б). Она состоит из термоусаживаемой перчатки 1, стойкой к воздействию окружающей среды, и полупроводящих термоусаживаемых трубок 2, с помощью которых на конце трехжильного кабеля создаются три одножильных кабеля. На отдельные жилы надеваются изоляционные термоусаживаемые трубки 3. На них монтируется нужное количество термоусаживаемых изоляторов 4.

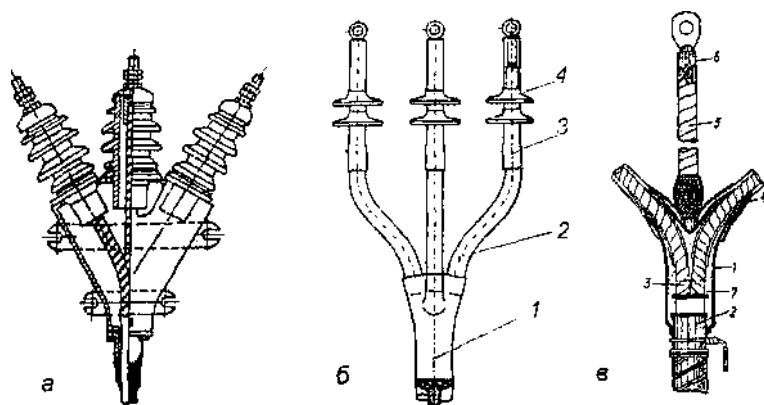


Рис. 2.18. Концевые муфты для трехжильных кабелей 10 кВ:

а — концевая муфта наружной установки с фарфоровыми изоляторами; б — концевая муфта наружной установки с пластмассовой изоляцией; в — концевая муфта внутренней установки с сухой разделкой

Для кабелей 10 кВ и ниже с пластмассовой изоляцией во внутренних помещениях применяют сухую разделку (рис. 2.18, 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.

К современной кабельной арматуре относятся композитные концевые муфты наружной установки. Корпус муфты состоит из резиновой трубки, уси-

ленной стекловолокном, с юбками из силиконовой резины. Конус выравнивания напряженности электрического поля выполнен из силиконовой резины, а пространство между конусом, изоляцией кабеля и внутренней поверхностью корпуса заполнено силиконовым маслом. Для герметизации используются термоусаживаемые компоненты, для соединения применяется болтовой соединитель со срывными головками.

Сюда же входят сухие концевые муфты наружной установки типа без заполнения маслом, состоящие из силиконового резинового корпуса с юбками со встроенным контактным электродом, силиконового конуса выравнивания напряженности электрического поля, металлического подпружинивающего кольца, изолированного кабельного сальника, болтового соединителя со срывными головками.

Для соединения маслонаполненных кабелей низкого давления на напряжение 110 кВ с кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 110 кВ выпускаются переходные муфты типа МПМНП-110 (МПМНП-М-110; МПМНП-МС-110). Конструкция муфт состоит из центральной части, изготовленной и испытанной в заводских условиях (литые детали из эпоксидного компаунда, усиливающая изоляция из пропитанной маслом бумаги, центральный электрод) и двух кабельных заделок, заключенных в немагнитный металлический кожух с отводами для заземления. Заделка маслонаполненной части муфты, содержащая наложенную дополнительно бумажно-пропитанную изоляцию и запрессованный на жиле контактный наконечник, заполняется кабельным маслом. Заделка кабеля с полимерной изоляцией, содержащая запрессованный на жиле контактный наконечник и дополнительно выпрессованную полиэтиленовую изоляцию, заполняется полиметилсилоксановой жидкостью.

Марка муфты состоит из обозначения типа, материала и конструктивного исполнения. Тип муфты обозначается буквами, стоящими в марке на первом месте. В таблице 2.6 приведена маркировка кабельных муфт по типу и по материалу.

Таблица 2.6. – Признак и маркировка по нему кабельных муфт

Тип муфты		Материал	
Буквенное обозначение	Расшифровка	Буквенное обозначение	Расшифровка
С	соединительная	Ч	чугун
О	ответвительная	С	свинец
Ст	стопорная	Л	латунь
СтП	переходная	А	алюминиевая
КН	концевая наружной установки	Э	эпоксидный компаунд
КМ	концевая мачтовая	Ст	сталь
КВ	концевая муфта (заделка) внутренней установки	Р	резина

Соединительные и концевые муфты кабелей с пластмассовой изоляцией перед обозначением типа имеют букву П или ПВ (для кабелей с изоляцией из вулканизированного полиэтилена).

После обозначения материала может стоять буква О, соответствующая однофазной конструкции муфты.

2.2.4. Прокладка кабелей

Способ прокладки кабелей определяется условиями трассы линии. Кабели прокладываются в земляных траншеях, блоках, каналах, кабельных туннелях, коллекторах, по кабельным эстакадам, а так же по перекрытиям зданий.

Прокладка кабелей в траншеях

Наиболее часто на территории городов, промышленных предприятиях кабели прокладывают в земляных траншеях (рис. 2.19, а). 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 землей. В местах перехода через дороги и на вводах в здания кабель прокладывают в асбестоцементных или иных трубах. Это защищает кабель от вибраций и обес-

печивает возможность ремонта без вскрытия полотна дороги. Прокладка в траншеях — наименее затратный способ кабельной канализации электроэнергии. В одной траншее прокладывают до 6 кабелей напряжением до 10 кВ включительно.

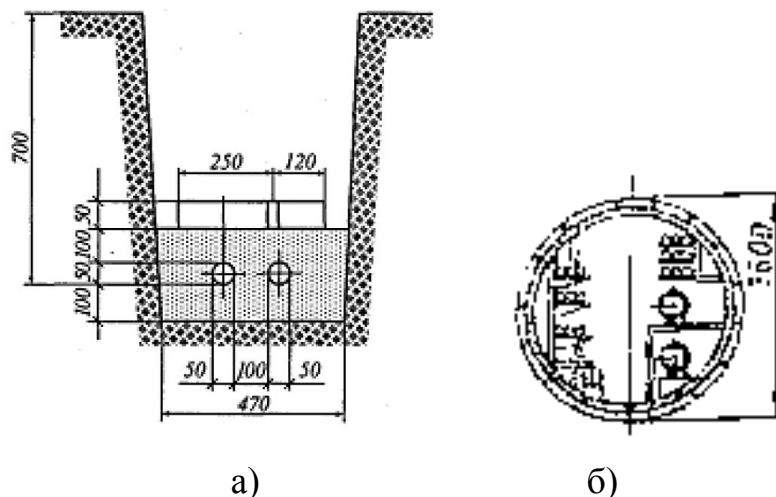


Рис. 2.19. Прокладка кабелей в траншее (а) и в коллекторе (б)

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, эстакады и галереи.

Прокладка кабелей в коллекторе

Коллектор (рис. 2.19, б) служит для совместного размещения в нем разных подземных коммуникаций: кабельных силовых линий и связи, водопровода по городским магистралям и на территории крупных предприятий.

Прокладка кабелей в туннелях

Туннель предназначен только для прокладки кабельных линий. При большом числе параллельно прокладываемых кабелей, например, от здания мощной электростанции применяют прокладку в туннелях (рис. 2.20, а). При этом улучшаются условия эксплуатации, снижается площадь поверхности земли, необходимая для прокладки кабелей. Прокладка кабелей в туннелях самая дорогая. В них прокладывают 30-40 кабелей. Туннели строят из сборного желе-

зобетона. В них предусмотрены вентиляция и пожарная защита.

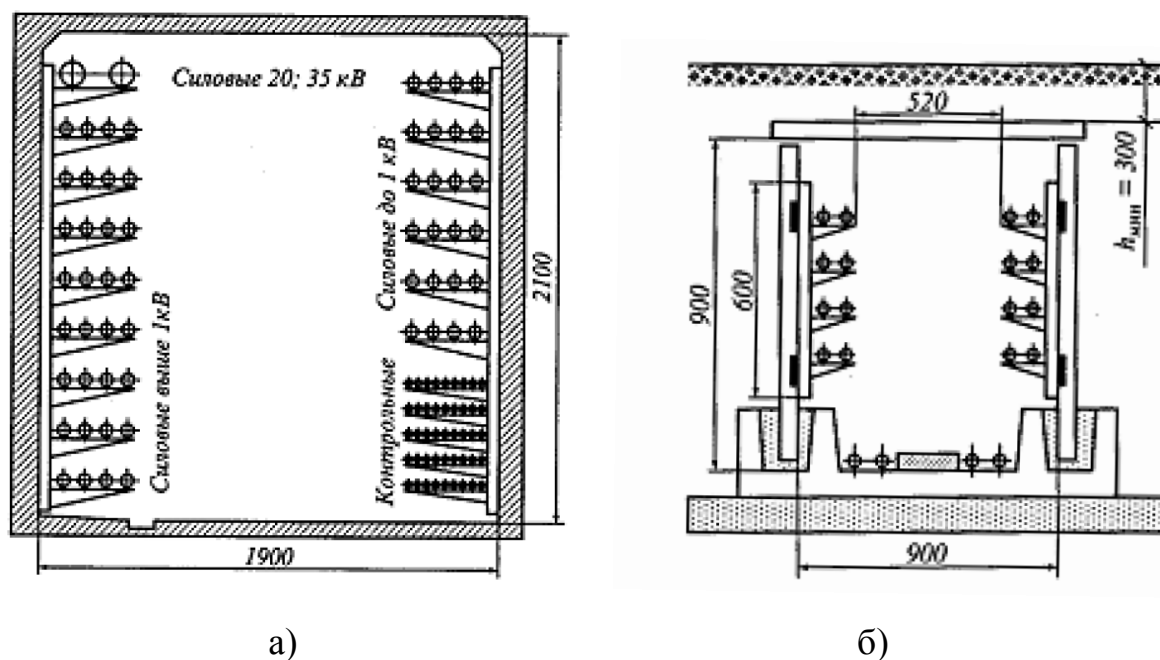


Рис. 2.20. Прокладка кабелей в туннелях (а) и каналах (б)

Прокладка кабелей в каналах

При меньшем числе кабелей применяют кабельные каналы (рис. 2.20, б), закрытые землей или выходящие на уровень поверхности земли. Прокладка кабелей в каналах используется при числе кабелей в потоке 25-30. При этом используют типовые кабельные каналы из сборных железобетонных элементов.

Прокладка кабелей в блоках

В крупных городах и на больших предприятиях кабели иногда прокладываются в блоках (рис. 2.21), представляющих асбестоцементные трубы, стыки, которые 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. Прокладка кабелей в блоках (от 4 до 20 штук) – основная наряду с эстакадами только для загрязненных предприятий. Основное преимущество прокладки в блоках – защищенность от механических повреждений.

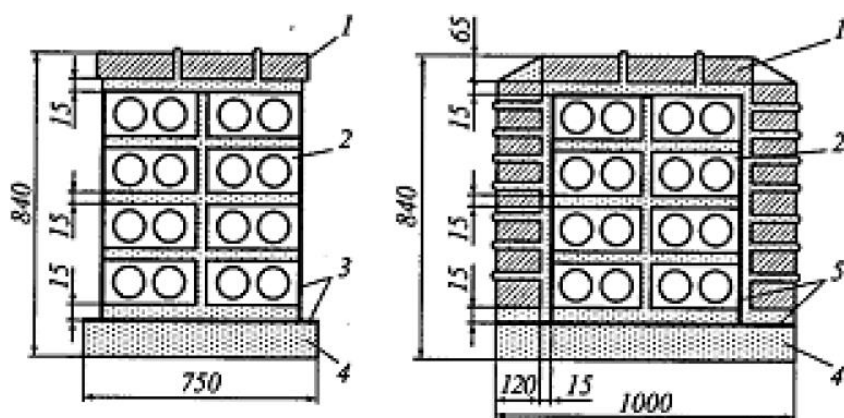
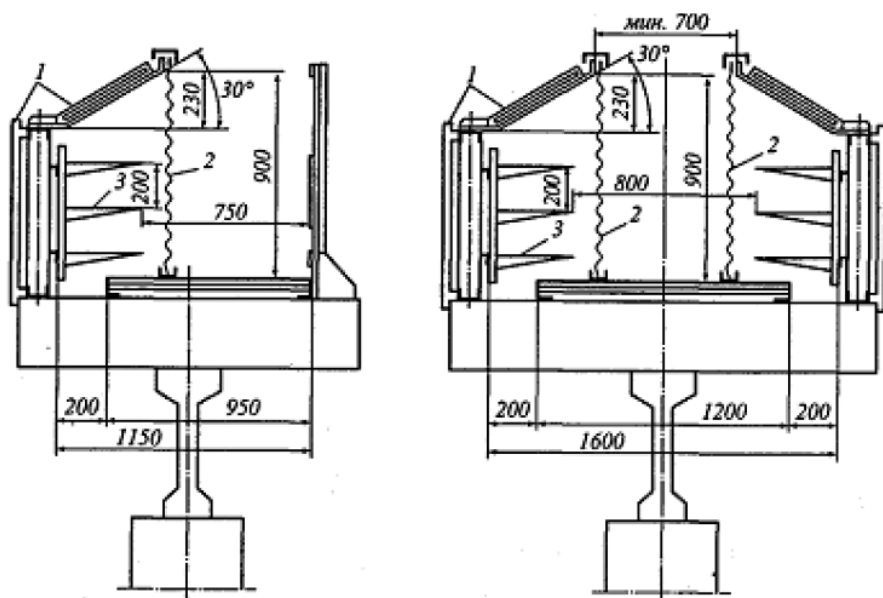


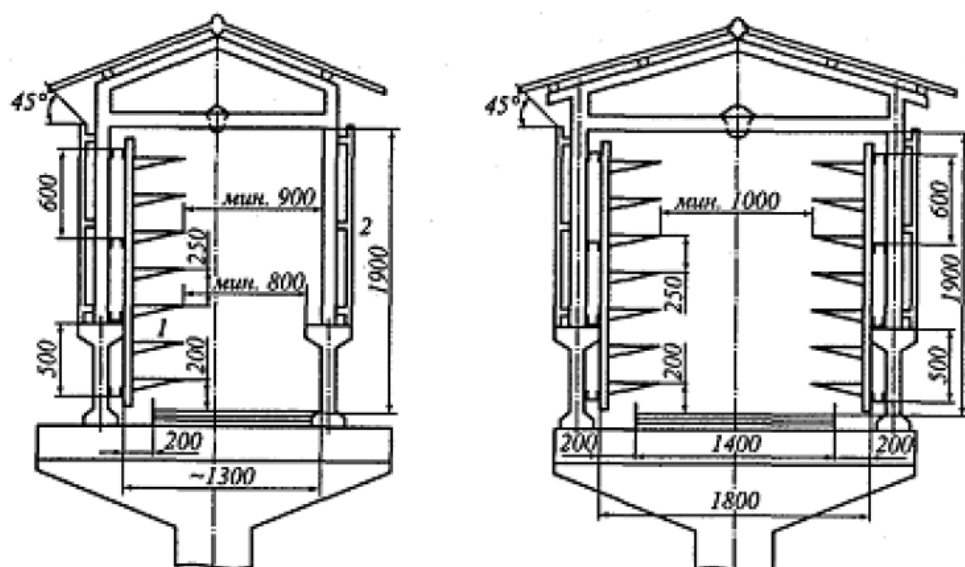
Рис. 2.21. Прокладка кабелей в блоках

Прокладка кабелей на эстакадах и в галереях

Кабельные эстакады и галереи (рис. 2.22) 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 или где агрессивная почва, возможное скопление тяжелых взрывоопасных паров. В этих случаях прокладывают более 20 штук кабелей.



а)



б)

Рис. 2.22. Прокладка кабелей на эстакадах (а) и в галереях (б)

В зданиях, по стенам и перекрытиям большие потоки кабелей укладывают в металлические лотки и короба (рис. 2.23). Одиночные кабели могут прокладываться открыто по стенам и перекрытиям или скрыто: в трубах, в пустотелых плитах и других строительных частях зданий. В кабельных каналах, туннелях, коллекторах и по эстакадам кабели прокладываются по кабельным кронштейнам.

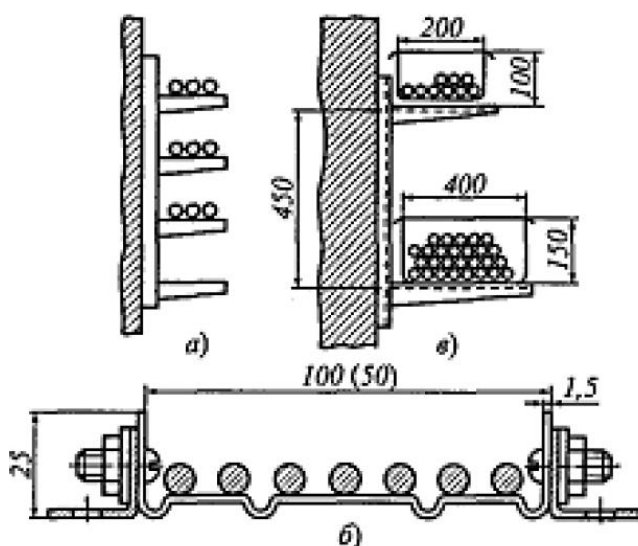


Рис. 2.23. Прокладка кабелей на настенных конструкциях (а), на перфорированных лотках (б), в коробах (в)

3. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

3.1. Понятие о графиках электрических нагрузок

В зависимости от выполняемых функций, возможностей обеспечения схемы питания от энергосистемы, величины и режимов потребления электроэнергии и мощности, особенностей правил пользования электроэнергией потребителей электроэнергии принято делить на следующие основные группы:

- промышленные и приравненные к ним;
- производственные сельскохозяйственные;
- бытовые;
- общественно-коммунальные (учреждения, организации, предприятия торговли и общественного питания и др.).

К промышленным потребителям приравнены следующие предприятия: строительные, транспорта, шахты, рудники, карьеры, нефтяные, газовые и другие промыслы.

Каждая из групп потребителей имеет определенный режим работы. Так, например, электрическая нагрузка от коммунально-бытовых потребителей с преимущественно осветительной нагрузкой отличается большой неравномерностью в различное время суток. Днем нагрузка небольшая, к вечеру она возрастает до максимума, ночью она резко падает и к утру вновь возрастает (рис. 3.1). Электрическая нагрузка промышленных предприятий более равномерна в течение дня и зависит от вида производства, режима рабочего дня и числа смен. По продолжительности они могут быть суточными и годовыми. Максимальная нагрузка для зимних суток наступает между 17 и 20 ч, а для летних суток - между 22 и 23 ч. Таким образом, летний максимум (мощность в часы пик) наступает позднее и значительно меньше по величине, чем зимой. Дневной минимум также уменьшается. Суточный график нагрузки города приведен на рис. 3.2

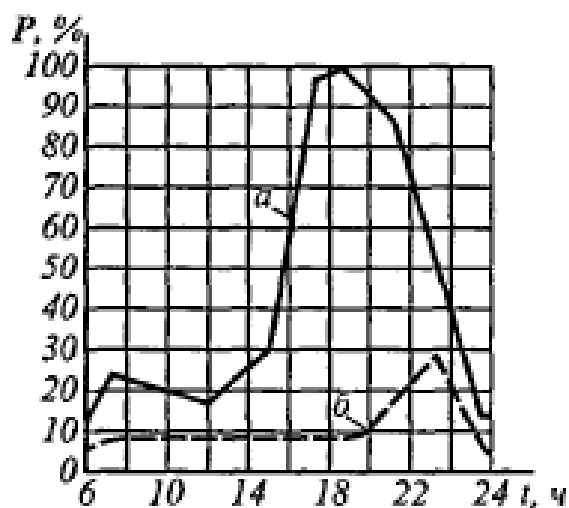


Рис. 3.1. Суточные графики осветительной нагрузки города: а - зимой, б - летом

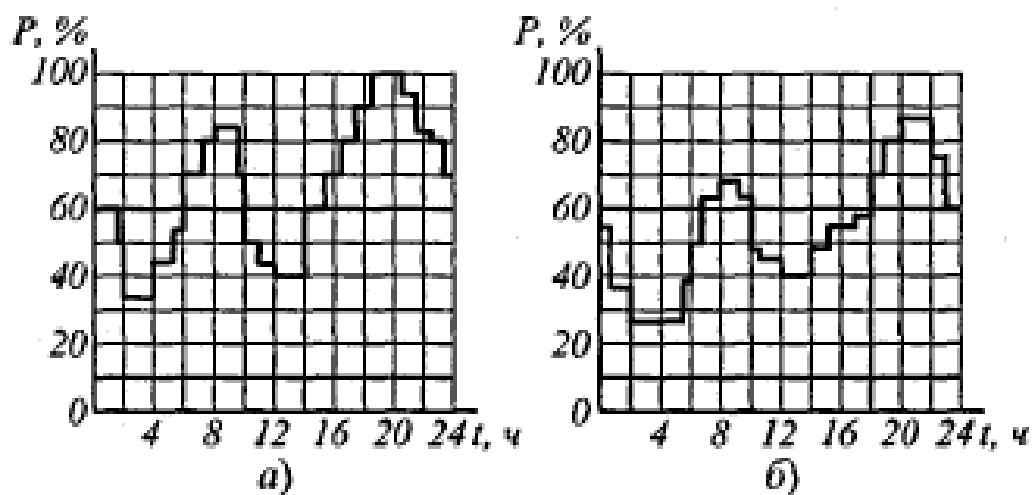


Рис. 3.2. Суточные графики электрической нагрузки крупного города: а — зимой; б — летом

На промышленных предприятиях график электрических нагрузок зависит от смены. Как правило, первая смена является наиболее нагруженной, что нужно учитывать при расчете нагрузок промышленных сетей. Примером является график электрических нагрузок кабельной линии, питающей промышленную нагрузку (рис. 3.3)

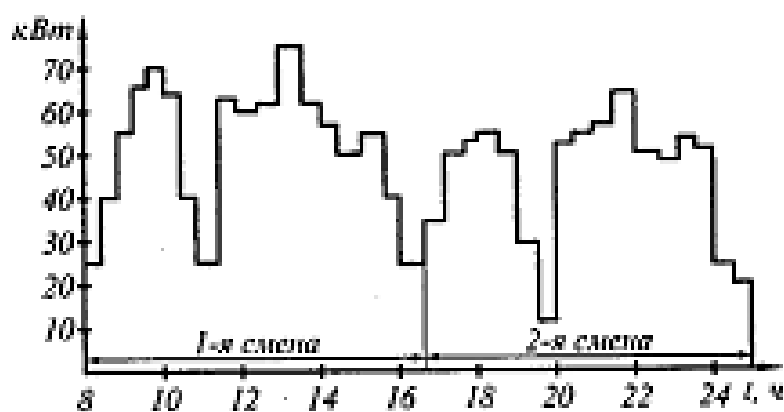


Рис. 3.3. График получасовых нагрузок линии

В значительной степени отличаются графики электрических нагрузок подстанций, форма которых зависит от состава их нагрузок (рис. 3.4)

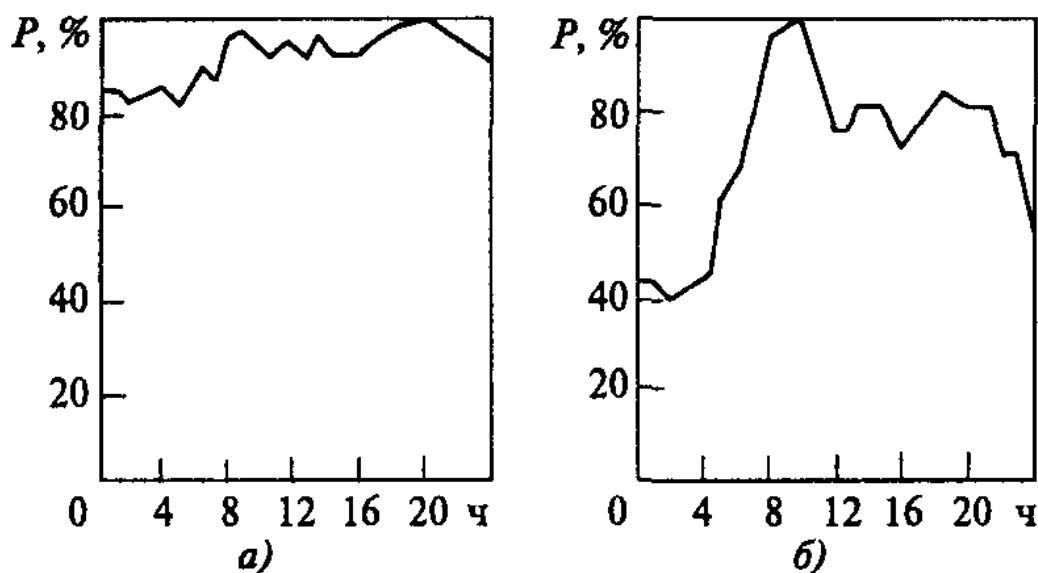


Рис. 3.4. Примеры суточных графиков электрических нагрузок подстанций: а — преобладание непрерывных промышленных производств; б — большой удельный вес коммунально-бытового потребления

Как видно из приведенных графиков для электроэнергетической системы графики электрических нагрузок отражают колебания спроса на электроэнергию. Эти колебания могут быть разделены на регулярные и случайные. В суточном разрезе нагрузка регулярно снижается в ночные часы и повышается в утренние и вечерние часы (рис. 3.5). В недельном разрезе регулярное снижение

нагрузки наблюдается в нерабочие дни (выходные и праздничные дни), в годовом разрезе – в летний период.

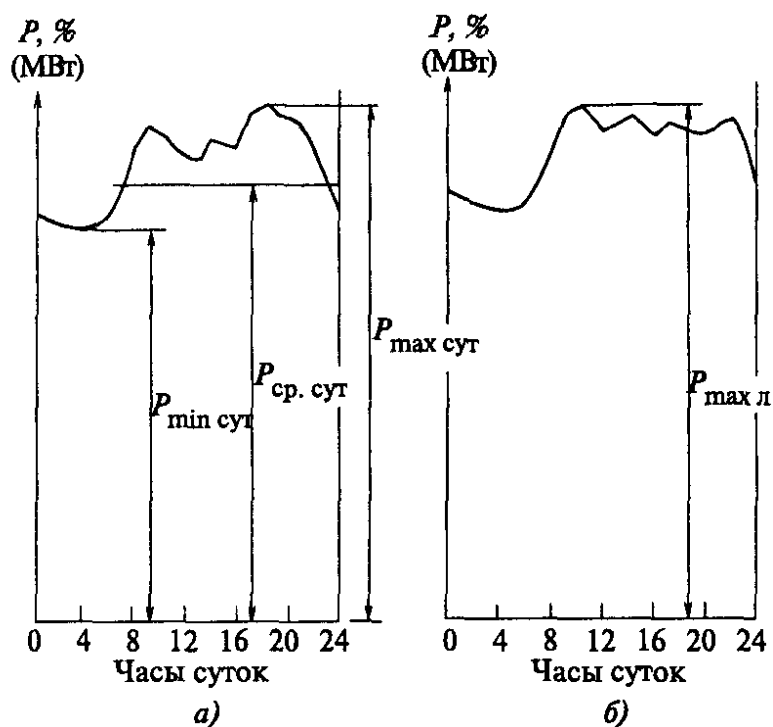


Рис. 3.5. Характерные суточные графики электрической нагрузки ЭЭС: а – зимние месяцы; б - летние месяцы [28]

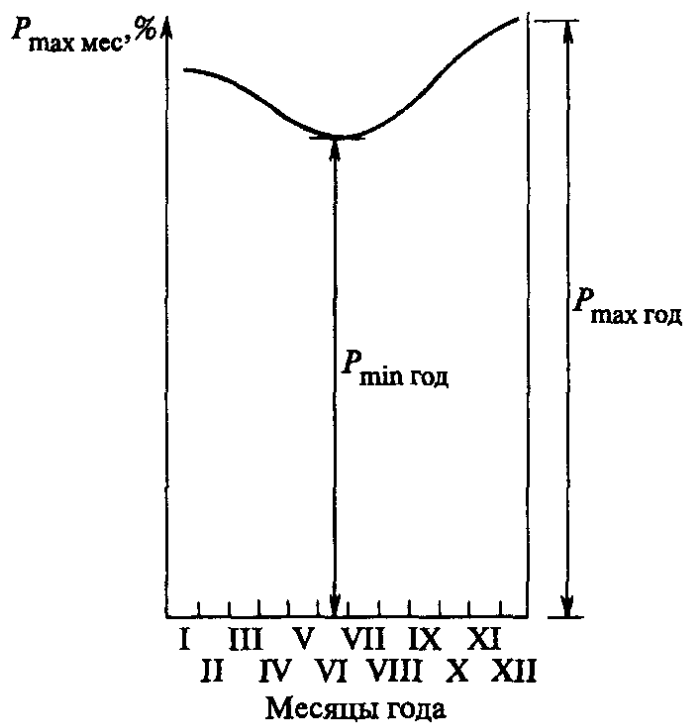


Рис. 3.6. Годовой график месячных максимальных нагрузок

Случайные колебания нагрузок обусловлены разновременностью включения и отключения отдельных электроприемников, метеоусловиями и рядом других факторов. Отсюда электрическая нагрузка должна представляться случайной величиной или случайным процессом.

Различают суточные, сезонные (месячные) графики активных и реактивных нагрузок, годовые графики по месяцам и упорядоченные по продолжительности

3.2. Вероятностные характеристики и показатели графика нагрузки

При представлении электрической нагрузки случайной величиной она описывается вероятностными характеристиками. К вероятностным характеристикам графиков электрических нагрузок относятся средняя $P_{ср.}$, среднеквадратическая (эффективная) $P_{эф.}$, максимальная P_{max} , мощности.

Средняя мощность за время T — это величина, зависящая лишь от конфигурации графика и продолжительности периода наблюдения T . Средняя электрическая нагрузка, в общем случае математическое ожидание нагрузки, является центральной интегральной характеристикой электропотребления, учитывающей в сжатом виде все электрические режимы за рассматриваемый интервал времени T .

Среднеквадратичная мощность за некоторый интервал времени T характеризуют эффект нагрева проводника неизменным током, который, протекая по линии в течение времени T , дает суммарные потери электроэнергии.

Максимальная мощность — это усредненное значение нагрузки за время получасового максимума. Как видно из приведенных выше графиков нагрузки различают утренний и вечерний максимумы нагрузки. Вероятностная характеристика относится к большему из них.

Их определяют по графикам электрических нагрузок по следующим выражениям:

$$P_{cp} = \frac{1}{T_H} \sum_{i=1}^m P_i t_i;$$

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T_H} \sum_{i=1}^m P_i^2 t_i};$$

$$P_{max} = P_{cp} (1 + t_\beta \sqrt{K_\phi^2 - 1})$$

Здесь P_i – i -тая ордината графика нагрузки продолжительностью t_i ;

T_H – период наблюдения за электрической нагрузкой, например, сутки;

t_β – кратность средних квадратических отклонений;

K_ϕ – коэффициент формы.

Коэффициент заполнения суточного графика и коэффициент формы графика нагрузок характеризуют равномерность, плотность электропотребления, так как опираются на учет всего многообразия режимов в течение времени T .

Коэффициент формы $K_\phi = \frac{P_{эф}}{P_{cp}}$ – отношение эффективной мощности к

средней. Он характеризует неравномерность графика во времени.

Коэффициент заполнения $K_{зан} = \frac{P_{cp}}{P_{max}}$ – отношение средней мощности к

максимальной. Он характеризует заполнение, т.е. форму графика.

Коэффициент формы k_ϕ является сравнительно устойчивой характеристикой графика нагрузки и изменяется в достаточно узких пределах.

Годовой график нагрузки удобно характеризовать показателем, который называется временем (продолжительностью) использования максимальной нагрузки $T_{нб}$. Оно определяет такое условное время $T_{нб} < 8760$ ч, в течение которого, работая с наибольшей неизменной нагрузкой, потребитель получил бы из сети такое же количество электроэнергии, как и при работе по действительному изменяющемуся в течение года графику нагрузки. Величина $T_{нб}$ играет боль-

шую роль в расчетах электропотребления, при определении годового расхода и потерь электроэнергии, экономических нагрузок токоведущих элементов и др. Она имеет определенное характерное значение для каждой отрасли промышленности и отдельных видов предприятий и потребителей.

3.3. Статические характеристики нагрузки

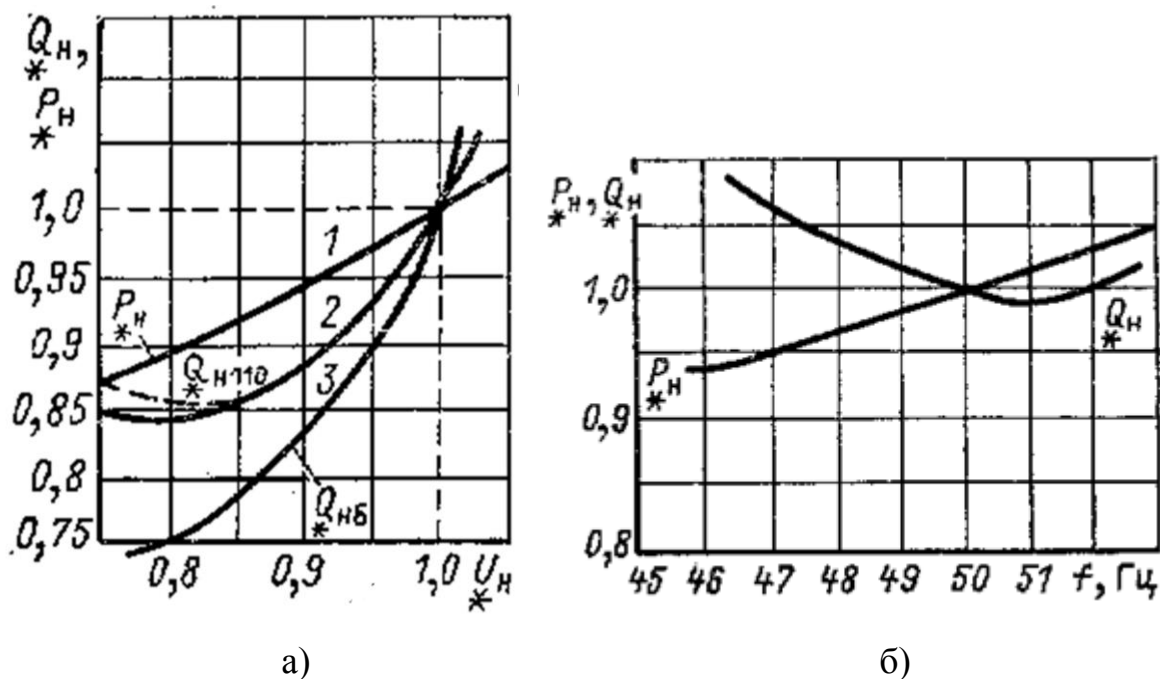
Зависимости, показывающие изменение активной и реактивной мощности от частоты f и подведенного напряжения U при медленных изменениях (менее 1%/сек) этих параметров, называют статическими характеристиками нагрузки. Последние наиболее полно учитывают действительные изменения электрических нагрузок от частоты и напряжения и в этом отношении являются наиболее точным способом представления электрических нагрузок в задачах расчета и анализа установившихся режимов электрических сетей.

При расчете и анализе режимов работы электрических сетей учет их нагрузок выполняют не отдельными потребителями, а обобщенными (комбинированными) потребителями узлов схемы сети. Вид этих зависимостей определяется составом потребителей. В общем случае пользуются так называемыми типовыми обобщенными статическими характеристиками нагрузки (рис. 3.7) для характерного состава нагрузок, приведенного в таблице 3.1.

Таблица 3.1. - Состав комбинированной (обобщенной) нагрузки [8]

Комплексный состав нагрузки	% нагрузки
Асинхронные двигатели	50
Освещение и бытовые потребители	22
Электрические печи	11
Синхронные двигатели	9
Потери в сетях	8

Статические характеристики нагрузок позволяют определить регулирующий эффект электрической нагрузки, под которым понимается степень изменения нагрузки при единичном изменении напряжения и частоты.



а) - типовые обобщенные характеристики: 1 - активной мощности, 2 - реактивной мощности для узла 110 кВ, 3- реактивной мощности для узла 6(10) кВ

Рис. 3.7. Статические характеристики нагрузки по напряжению (а) и по частоте (б)

Как видно из рис. 3.7 потребляемая из сети активная мощность с увеличением частоты и напряжения возрастает почти прямолинейно. Изменение потребления реактивной мощности описывается более сложной функцией: кривые $Q(f)$ и $Q(U)$ имеют перегиб и на своей большей (рабочей) части по характеру противоположны друг другу (реактивная мощность с увеличением частоты уменьшается, а с ростом напряжения — возрастает).

Численно регулирующий эффект характеризуется значениями частных производных $\frac{\partial P_{*H}}{\partial U}, \frac{\partial Q_{*H}}{\partial U}, \frac{\partial P_{*H}}{\partial f}, \frac{\partial Q_{*H}}{\partial f}$. Из них всегда положительны $\frac{\partial P_{*H}}{\partial U}, \frac{\partial P_{*H}}{\partial f}$.

Поэтому P_{*H} уменьшается при понижении как напряжений, так и частоты (рис. 3.7). Характеристики $Q_{*H}(U), Q_{*H}(f)$ имеют U-образный характер, т.е. имеют точку минимума, после которой при уменьшении U и f реактивная мощность растет. Обычно нормальным установившимся режимам соответствуют правая

часть от точки минимума характеристики $Q_n(U)$ и левая часть $Q_n(f)$. На этих рабочих частях характеристик регулирующие эффекты $\frac{\partial Q_n}{\partial U}, \frac{\partial Q_n}{\partial f}$ имеют разные знаки. При уменьшении U убывает Q_n .

Учет статических характеристик по напряжению оказывает существенное влияние на результаты расчетов послеаварийных установившихся режимов, когда напряжение значительно отличается от номинального.

4. РАСЧЕТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

4.1. Основные виды режимов ЭЭС

Режимом системы – называется ее состояние, определяемое параметрами в любой момент времени или на некотором интервале времени.

Параметры режима – показатели, характеризующие процесс получения и преобразования электроэнергии, – напряжения в различных точках схемы (узлах), ток в ее элементах (в ветвях), частота сети, углы расхождения векторов ЭДС и напряжений, фазовые углы, полная, активная и реактивная мощности, а также значения, характеризующие несимметрию трехфазной системы напряжений или токов и несинусоидальность изменения напряжения и токов в течение периода основной частоты.

Параметры схемы – показатели, характеризующие схему системы: сопротивления и проводимости элементов сети, коэффициенты трансформации.

Параметры сети – электродвижущая сила (э.д.с.) источников и задающие токи или мощности нагрузок.

Основные виды режимов ЭЭС

Нормальный режим потребителя электрической энергии - режим, при котором обеспечиваются заданные значения параметров его работы.

Послеаварийный режим - режим, в котором находится потребитель электрической энергии в результате нарушения в системе его электроснабжения до установления нормального режима после локализации отказа.

Нормальный установившийся режим с параметрами, находящимися в нормированных пределах, т.е. состояние системы, обеспечивающее экономичное и надежное электроснабжение потребителей без перегрузок основных элементов ЭЭС; применительно к нему проектируется система, и определяются ее технико-экономические характеристики;

Утяжеленный установившийся режим (вынужденный) –режим, характеризующийся меньшей надежностью, некоторой перегрузкой отдельных элементов и, возможно, ухудшением качества электроэнергии.

Нормальный переходный режим, связанный с эксплуатационными изменениями схемы электроснабжения или схемы ЭЭС; выводом оборудования в ремонт.

Послеаварийный установившийся режим, наступающий после аварийного отключения какого-либо элемента, части элементов схемы или части системы. В этом режиме система может работать с несколько ухудшенными технико-экономическими характеристиками.

Аварийный переходный режим - резкое изменение параметров вследствие аварийного изменения в схеме питающей энергосистемы или в схеме электроснабжения.

Переходный режим как нормальный, так и аварийный, во время которого система переходит от одного состояния в другое, характеризуется изменением во времени всех его параметров.

При работе в нормальном установившемся режиме значения основных параметров (частоты и напряжения) равны номинальным или находятся в пределах допустимых отклонений от них, значения токов не превышают допустимых по условиям нагрева величин. Нагрузки изменяются медленно, что обеспечивает возможность плавного регулирования работы электростанций и сетей и удержание основных параметров в пределах допустимых норм. Нормальным считается режим и при включении и отключении мощных линий или трансформаторов, а также для резкопеременных (ударных) нагрузок. В этих случаях после завершения переходного процесса, который продолжается доли секунды, вновь наступает установившийся нормальный режим, когда значения параметров в контрольных точках системы оказываются в допустимых пределах.

В переходном режиме система переходит из установившегося нормального состояния в другое установившееся с резко изменившимися параметрами.

Этот режим считается аварийным и наступает при внезапных изменениях в схеме и резких изменениях генераторных и потребляемых мощностей. В частности, это имеет место при авариях на станциях или сетях, например при коротких замыканиях и последующем отключении поврежденных элементов сети, резком падении давления пара или напоров воды и т.д. Во время аварийного переходного режима параметры режима системы в некоторых ее контрольных точках могут резко отклоняться от нормированных значений.

Послеаварийный установившийся режим наступает после локализации аварии в системе. Этот режим чаще всего отличается от нормального, так как в результате аварии один или несколько элементов системы (генератор, трансформатор, линия) будут выведены из работы. При послеаварийных режимах может возникнуть так называемый дефицит мощности, когда мощность генераторов в оставшейся в работе части системы меньше мощности потребителей. Параметры послеаварийного (форсированного) режима могут в той или иной степени отличаться от допустимых значений. Если значения этих параметров во всех контрольных точках системы являются допустимыми, то исход аварии считается благополучным. В противном случае исход аварии неблагоприятен и диспетчерская служба системы принимает немедленные меры к тому, чтобы привести параметры послеаварийного режима.

Переходные режимы ЭЭС:

Волновые переходные процессы (1-100мкс);

Электромагнитные переходные процессы (10-500);

Электромеханические переходные процессы (0,1-10 с);

Длительные электромеханические переходные процессы (десятки минут).

4.2. Расчет параметров электрических схем замещения линий, трансформаторов и автотрансформаторов

4.2.1. Воздушные и кабельные линии электропередачи

Линии электропередачи обладают распределенными по длине погонными (на единицу длины) параметрами. Для линий сравнительно небольшой длины (до 400 км) распределенность параметров можно не учитывать и использовать сосредоточенные параметры: активное и индуктивное сопротивления линии r_l и x_l , активную и емкостную проводимость линии g_l и b_l .

Целью расчета параметров схемы замещения линий электропередачи (ЛЭП) является определение продольных активного и индуктивного сопротивлений, а также поперечных активной и емкостной проводимостей на землю для каждой из трех фаз ЛЭП.

Применяемые конструктивные исполнения ЛЭП таковы, что можно полагать параметры схем замещения каждой фазы электропередачи одинаковыми, что позволяет выполнять графическое изображение схемы замещения только для одной фазы ЛЭП.

Для воздушных ЛЭП напряжением 110 кВ и выше длиной до 400 км используется П-образная схема замещения (рис. 4.1).

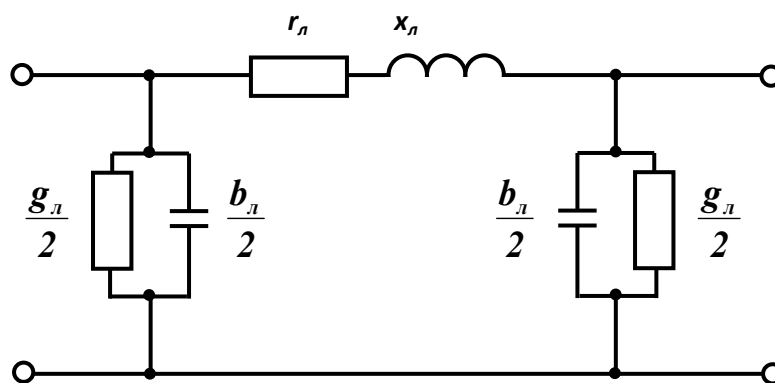


Рис. 4.1. П-образная схема замещения воздушной ЛЭП

Активное сопротивление линии определяется по формуле:

$$r_l = r_0 \cdot l, \text{ Ом}, \quad (4.1)$$

где $r_{\text{л}}$ - погонное сопротивление, Ом/км, при температуре провода +20° С;
 l - длина линии, км.

Активное сопротивление единицы длины провода (жилы кабеля) определяется материалом токоведущих проводников и площадью их сечения и при частоте переменного тока 50 Гц принимается равным омическому (явление поверхностного эффекта начинает сказываться при сечениях более 500 мм²):

$$r_0 = \frac{\rho}{F}, \quad \text{Ом} / \text{км} \quad (4.2)$$

или

$$r_0 = \frac{1000}{\gamma \cdot F}, \quad \text{Ом} / \text{км}, \quad (4.3)$$

где F - поперечное сечение провода или жилы кабеля, мм²;

ρ - удельное сопротивление Ом·мм²/км;

γ - удельная проводимость, м / Ом·мм².

Для алюминия $\rho = 28,9 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{км}$, $\gamma = 34,6 \text{ м} / \text{Ом} \cdot \text{мм}^2$;

для меди $\rho = 18,8 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{км}$, $\gamma = 53,0 \text{ м} / \text{Ом} \cdot \text{мм}^2$;

для сталеалюминиевых проводов $\rho = 31,5 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{км}$; $\gamma = 31,7 \text{ м} / \text{Ом} \cdot \text{мм}^2$.

При температуре, отличной от 20° С, сопротивление линии уточняется по выражению:

$$r_{0,t} = r_0 \cdot [1 + \alpha_T(t - 20)], \quad \text{Ом}, \quad (4.4)$$

где α_T - температурный коэффициент, 1/°С, равный 0,004 для сталеалюминиевых проводов;

$\alpha_T = 0,0043 \text{ 1/}^\circ\text{С}$ для медных проводов;

t - температура провода, °С.

Активное сопротивление стальных проводов зависит от тока и находится по таблицам, в зависимости от поперечного сечения.

Для расщепленной фазы погонное активное сопротивление вычисляется по формуле:

$$r_0^{расщ} = \frac{r_0}{n},$$

где n – число проводов в расщепленной фазе.

Индуктивное сопротивление фазы линии определяется следующим образом:

$$x_l = x_0 \cdot l, \text{ Ом}, \quad (4.5)$$

где x_0 – погонное индуктивное сопротивление, Ом / км.

Погонные индуктивные сопротивления фаз воздушной линии электропередачи в общем случае различны. Они зависят от взаимного расположения проводов и их геометрических размеров.

Переменный ток, проходя по линии, образует вокруг проводников переменное магнитное поле, которое наводит в проводнике ЭДС. Сопротивление току, вызываемое противодействием ЭДС самоиндукции, называется индуктивным сопротивлением.

В проводе одной из фаз трехфазной линии токи соседних проводов наводят ЭДС взаимной индукции, которая приводит к уменьшению индуктивного сопротивления. Поэтому чем дальше друг от друга расположены фазные провода, тем меньше будет влияние соседних проводов и, следовательно, больше поток рассеяния между проводами и индуктивное сопротивление.

При расчетах симметричных режимов погонное индуктивное сопротивление определяется зависимостью:

$$x_0 = 0,1445 \cdot \lg \left(\frac{D_{cp}}{R} \right) + 0,0157 \mu, \text{ Ом / км}, \quad (4.6)$$

где D_{cp} – среднегеометрическое расстояние между фазными проводами, мм;

R – радиус провода, мм;

μ - относительная магнитная проницаемость материала провода.

Для алюминиевых, сталеалюминиевых и медных проводов принимается $\mu = 1$.

Значения индуктивных сопротивлений единицы длины проводов различного сечения варьируются в зависимости от среднегеометрического расстояния между фазами.

Среднегеометрическое расстояние между фазами определяется зависимостью:

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{AB} \cdot D_{BC} \cdot D_{CA}}, \text{ м}, \quad (4.7)$$

где D_{AB} ; D_{BC} ; D_{CA} - расстояние между проводами соответствующих фаз, м.

Например, при расположении фаз по вершинам равностороннего треугольника со стороной D среднегеометрическое расстояние равно D , а при горизонтальном расположении проводов $D_{cp} = \sqrt[3]{2D}$ (см. рис. 4.2).

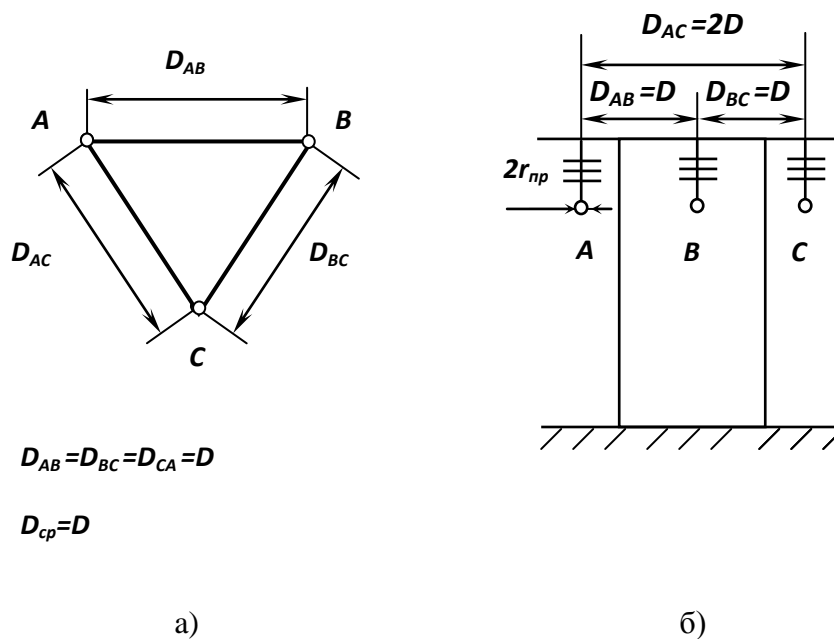


Рис. 4.2. Расположение проводов линии электропередачи:

- а) по вершинам равностороннего треугольника;
- б) при горизонтальном расположении фаз.

Расстояния между фазами определяются изоляционными промежутками в зависимости от класса напряжения (см. табл. 4.1).

Таблица 4.1. - Усредненные среднегеометрические расстояния между фазными проводами воздушных линий

Класс напряжения, кВ	35	110	150	220	330	500	750
Среднегеометрическое расстояние, м	3,5	5	6,5	8	11	14	19,5

С ростом номинального напряжения ЛЭП среднегеометрическое расстояние между фазами увеличивается сильнее, чем диаметр провода, и x_0 растет.

При несимметричном расположении проводов ЭДС самоиндукции и взаимной индукции проводов отдельных фаз неодинаковы, что приводит к различию их сопротивлений. Для выравнивания сопротивлений отдельных фаз применяется способ взаимной перестановки мест проводов на опоре. Такая перестановка называется транспозицией.

Для уменьшения индуктивного сопротивления проводов, а также исключения явления “короны” при нормальных климатических условиях в линиях электропередачи напряжением выше 220 кВ применяют расщепление провода. Каждая фаза линии при этом содержит два и более провода, связанных дистанционными распорками длиной 30 - 60 см.

В формулу (4.6) в этом случае вводится не радиус провода R , а эквивалентный радиус провода, $R_{эк}$. При количестве проводов в расщеплении n он определяется по формуле:

$$R_{эк} = \sqrt[n]{R \cdot a^{n-1}}, \quad (4.8)$$

где n - число проводов в фазе;

a - расстояние между осями проводов в расщепленной фазе, мм.

Например, при расщеплении провода на 4:

$$R_{эк} = \sqrt[4]{R \cdot a^3}. \quad (4.9)$$

Погонное индуктивное сопротивление, Ом/км, при расщеплении провода в фазе определяется по формуле:

$$x_0 = 0,1445 \lg \left(\frac{D_{cp}}{R_{эк}} \right) + \frac{0,0157}{n} . \quad (4.10)$$

Для стальных проводов погонное индуктивное сопротивление, Ом/км, определяется в условиях, когда μ (см. выражение (4.6)) не равно единице. Первая составляющая, которую называют внешним индуктивным сопротивлением x_0' , равна

$$x_0' = 0,1445 \cdot \lg \left(\frac{D_{cp}}{R} \right) . \quad (4.11)$$

Вторая составляющая, называемая внутренним сопротивлением, зависит от тока, протекающего по проводу, и равна

$$x_0'' = 0,0157 \cdot \mu . \quad (4.12)$$

Индуктивное сопротивление стальных проводов:

$$x_0 = x_0' + x_0'' . \quad (4.13)$$

Для кабельных линий погонное индуктивное сопротивление x_0 определяют из таблиц физико-химических данных.

В приближенных расчетах можно пользоваться средними значениями погонных индуктивностей, которые для воздушных ЛЭП равны:

- при напряжении до 330 кВ $x_{0cp} = 0,4 \text{ Ом/км}$;
- при напряжении от 330 кВ до 1150 кВ $x_{0cp} = 0,3 \text{ Ом/км}$;

У кабельных ЛЭП вследствие близости токоведущих жил фаз индуктивное сопротивление в несколько раз ниже, чем у ВЛ, и в среднем составляет:

- 0,06 Ом/км у трехжильных кабелей до 1 кВ;
- 0,08 Ом/км у трехжильных кабелей 6...10 кВ;
- 0,15 Ом/км у одножильных кабелей 35...220 кВ.

Активная проводимость линии электропередачи g_0 определяется потерями активной мощности на «корону» и в незначительной степени активной проводимостью изоляции. Для кабелей активная проводимость определяется только потерями в диэлектрике изоляции от тока утечки через диэлектрик, т.к. «корона» отсутствует.

Коронирование проводов возникает при интенсивной ионизации окружающего провод воздуха. Особенно интенсивно коронируют провода в сырую погоду. «Корона» (фиолетовое свечение на поверхности провода и потрескивание электрических разрядов) возникает, когда на поверхности провода напряженность электрического поля (его градиент) превышает электрическую прочность воздуха, т.е.:

$$E_{нов} \geq E_{кор},$$

где $E_{кор} = 30 \div 32 \text{ кВ/см}$.

Наиболее радикальным средством снижения потерь мощности на «корону» является увеличение диаметра (сечения) провода, т.к.:

$$E_{нов} = \frac{U}{F}. \quad (4.14)$$

Расчет погонной активной проводимости для воздушных линий производится по формуле:

$$g_0 = \left(\frac{\Delta P_0}{U_{\phi}^2} \right) \cdot 10^{-3}, \text{ См/км}, \quad (4.15)$$

где ΔP_0 - потери активной мощности на «корону» на 1 км, кВт;

U_{ϕ} - напряжение фазы, кВ.

Потери на «корону» имеют место в том случае, когда рабочее напряжение линии превышает максимальное напряжение, при котором зажигается «корона». Его называют критическим напряжением «короны» $U_{кф}$.

Для проводов, расположенных по вершинам треугольника:

$$U_{\kappa\phi} = 48,9 \cdot m_0 \cdot m_n \cdot \delta \cdot R \cdot \lg\left(\frac{D_{cp}}{R}\right), \text{ кВ}, \quad (4.16)$$

где m_0 - коэффициент, учитывающий состояние поверхности провода (для однопроволочных проводов $m_0 = 0,93 \div 0,97$, для многопроволочных $m_0 = 0,83 \div 0,87$);

m_n - коэффициент, учитывающий состояние погоды (при сухой погоде $m_n = 1$, при дожде, тумане или гололеде $m_n = 0,8$);

R - радиус провода или эквивалентный радиус провода (при расщеплении фазы), см;

δ - коэффициент, учитывающий уровень барометрического давления и температуру окружающей среды.

Коэффициент δ определяется выражением:

$$\delta = \frac{3,92 \cdot b}{273 + t}, \quad (4.17)$$

где b - атмосферное давление в см рт. ст.;

t - температура окружающей среды, °C.

При $b = 760 \text{ мм рт. ст.}$ и $t = 20^\circ \text{C}$ коэффициент δ равен 1.

Для проводов, расположенных горизонтально:

$U'_{\kappa\phi} = 0,96 U_{\kappa\phi}$ - для среднего провода;

$U'_{\kappa\phi} = 1,06 U_{\kappa\phi}$ - для крайнего провода.

Потери мощности на “корону” определяются из выражения:

$$\Delta P_0 = \left(\frac{0,18}{\delta}\right) \cdot \sqrt{\frac{R}{D_{cp}}} \cdot (U_\phi - U_{\kappa\phi})^2, \text{ кВт/км}. \quad (4.18)$$

Для исключения условий возникновения «короны» определены минимальные сечения и диаметры проводов для различных номинальных напряжений (см. табл. 4.2).

Таблица 4.2. - Минимальные сечения и диаметры сталеалюминиевых проводов по условиям «короны»

Номинальное напряжение, кВ	Количество проводов в фазе	Диаметр провода, мм	Сечение провода, мм ²
110	1	11,3	70
150	1	15,2	120
220	1	21,6	240
330	2	23,5*	300
500	3	25,2*	300
750	4	29*	400

* При расстоянии между проводами в фазе 400 - 600 мм.

Активная проводимость кабельной линии рассчитывается по формуле:

$$g_0 = \left(\frac{\Delta P'_0}{U_\phi^2} \right) \cdot 10^{-3}, \text{ См / км}, \quad (4.19)$$

где $\Delta P'_0$ - потери активной мощности в изоляции, отнесенные к одной фазе и определяемые зависимостью

$$\Delta P'_0 = U_\phi^2 \cdot \omega \cdot C_0 \cdot \text{tg} \delta, \quad (4.20)$$

здесь C_0 - удельная рабочая емкость кабеля, Ф / км;

$\text{tg} \delta$ - тангенс угла диэлектрических потерь в изоляции при фазном напряжении.

Активная проводимость линии равна:

$$g_L = g_0 \cdot l. \quad (4.21)$$

Погонная емкостная проводимость b_0 , См / км, как воздушных линий, так и кабельных, обусловлена наличием емкостей между проводом и землей, а также между фазными проводами. Она рассчитывается по формуле:

$$b_0 = \left(\frac{7,58}{\lg \frac{D_{cp}}{R}} \right) \cdot 10^{-6}. \quad (22)$$

Среднее значение b_0 составляет для ЛЭП напряжением 110, 220 кВ 2,7 мкСм/км;

Благодаря наличию емкостей линия становится источником реактивной мощности. Реактивная мощность, генерируемая линией (зарядная мощность), определяется зависимостью:

$$Q_c = \frac{l}{2} \cdot U^2 b_0 \cdot l, \text{ квар}, \quad (4.23)$$

где l - длина линии.

Комплекс полного сопротивления единицы длины линии содержит действительную часть в виде погонного активного сопротивления и мнимую - в виде погонного индуктивного сопротивления

$$\underline{z}_0 = r_0 + jx_0, \quad (4.24)$$

следовательно, модуль полного сопротивления определяется как:

$$z_0 = \sqrt{r_0^2 + x_0^2}. \quad (4.25)$$

Комплекс полной поперечной проводимости единицы длины линии записывается следующим образом:

$$\underline{y}_0 = g_0 - jb_0, \quad (4.26)$$

а ее модуль

$$y_0 = \sqrt{g_0^2 + b_0^2}. \quad (4.27)$$

Для определения каждого сопротивления и проводимости в схеме замещения линии необходимо значение величин сопротивлений, отнесенных к единице длины линии, умножить на длину линии l , км.

При расчете установившихся режимов сетей до 220 кВ включительно активная проводимость практически не учитывается (см. рис. 4.3, а). Для большинства расчетов в сетях 110 - 220 кВ линия электропередачи обычно пред-

ставляется более простой схемой замещения, в которой активная проводимость не учитывается, а вместо емкостной проводимости учитывается реактивная мощность, генерируемая емкостью линий (см. рис. 4.3, б).

В сетях с $U_{ном} \geq 330 \text{ кВ}$ при расчете режимов необходимо учитывать активную проводимость линии.

Для воздушных линий $U_{ном} \leq 35 \text{ кВ}$ в схеме замещения присутствуют только активные и индуктивные сопротивления (см. рис. 4.3, в).

Для двухцепных ЛЭП схема замещения такая же, как и для одноцепных, но сопротивления линии вдвое меньше, а проводимости вдвое больше.

Кабельные линии электропередачи представляют такой же П-образной схемой замещения, как и воздушные линии (рис. 4.1).

В приближенных расчетах режимов для кабельных сетей с $U_{ном} \leq 10 \text{ кВ}$ можно учитывать только активное сопротивление (см. рис. 4.3, г). В схемах замещения кабельных линий высокого напряжения необходимо учитывать Q_c , и при напряжении $\geq 220 \text{ кВ}$ - активную проводимость g_l .

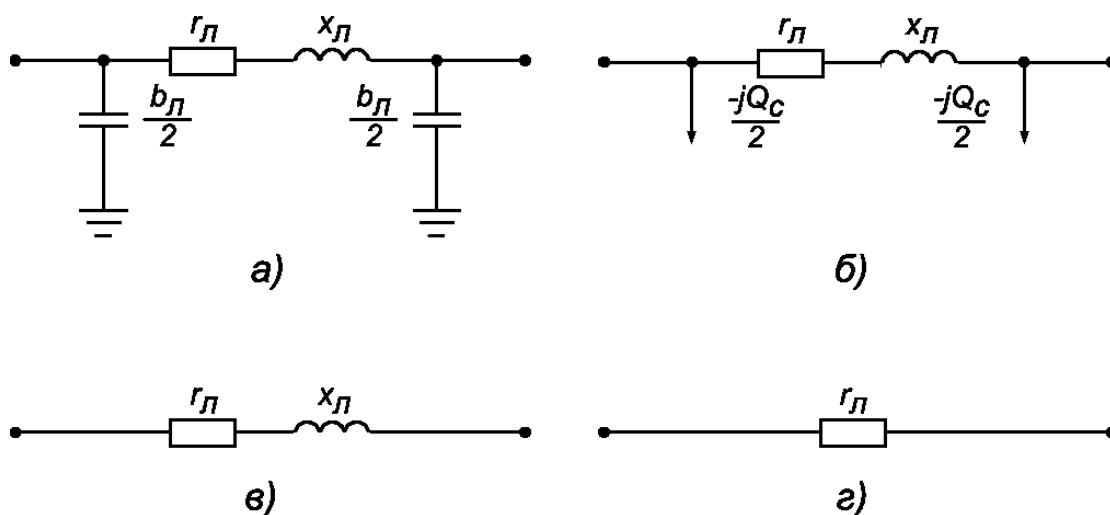


Рис. 4.3. Схемы замещения линий электропередачи:

- а), б) воздушная линия 110-220 кВ с емкостной проводимостью и с реактивной мощностью, генерируемой емкостью линии;
- в) воздушная или кабельная линия напряжением $\leq 35 \text{ кВ}$;
- г) кабельная линия напряжением $\leq 10 \text{ кВ}$.

4.2.2. Трансформаторы и автотрансформаторы

Силовые трансформаторы и автотрансформаторы являются основным электрическим оборудованием, обеспечивающим передачу электрической энергии от электростанций к потребителям и ее распределение.

С помощью трансформаторов и автотрансформаторов осуществляется повышение напряжения до значений 35; 110; 220; 330; 500; 750 кВ, необходимых для линий электропередачи, а также многократное ступенчатое понижение напряжения до значений, при которых работают электроприемники: 20; 10; 6; 0,66; 0,38; 0,22 кВ.

Силовые трансформаторы и автотрансформаторы, однофазные и трехфазные, выпускаются номинальной мощностью, кратной 10, 16, 25, 40, 63 кВА. Трансформаторы могут быть двух- и трехобмоточные, а также с расщепленной обмоткой низкого напряжения.

Параметры схемы замещения силовых трансформаторов и автотрансформаторов определяются на основе каталожных данных. Для двухобмоточных трансформаторов используются следующие каталожные данные:

номинальная мощность трансформатора, $S_{т ном}$;

напряжение обмотки высокого напряжения, $U_{вн}$;

напряжение обмотки низкого напряжения, $U_{нн}$;

потери активной мощности в режиме короткого замыкания, ΔP_k ;

напряжение короткого замыкания, u_k ;

потери активной мощности в режиме холостого хода, ΔP_x ;

ток холостого хода, I_x .

Номинальной называют мощность трансформатора, которой он может быть нагружен при номинальных температурных условиях охлаждающей среды.

Номинальные напряжения первичной и вторичной обмоток - это напряжения между выводами обмоток при холостом ходе трансформатора.

В режиме короткого замыкания (КЗ) одна из обмоток трансформатора замыкается накоротко, а по другой протекает ток, равный номинальному, при некотором приложенном напряжении u_k , которое и называется напряжением короткого замыкания. Оно меньше номинального и выражается в процентах от него отношением:

$$u_{k,\%} = \frac{u_k}{U_{вн}} 100\% \quad (4.28)$$

Мощность, потребляемая трансформатором в режиме короткого замыкания, практически целиком расходуется на нагрев его обмоток, а потери в стали ничтожны из-за малого значения приложенного напряжения u_k , т.к. потери в стали пропорциональны квадрату приложенного напряжения. Поэтому приближенно считают, что все потери мощности в опыте КЗ ΔP_k идут на нагрев обмоток трансформатора, т.е.:

$$\Delta P_k = 3 I_{ном}^2 \cdot R_m = \frac{S_{м ном}^2}{U_{вн}^2 \cdot R_m}, \quad (4.29)$$

где R_m - активное сопротивление трансформатора.

В режиме холостого хода первичная обмотка включается на номинальное напряжение, а вторичная обмотка разомкнута. Потребляемый из сети ток называется током холостого хода. Он выражается в процентах от номинального тока первичной обмотки, $I_{в ном}$:

$$I_{x,\%} = \frac{I_x}{I_{в ном}} 100\% \quad (4.30)$$

Мощность потерь в режиме холостого хода складывается из мощности потерь в магнитопроводе на вихревые токи и гистерезис, ΔP_x ; мощности, идущей на намагничивание стали, ΔQ_x ; мощности потерь в первичной обмотке, обусловленных током холостого хода. Но при холостом ходе $I_x \ll I_{в ном}$, - следовательно, мала мощность потерь в первичной обмотке по сравнению с потерями в магнитопроводе. Поэтому для трансформаторов с номинальной мощностью более 1 кВА учитываются только потери в стали:

$$\Delta \underline{S}_x = \Delta P_x + j\Delta Q_x. \quad (4.31)$$

Состав каталожных данных для трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов имеет следующие отличия от перечисленных выше.

Для трехобмоточных трансформаторов указывают напряжения всех трех обмоток: высокого $U_{вн}$, среднего $U_{сн}$, низкого $U_{нн}$, а также соотношение мощностей обмоток в процентах от $S_{ном}$: **100/100/100 %**; **100/100/66,7 %** или **100/66,7/66,7 %**.

Если мощности обмоток неодинаковы, то даются три значения потерь мощности короткого замыкания: $\Delta P_{к, в-н}$; $\Delta P_{к, с-н}$; $\Delta P_{к, в-с}$, %, каждое из которых соответствует опыту для двух обмоток (третья разомкнута), и при этом указанные значения отнесены к номинальной мощности менее мощной обмотки.

Указываются три относительных значения напряжения короткого замыкания: $u_{к, в-н}$; $u_{к, в-с}$; $u_{к, с-н}$, %, так как для трехобмоточных трансформаторов режим КЗ выполняется для всех возможных сочетаний обмоток. При этом если мощности обмоток не одинаковы, то приводимые значения отнесены к номинальному току менее мощной обмотки.

Паспортные данные трансформаторов с расщепленной обмоткой такие же, как и у двухобмоточных.

Автотрансформаторы изготавливаются на номинальное напряжение 150 ÷ 750 кВ и применяются для связи электрических сетей и их элементов, когда не требуется большой коэффициент трансформации, K_{AT} . У большинства автотрансформаторов $K_{AT} \leq 2$.

Все автотрансформаторы имеют соединение трех фаз обмоток ВН и СН в звезду и образуют общую для обоих напряжений нулевую точку, заземляемую наглухо (рис. 4.4). У автотрансформатора обмотки ВН (AX) и СН (aX) электрически связаны, а обмотка НН имеет с обмотками ВН и СН обычную трансформаторную связь. Часть фазной обмотки, заключенная между выводами A и a (B и b , C и c), называется последовательной, а между выводами a и X (b и Y , c и

Z) - общей. На рис. 4.4 показано распределение токов в одной фазе при работе автотрансформатора в понижающем режиме.

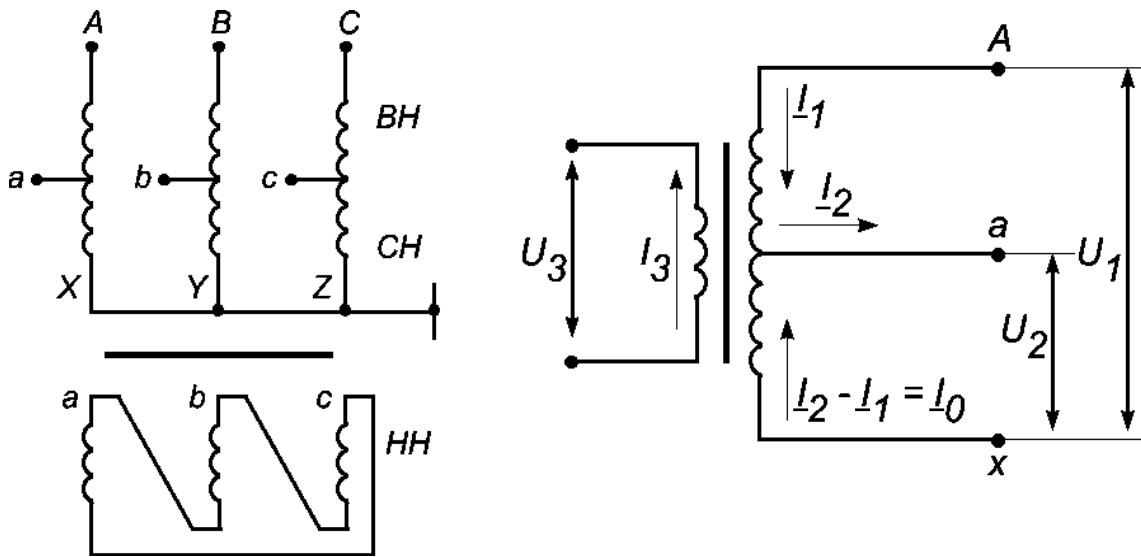


Рис. 4.4. Схема соединений обмоток автотрансформатора

Здесь \underline{I}_I - ток последовательной обмотки, магнитный поток которого наводит в общей обмотке ток \underline{I}_0 , равный

$$\underline{I}_0 = \underline{I}_2 - \underline{I}_I, \quad (4.32)$$

где \underline{I}_2 - ток вторичной цепи.

У понижающих автотрансформаторов мощность последовательной обмотки называется типовой S_m и равна мощности общей обмотки:

$$S_m = \sqrt{3} I_I \cdot (U_I - U_2) = \sqrt{3} (I_2 - I_I) \cdot U_2; \quad (4.33)$$

$$S_m = \sqrt{3} I_I \cdot U_I \left(1 - \frac{U_2}{U_I} \right) = S_{AT \text{ ном}} \left(1 - \frac{I}{K_{AT}} \right), \quad (4.34)$$

где $K_{AT} = U_I / U_2$.

Очевидно, что $S_m < S_{AT \text{ ном}}$, поэтому выражение $(1 - I / K_{AT})$ называют коэффициентом выгодности, α . Тогда $S_m = \alpha \cdot S_{AT \text{ ном}}$.

Типовая мощность - это та часть мощности автотрансформатора, которая передается электромагнитным путем. Как известно, размеры, масса, расход ак-

тивных материалов определяются главным образом электромагнитной мощностью, поэтому по сравнению с трансформаторами той же мощности у автотрансформаторов меньшие размеры, меньший расход металла, ниже стоимость, меньшие потери мощности.

В паспортных данных напряжение короткого замыкания и потери мощности в режиме КЗ для автотрансформатора даются заводами - изготовителями: между обмотками ВН и СН - $u_{к в-с}$, $\Delta P_{к в-с}$ отнесенные к номинальной мощности, а между обмотками ВН и НН - $u_{к в-н}$, $\Delta P_{к в-н}$, и СН-НН - $u_{к с-н}$, $\Delta P_{к с-н}$ - отнесенные к типовой мощности.

В схемах замещения электрических сетей двухобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы при ненагруженной обмотке низкого напряжения представляются в виде Г-образной схемы замещения, где ветвь намагничивания включена со стороны выводов обмотки высокого напряжения - в отличие от курса электрических машин, где схема замещения Т-образная. Схема замещения двухобмоточного трансформатора приведена на рис. 4.5.

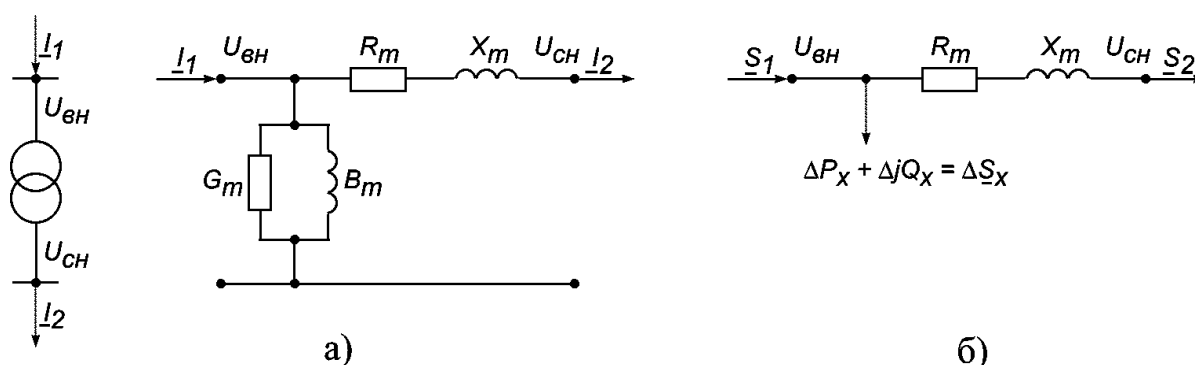


Рис. 4.5. Г-образная схема замещения трансформатора

На рис. 4.5 поперечная ветвь проводимостей представлена:

- а) ветвью проводимостей;
- б) потерями мощности XX.

При номинальном напряжении первичной обмотки $U_{вн} \geq 330 \text{ кВ}$ используется схема, показанная на рис. 6а, а при номинальном напряжении $U_{вн} \leq 220 \text{ кВ}$ ветвь намагничивания в схеме замещения заменяется постоянным отбором мощности, равным суммарным потерям холостого хода (см. рис. 4.5, б).

Активное сопротивление в схеме замещения равно сумме сопротивления первичной обмотки R_I и сопротивления вторичной обмотки R'_2 , приведенного к первичной, т.е.

$$R_m = R_I + R'_2 \quad (4.35)$$

и для одной фазы определяется по выражению:

$$R_m = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot U_{\text{вн}}^2}{S_{\text{т ном}}^2}. \quad (4.36)$$

Индуктивное сопротивление трансформатора равно сумме индуктивного сопротивления рассеяния первичной обмотки X_I и приведенного к ней индуктивного сопротивления вторичной обмотки X'_2 , т.е.

$$X_m = X_I + X'_2. \quad (4.37)$$

Оно определяется по формуле:

$$X_m = \frac{u_{p,\%} \cdot U_{\text{вн}}^2}{100 \cdot S_{\text{т ном}}}, \quad (4.38)$$

где $u_p = \sqrt{u_{\kappa}^2 - u_a^2}$ - индуктивная составляющая напряжения КЗ, равная падению напряжения на индуктивном сопротивлении трансформатора;

u_a - активная составляющая напряжения КЗ, равная:

$$u_{a,\%} = \frac{\sqrt{3} I_{\text{вн}} R_m}{U_{\text{вн}}} \cdot 100\% = \frac{\Delta P_{\kappa}}{S_{\text{т ном}}} \cdot 100\%, \quad (4.39)$$

где $I_{\text{вн}}$ - номинальный ток первичной обмотки трансформатора.

Для современных мощных трансформаторов $R_m \ll X_m$ и $u_p \approx u_{\kappa}$.

Следовательно:

$$X_m = \frac{u_{\kappa,\%} \cdot U_{\text{вн}}^2}{100 \cdot S_{\text{т ном}}}. \quad (4.40)$$

Активная проводимость обусловлена потерями активной мощности в стали трансформатора на гистерезис и вихревые токи и определяется (для одной фазы) как

$$G_m = \frac{\Delta P_x}{U_{\text{вн}}^2}. \quad (4.41)$$

Индуктивная проводимость обусловлена основным магнитным потоком и учитывает потери реактивной мощности, расходуемые на намагничивание сердечника трансформатора. Она определяется по выражению:

$$B_m = \frac{\Delta Q_x}{U_{вн}^2}, \quad (4.42)$$

где ΔQ_x - потери реактивной мощности, определяемые реактивной составляющей вектора тока холостого хода, т.е.

$$I_{x,p} = \sqrt{I_x^2 - I_{x,a}^2}. \quad (4.43)$$

Но ввиду малости составляющей $I_{x,a} \ll I_x$ принимают $I_{x,p}$ равным модулю вектора тока холостого хода, т.е.

$$\Delta Q_x = \frac{I_{x,\%}}{100} \cdot S_{ном}. \quad (4.44)$$

При параллельной работе двух или более одинаковых трансформаторов ($n_m \geq 2$) параметры схемы замещения определяются выражениями:

$$\underline{Z}_{m\Sigma} = \frac{R_m + jX_m}{n_m}, \quad (4.45)$$

$$\underline{Y}_{m\Sigma} = n_m (G_m + jB_m) \quad (4.46)$$

или
$$\Delta \underline{S}_x = n_m (\Delta P_x + j\Delta Q_x). \quad (4.47)$$

Трехобмоточные трансформаторы в схемах замещения электрических сетей представляются трехлучевой звездой; в зависимости от номинального напряжения (как и для двухобмоточных трансформаторов) либо с ветвью намагничивания (рис. 4.6, а), либо с заменой ее постоянным отбором мощности в режиме холостого хода (рис. 4.6, б).

Согласно действующему стандарту соотношение между мощностями отдельных обмоток ВН / СН / НН в современных трехобмоточных трансформаторах одинаково, поэтому в паспортных данных приводятся общие потери короткого замыкания, по которым определяется общее активное сопротивление трансформатора:

$$R_m = \frac{\Delta P_K \cdot U_n^2}{S_{\text{т ном}}^2}, \quad (4.48)$$

где U_n - номинальное напряжение той обмотки, к которой приводят сопротивление трансформатора. В основном это напряжение обмотки ВН.

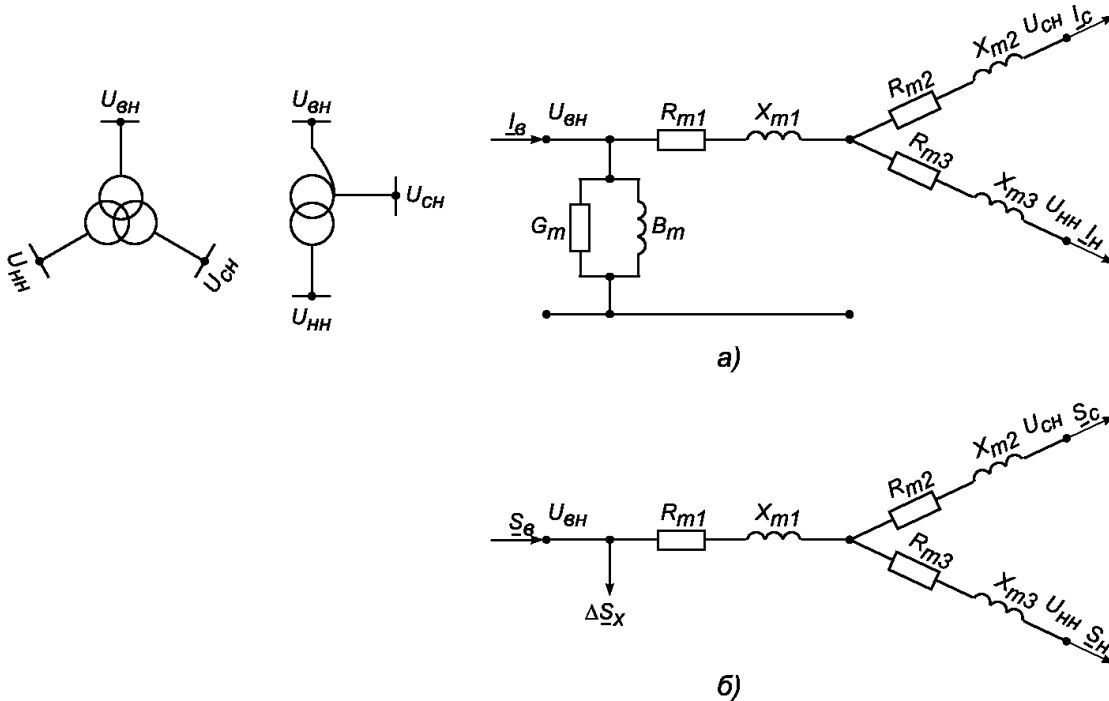


Рис. 4.6. Схема замещения трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов

На рис. 4.6 поперечная ветвь проводимостей представлена:

- а) ветвью проводимостей;
- б) потерями мощности XX .

Тогда активное сопротивление каждой обмотки трансформатора при равенстве их мощностей составляет:

$$R_{m1} = R_{m2} = R_{m3} = 0,5 R_{\text{общ}}. \quad (4.49)$$

Однако эксплуатируются и трехобмоточные трансформаторы с разными мощностями обмоток. В таком случае активные сопротивления лучей звезды в схеме замещения определяются по потерям мощности короткого замыкания, отнесенным к соответствующим лучам:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{\kappa 1} &= \Delta P_{\kappa, \text{ в}} = 0,5 (\Delta P_{\kappa, \text{ в-с}} + \Delta P_{\kappa, \text{ в-н}} - \Delta P_{\kappa, \text{ с-н}}) \\ \Delta P_{\kappa 2} &= \Delta P_{\kappa, \text{ с}} = 0,5 (\Delta P_{\kappa, \text{ в-с}} + \Delta P_{\kappa, \text{ с-н}} - \Delta P_{\kappa, \text{ в-н}}) \\ \Delta P_{\kappa 3} &= \Delta P_{\kappa, \text{ н}} = 0,5 (\Delta P_{\kappa, \text{ в-н}} + \Delta P_{\kappa, \text{ с-н}} - \Delta P_{\kappa, \text{ в-с}}) \end{aligned} \right\} \quad (4.50)$$

$$R_{m1} = \frac{\Delta P_{\kappa 1} \cdot U_{\text{вн}}^2}{S_{\text{т ном}}^2}, \quad (4.51)$$

$$R_{m2} = \frac{\Delta P_{\kappa 2} \cdot U_{\text{вн}}^2}{S_{\text{т ном}}^2}, \quad (4.52)$$

$$R_{m3} = \frac{\Delta P_{\kappa 3} \cdot U_{\text{вн}}^2}{S_{\text{т ном}}^2}. \quad (4.53)$$

Индуктивные сопротивления обмоток или лучей эквивалентной звезды схемы замещения находят по соответствующим значениям напряжения короткого замыкания обмоток, определяемым по каталожным данным:

$$\left. \begin{aligned} u_{\kappa 1} &= u_{\kappa, \text{ в}} = 0,5 (u_{\kappa, \text{ в-с}} + u_{\kappa, \text{ в-н}} - u_{\kappa, \text{ с-н}}) \\ u_{\kappa 2} &= u_{\kappa, \text{ с}} = 0,5 (u_{\kappa, \text{ в-с}} + u_{\kappa, \text{ с-н}} - u_{\kappa, \text{ в-н}}) \\ u_{\kappa 3} &= u_{\kappa, \text{ н}} = 0,5 (u_{\kappa, \text{ в-н}} + u_{\kappa, \text{ с-н}} - u_{\kappa, \text{ в-с}}) \end{aligned} \right\} \cdot \quad (4.54)$$

Учитывая, что в трехобмоточных трансформаторах $u_{\kappa i} \ll u_{\kappa p}$ можно принять $u_{\kappa p} \approx u_{\kappa}$, получаем:

$$X_{m1} = \frac{u_{\kappa 1} \cdot U_{\text{вн}}^2}{S_{\text{т ном}}}, \quad (4.55)$$

$$X_{m2} = \frac{u_{\kappa 2} \cdot U_{\text{вн}}^2}{S_{\text{т ном}}}, \quad (4.56)$$

$$X_{m3} = \frac{u_{\kappa 3} \cdot U_{\text{вн}}^2}{S_{\text{т ном}}}, \quad (4.57)$$

где $u_{\kappa i}$ задано в относительных единицах.

Как правило, индуктивное сопротивление обмотки среднего напряжения X_{m2} благодаря взаимному влиянию соседних обмоток близко к нулю или имеет небольшое отрицательное значение, соответствующее емкостному сопротивлению, поэтому оно принимается равным нулю.

Активная и индуктивная проводимости трехобмоточного трансформатора рассчитываются, как и двухобмоточного, по выражениям (4.41), (4.42), а при их замене постоянным отбором мощности потери в стали ΔS_x определяются по выражению (4.47), где $n_m=1$.

В отличие от трехобмоточных трансформаторов трансформаторы с расщепленной обмоткой низкого напряжения имеют соотношение мощностей обмоток 100/50/50 %, т.е. суммарная мощность обмоток низкого напряжения равна мощности обмотки высшего напряжения. Эти трансформаторы могут работать как с параллельным соединением обмоток, так и с отдельным их включением. В первом случае трансформатор с расщепленной обмоткой работает как обычный двухобмоточный трансформатор и параметры его схемы замещения определяются по выражениям, справедливым для двухобмоточных трансформаторов.

При отдельном включении расщепленных обмоток схема замещения трансформатора соответствует рис. 4.6, причем активные сопротивления лучей звезды, а также проводимости цепи намагничивания или потери в стали определяются по соответствующим выражениям для трехобмоточного трансформатора.

Индуктивные сопротивления обмоток определяются потоками рассеяния и зависят от взаимного расположения обмоток. Поскольку обмотка высокого напряжения располагается между обмотками низкого напряжения, ее индуктивное сопротивление можно считать равным нулю, а индуктивные сопротивления ветвей расщепленной обмотки X'_{2m} и X''_{2m} равны двойному значению общего сопротивления трансформатора:

$$X'_{2m} = X''_{2m} = 2X_m \text{ или } X_m = 0,5 X'_{2m} = 0,5 X''_{2m}. \quad (4.58)$$

Общее индуктивное сопротивление трансформатора определяется по выражению для двухобмоточного трансформатора.

Исходя из сказанного, схему замещения трансформатора с расщепленной обмоткой можно представить в виде:

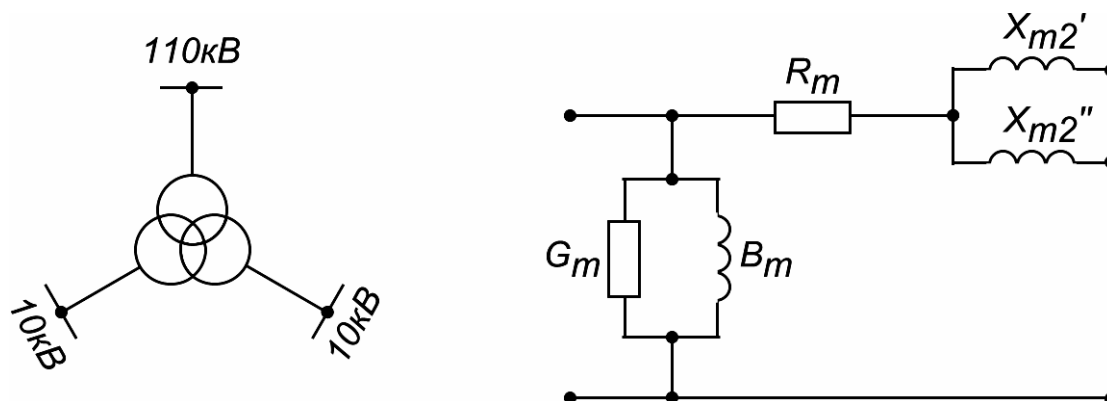


Рис. 4.7. Схема замещения трансформатора с расщепленной обмоткой

Схема замещения автотрансформатора также представляется трехлучевой звездой (рис. 4.6). В отличие от трехобмоточного трансформатора автотрансформатор характеризуется номинальной и типовой мощностью, на которую рассчитана последовательная обмотка.

Общее активное сопротивление автотрансформатора определяется по потерям мощности $\Delta P_{к, в-с}$ в режиме короткого замыкания в обмотках высокого и среднего напряжения, имеющих электрическую связь:

$$R_{общ} = \frac{\Delta P_{к12} \cdot U_{вн}^2}{S_{1ном}^2} = \frac{\Delta P_{к, в-с} \cdot U_{вн}^2}{S_{АТ ном}^2}. \quad (4.59)$$

Активные сопротивления обмоток ВН и СН будут равны, если мощности потерь ΔP_k для них одинаковы. Тогда:

$$R_{m1} = R_{m2} = 0,5 R_{общ}. \quad (4.60)$$

Активное сопротивление обмотки низкого напряжения зависит от ее мощности и определяется из соотношения:

$$\frac{R_{m3}}{R_{m1}} = \frac{S_{AT ном}}{S_{нн}}. \quad (4.61)$$

Оно равно:
$$R_{m3} = \frac{R_{m1} \cdot S_{AT ном}}{S_{нн}}. \quad (4.62)$$

Если в каталоге приводятся потери мощности короткого замыкания между парами обмоток ($\Delta P'_{к, в-н}$; $\Delta P'_{к, с-н}$; $\Delta P_{к, в-с}$), то $\Delta P_{к, в-с}$ приведены к номинальной мощности автотрансформатора, а $\Delta P'_{к, в-н}$ и $\Delta P'_{к, с-н}$ – к типовой мощности (мощности обмотки НН).

При определении активных сопротивлений обмоток потери короткого замыкания должны быть приведены к номинальной мощности:

$$\Delta P_{к в-н} = \frac{\Delta P'_{к в-н}}{\alpha^2}; \quad (4.63)$$

$$\Delta P_{к с-н} = \frac{\Delta P'_{к с-н}}{\alpha^2}, \quad (4.64)$$

где $\alpha = \frac{S_{AT ном}}{S_{тип}} = \frac{U_{вн} - U_{сн}}{U_{вн}}. \quad (4.65)$

И уже по ним определяют потери мощности короткого замыкания для каждой из обмоток по выражению (4.50).

Тогда активные сопротивления обмоток равны:

$$R_{m1} = \frac{\Delta P_{к1} \cdot U_{вн}^2}{S_{AT ном}^2}, \quad (4.66)$$

$$R_{m2} = \frac{\Delta P_{к2} \cdot U_{вн}^2}{S_{AT ном}^2}, \quad (4.67)$$

$$R_{m3} = \frac{\Delta P_{к3} \cdot U_{вн}^2}{S_{AT ном}^2}. \quad (4.68)$$

Индуктивные сопротивления лучей эквивалентной звезды определяются так же, как для трехобмоточного трансформатора, с использованием выражений (4.55)-(4.57). Если в каталоге или справочных данных указаны напряжения

короткого замыкания пар обмоток ($u'_{к, в-н}$, $u'_{к, с-н}$), приведенные к типовой мощности, то их приведение к единому энергетическому уровню осуществляется по выражениям:

$$u_{к, в-н} = u'_{к, в-н} / \alpha, \quad (4.69)$$

$$u_{к, с-н} = u'_{к, с-н} / \alpha. \quad (4.70)$$

Проводимости автотрансформатора рассчитываются по выражениям (4.41) и (4.42), а потери мощности в стали - по выражению (4.47), где $n_m=1$.

Сопротивления и проводимости трансформаторов и автотрансформаторов могут быть отнесены не только к номинальному напряжению обмотки высокого напряжения $U_{вн}$, но и к напряжению других обмоток, если оно принимается за расчетное напряжение сети.

4.3. Расчет режимов разомкнутых электрических сетей

4.3.1. Приведенная и расчетная мощности нагрузок

Для количественной характеристики работы электрической сети рассчитывают ее рабочие режимы. С этой целью составляется расчетная схема замещения, в которой каждый элемент сети представляется своей схемой замещения. Покажем на примере участка сети, состоящего из двух линий и трансформатора, как составляется схема замещения (рис. 4.8).

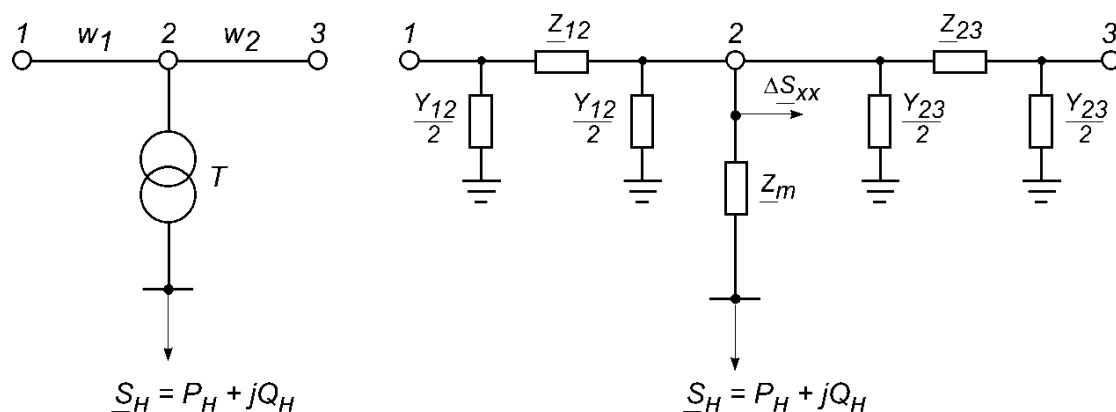


Рис. 4.8. Схема замещения участка сети с двухобмоточным трансформатором

Так как электрические сети имеют большое количество линий и трансформаторов, то для упрощения конфигурации схемы замещения сети вначале определяют приведенные и расчетные мощности нагрузок подстанций.

Под приведенной мощностью нагрузки подстанции понимается мощность подстанции, приведенная к высокой стороне трансформатора, т.е. мощность нагрузки с учетом потерь мощности в силовом трансформаторе:

$$\underline{S}_n = \underline{S}_n + \Delta \underline{S}_m = P_n + \Delta P_m + j(Q_n + \Delta Q_m), \quad (4.71)$$

где $\Delta \underline{S}_m$ - потери мощности в силовом трансформаторе.

Потери мощности в силовом трансформаторе состоят из нагрузочных потерь (потери в меди) и потерь холостого хода (потери в стали).

В двухобмоточном силовом трансформаторе нагрузочные потери мощности трансформатора рассчитываются по выражениям:

активные потери мощности

$$\Delta P_m = \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{вн}^2} \cdot R_m + \Delta P_x \quad (4.72)$$

или

$$\Delta P_m = \frac{\Delta P_k \cdot S_n^2}{S_{m ном}^2} + \Delta P_x = \Delta P_k \cdot K_z^2 + \Delta P_x, \quad (4.73)$$

где K_z – коэффициент загрузки трансформатора, равный $K_z = \frac{S_n}{S_{m ном}}$;

реактивные потери мощности

$$\Delta Q_m = \left(\frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{вн}^2} \right) \cdot X_m + \Delta Q_x \quad (4.74)$$

или

$$\Delta Q_m = \frac{u_{к, \%} \cdot S_n^2}{100 \cdot S_{m ном}} + \frac{I_{х, \%} \cdot S_{m ном}}{100}. \quad (4.75)$$

При использовании для определения потерь номинального напряжения трансформатора в их расчет вводится погрешность, связанная с заменой реального уровня напряжения на его номинальное значение. Однако при ручных расчетах эта погрешность допустима. При расчетах на ПК пользуются нагрузкой подстанций без приведения ее к высокой стороне.

В трехобмоточном трансформаторе или в автотрансформаторе потери мощности рассчитываются по следующим выражениям:

$$\Delta P_m = \frac{\Delta P_{кв} \cdot S_{вн}^2}{S_{т ном}^2} + \frac{\Delta P_{кс} \cdot S_{сн}^2}{S_{т ном}^2} + \frac{\Delta P_{кн} \cdot S_{нн}^2}{S_{т ном}^2} + \Delta P_x \quad (4.76)$$

или

$$\Delta P_m = \frac{S_{нн}^2}{U_в^2} R_{m3} + \frac{S_{сн}^2}{U_в^2} R_{m2} + \frac{S_{вн}^2}{U_в^2} R_{m1} + \Delta P_x, \quad (4.77)$$

$$\Delta Q_m = \frac{u_{кв, \%} \cdot S_{вн}^2}{100 \cdot S_{т ном}} + \frac{u_{кс, \%} \cdot S_{сн}^2}{100 \cdot S_{т ном}} + \frac{u_{кн, \%} \cdot S_{нн}^2}{100 \cdot S_{т ном}} + \frac{I_{x, \%} \cdot S_{т ном}}{100} \quad (4.78)$$

или

$$\Delta Q_m = \frac{S_{нн}^2}{U_в^2} X_{m3} + \frac{S_{сн}^2}{U_в^2} X_{m2} + \frac{S_{вн}^2}{U_в^2} X_{m1} + \Delta Q_x, \quad (4.79)$$

где $U_в$ - напряжение высокой стороны трансформатора.

Здесь мощность нагрузки на высокой стороне трансформатора определяется следующим образом:

$$\underline{S}_{вн} = \underline{S}_{нн} + \Delta \underline{S}_{тн} + \underline{S}_{сн} + \Delta \underline{S}_{мс}, \quad (4.80)$$

где $\Delta \underline{S}_{тн}$ и $\Delta \underline{S}_{мс}$ - соответственно потери мощности в обмотке низкого и среднего напряжения

$$\Delta \underline{S}_{мс} = \frac{S_{сн}^2}{U_в^2} (R_{m2} + jX_{m2}); \Delta \underline{S}_{тн} = \frac{S_{нн}^2}{U_в^2} (R_{m3} + jX_{m3}).$$

Расчетная нагрузка подстанции включает в себя приведенную мощность нагрузки и сумму реактивных мощностей, генерируемых линиями, подходящими к подстанции. Например, для рис. 4.8 расчетная нагрузка подстанции равна:

$$\underline{S}_p = \underline{S}_н + \Delta \underline{S}_м - jQ_{c12}^к - jQ_{c23}^н, \quad (4.81)$$

где $jQ_{c12}^к$; $jQ_{c23}^н$ - соответственно реактивные мощности, генерируемые в конце линии 12 и начале линии 23.

Эти мощности также называются зарядными и определяются по выражениям:

$$Q_{c12}^{\kappa} = \frac{U_2^2 \cdot b_{12}}{2}; \quad Q_{c23}^{\kappa} = \frac{U_2^2 \cdot b_{23}}{2}, \quad (4.82)$$

где b_{12} и b_{23} - емкостные проводимости линий.

В ручных расчетах при определении зарядных мощностей вместо реального значения напряжения допускается использовать его номинальное значение.

Таким образом, при использовании приведенных и расчетных нагрузок подстанции упрощенные схемы замещения для участка сети имеют вид:

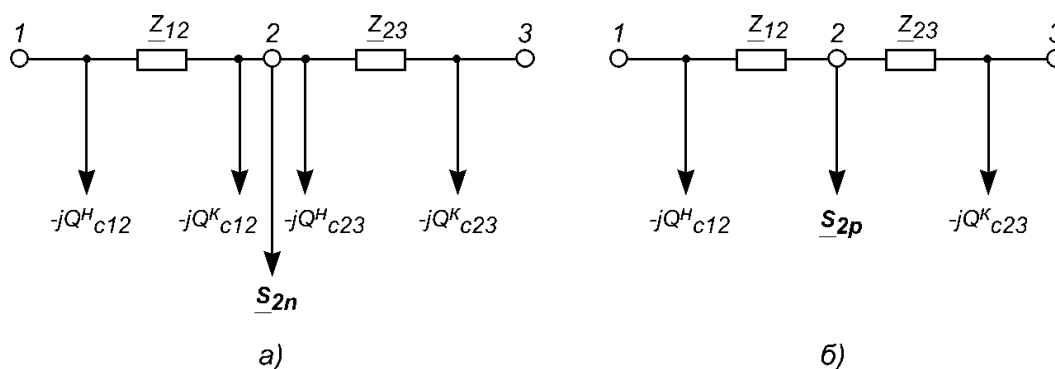


Рис. 4.9. Упрощенные схемы замещения:

а – при использовании приведенной нагрузки узла, \underline{S}_{2n}

б – при использовании расчетной нагрузки узла, \underline{S}_{2p} .

При определении приведенной и расчетной нагрузки узлов необходимо знать номинальную мощность силового трансформатора. Она выбирается следующим образом.

Двухобмоточный трансформатор

Сначала находят расчетную мощность трансформатора

$$S_{T \text{ расч}} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{N_T K_3},$$

где Q – реактивная мощность, передаваемая через трансформатор в сеть низкого напряжения с учетом компенсации реактивной мощности (переток реактивной мощности из сети высокого напряжения);

N_T – число трансформаторов на подстанции;

K_3 – коэффициент загрузки трансформатора (для двухтрансформаторных подстанций $K_3=0,7$; для однострансформаторных $K_3=0,8\div 0,85$).

$$Q = P_n \operatorname{tg} \varphi_{зад},$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{зад}$ – коэффициент реактивной мощности, определяемый в технических условиях на присоединение подстанции к сети, либо договором на энергоснабжение, либо предельным значением в соответствии с [11].

Затем по справочным данным выбирается трансформатор с номинальной мощностью, удовлетворяющей условию

$$S_{т ном} \geq S_{т расч}.$$

Трехобмоточный трансформатор и автотрансформатор

Определяется суммарная нагрузка трансформатора

$$\underline{S}_{\Sigma} = P_{nn} + P_{cn} + j(Q_{nn} + Q_{cn}),$$

где P_{nn} , P_{cn} – соответственно активная нагрузка низкой и средней сторон трехобмоточного трансформатора или автотрансформатора;

Q_{nn} – реактивная мощность, передаваемая через трехобмоточный трансформатор (автотрансформатор) в сеть низкого напряжения с учетом компенсации реактивной мощности;

Q_{cn} – реактивная мощность, передаваемая через трехобмоточный трансформатор (автотрансформатор) в сеть среднего напряжения.

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

Расчетная мощность трехобмоточного трансформатора или автотрансформатора равна

$$S_{T \text{ расч}} = \frac{\sqrt{(P_{nn} + P_{cn})^2 + (Q_{nn} + Q_{cn})^2}}{N_T K_3}.$$

В соответствии с [11] на шинах 6-35 кВ $\text{tg}\varphi_{\text{пред}} = 0,4$.

Номинальная мощность трехобмоточного трансформатора или автотрансформатора выбирается по справочным данным так же, как и двухобмоточного трансформатора, т.е. по условию

$$S_{m(at) \text{ ном}} \geq S_{m(at) \text{ расч}}.$$

4.3.2. Понятия падения и потери напряжения. Векторные диаграммы

Под разомкнутой сетью понимают такую сеть, питание которой можно осуществить только с одной стороны. Разомкнутая сеть не содержит контуров. Примеры графов разомкнутых сетей приведены на рис. 4.10.

Здесь (рис. 4.10, а) показана радиальная разомкнутая сеть, на рис. 4.10, б - магистраль, на рис. 4.10, в – радиально-магистральная разомкнутая сеть.

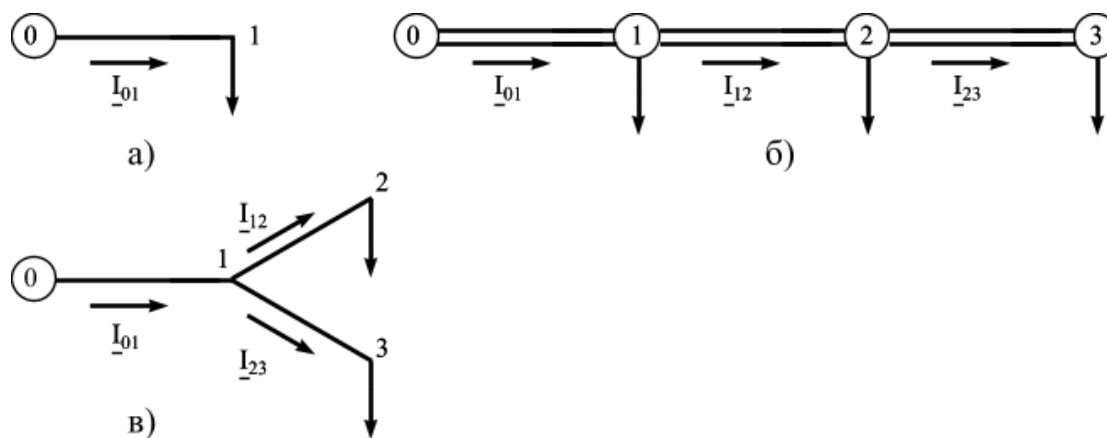


Рис. 4.10. Варианты графов разомкнутых сетей

Независимо от конфигурации разомкнутой сети для расчета ее режимов используется единый алгоритм.

Прежде чем рассматривать алгоритм расчета режимов таких сетей, необходимо ввести понятия падения и потери напряжения.

Под падением напряжения понимают векторную (геометрическую) разность между комплексами напряжений начала и конца линии

$$\underline{U}_\Delta = \Delta U + j\delta U, \quad (4.83)$$

где ΔU - продольная составляющая падения напряжения, т.е. проекция падения напряжения на действительную ось;

δU - поперечная составляющая падения напряжения, т.е. проекция падения напряжения на мнимую ось.

Падение напряжения на участке сети (рис. 4.11) можно определить через потоки мощности и напряжение в конце участка сети либо через потоки мощности и напряжение в начале участка.

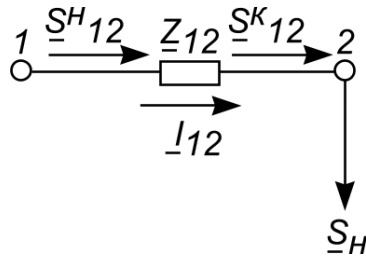


Рис. 4.11. Простейшая схема замещения участка сети

В первом случае (см. рис. 4.11) падение напряжения можно определить, выражая ток, протекающий по участку 12 через мощность в конце участка:

$$\begin{aligned} \underline{U}_\Delta &= \sqrt{3} \underline{I}_{12} \underline{Z}_{12} = \sqrt{3} \frac{\underline{S}_{12}^{*K}}{\sqrt{3} U_2^*} \underline{Z}_{12} = \frac{P_{12}^K - jQ_{12}^K}{U_2^*} (R_{12} + jX_{12}) = \\ &= \frac{P_{12}^K R_{12} + Q_{12}^K X_{12}}{U_2^*} + j \frac{P_{12}^K X_{12} - Q_{12}^K R_{12}}{U_2^*}. \end{aligned} \quad (4.84)$$

Если \underline{U}_2 задано только модулем, то продольную и поперечную составляющие падения напряжения, определенные по нагрузке в конце участка сети, можно записать в следующем виде:

$$\Delta U = \frac{P_{12}^K R_{12} + Q_{12}^K X_{12}}{U_2}; \quad \delta U = \frac{P_{12}^K X_{12} - Q_{12}^K R_{12}}{U_2}. \quad (4.85)$$

На векторной диаграмме (см. рис. 4.12, а) показаны напряжения в начале и в конце участка и падение напряжения на нем. При построении векторной диаграммы известное напряжение в конце участка U_2 располагаем вдоль действительной оси. Затем строим продольную и поперечную составляющие паде-

ния напряжения, определенные по нагрузке в конце участка, падение напряжения и напряжение в начале участка.

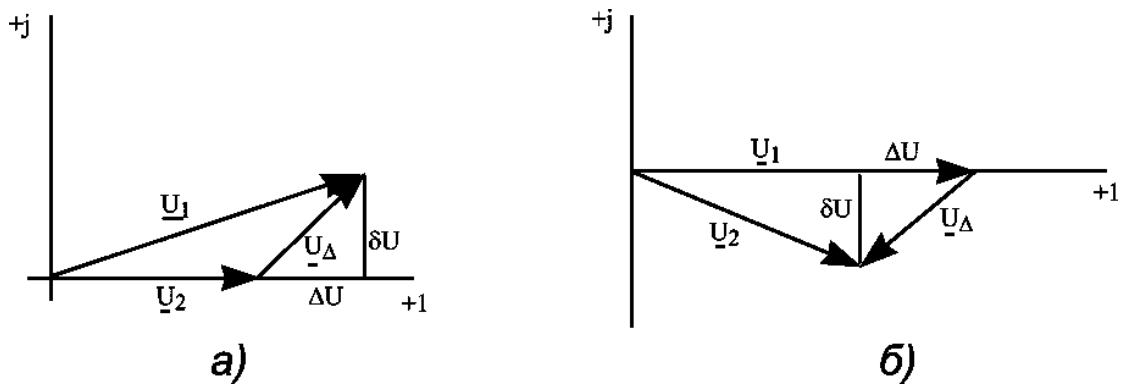


Рис. 4.12. Векторная диаграмма напряжений:

- а) при известном напряжении в конце линии;
 б) при известном напряжении в начале линии.

Следовательно:

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2 + \underline{U}_\Delta = \underline{U}_2 + \Delta U_{12} + j\delta U_{12}. \quad (4.86)$$

Модуль и фаза U_1 равны:

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U_{12})^2 + \delta U_{12}^2}. \quad (4.87)$$

$$\varphi_{U1} = \arctg\left(\frac{\delta U_{12}}{U_2 + \Delta U_{12}}\right). \quad (4.88)$$

Во втором случае известен поток мощности и напряжение в начале участка. Выражая ток, протекающий по участку, через известные параметры, падение напряжения на участке сети можно записать в следующем виде:

$$\underline{U}_\Delta = \frac{P_{12}'' \cdot R_{12} + Q_{12}'' \cdot X_{12}}{U_1^*} + j \frac{P_{12}'' \cdot X_{12} - Q_{12}'' \cdot R_{12}}{U_1^*} \quad (4.89)$$

или при задании \underline{U}_1 модулем:

$$\Delta U = \frac{P_{12}'' \cdot R_{12} + Q_{12}'' \cdot X_{12}}{U_1};$$

$$\delta U = \frac{P_{12}'' \cdot X_{12} - Q_{12}'' \cdot R_{12}}{U_1}.$$
(4.90)

Векторная диаграмма для данного случая имеет вид, показанный на рис. 4.12, б.

Откуда

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_1 - \underline{U}_\Delta = \underline{U}_1 - \Delta U_{12} - j\delta U_{12}.$$
(4.91)

Модуль и фаза \underline{U}_2 равны:

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U_{12})^2 + \delta U_{12}^2}.$$
(4.92)

$$\varphi_{U_2} = \arctg \frac{\delta U_{12}}{U_1 - \Delta U_{12}}.$$
(4.93)

Необходимо отметить тот факт, что проекции падения напряжения на действительную и мнимую оси в первом и во втором случаях не равны между собой при одном и том же векторе падения напряжения.

Учитывая тот факт, что в условиях эксплуатации более точно определяются мощности нагрузок, а не токи, рассмотрим алгоритм расчета рабочих режимов разомкнутых сетей при указанном способе задания исходных данных.

4.3.3. Расчет режима при известных нагрузках и напряжении в конце разомкнутой сети

Алгоритм расчета сети при известных нагрузках и напряжении в конце разомкнутой сети (его еще называют расчет режима по данным конца) рассмотрим на примере схемы, приведенной на рис. 4.13.

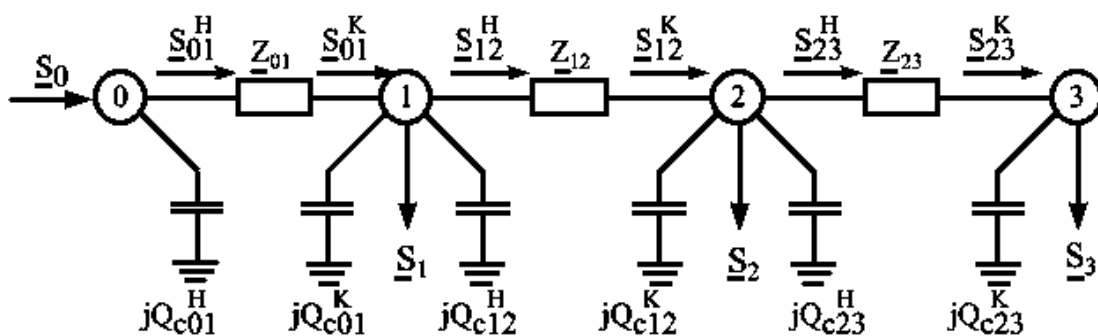


Рис. 4.13. Расчетная схема сети

Здесь нагрузки в узлах 1, 2, 3 заданы приведенными мощностями. Источник питания показан узлом 0, напряжение известно в узле 3, т.е. в конце рассматриваемой сети.

Расчет состоит в последовательном определении мощностей и напряжений от конца сети к началу.

1. Определяем зарядную мощность линии 23 в конце последнего участка сети, т.е. в конце участка 23:

$$Q_{c23}^k = \frac{b_{23} l_{23} U_3^2}{2} \quad (4.94)$$

2. Определяем мощность в конце последнего участка сети, т.е. участка 23:

$$\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_3 - j Q_{c23}^K. \quad (4.95)$$

3. Определяем потери мощности на последнем участке:

$$\Delta \underline{S}_{23} = \frac{P_{23}^{K^2} + Q_{23}^{K^2}}{U_3^2} (R_{23} + jX_{23}). \quad (4.96)$$

4. Находим мощность в начале последнего участка:

$$\underline{S}_{23}^H = \underline{S}_{23}^K + \Delta \underline{S}_{23}. \quad (4.97)$$

5. Определяем падение напряжения на последнем участке, т.е. на участке 23:

$$\underline{U}_{\Delta 23} = \frac{P_{23}^K \cdot R_{23} + Q_{23}^K \cdot X_{23}}{U_3^*} + j \frac{P_{23}^K \cdot X_{23} - Q_{23}^K \cdot R_{23}}{U_3^*}. \quad (4.98)$$

6. Находим напряжение в предпоследнем участке сети, т.е. в узле 2:

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_3 + \underline{U}_{\Delta 23}. \quad (4.99)$$

7. Рассчитываем зарядные мощности в начале ВЛ последнего участка сети и в конце ВЛ предпоследнего участка сети:

$$Q_{c23}^H = \frac{b_{23} l_{23} U_3^2}{2} \quad (4.100)$$

$$Q_{c12}^K = \frac{b_{12} l_{12} U_2^2}{2} \quad (4.101)$$

8. Определим мощность в конце предпоследнего участка:

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_{23}^H + \underline{S}_2 - j(Q_{c23}^H + Q_{c12}^K). \quad (4.102)$$

Далее алгоритм повторяется с пункта 3 до определения напряжения источника питания.

Если источником питания является электростанция, то, как правило, определяется мощность, генерируемая с шин станции, следующим образом:

$$\underline{S}_{\Sigma c} = \underline{S}_{01}^H - j Q_{c01}^H. \quad (4.103)$$

Рассмотренный метод расчета режимов разомкнутой сети является точным, т.к. известны все исходные данные относительно одного узла (последнего) и нагрузки остальных узлов.

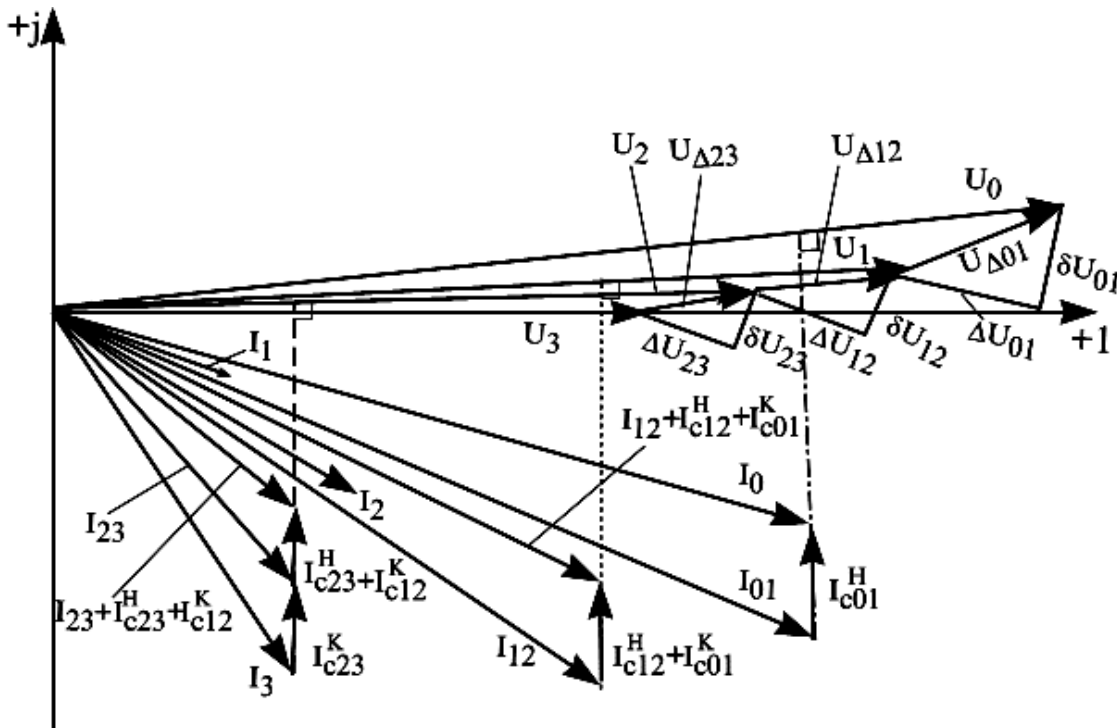


Рис.4.14. Векторная диаграмма, иллюстрирующая рассматриваемый алгоритм

4.3.4. Расчет режима разомкнутой сети при известных нагрузках и напряжении источника питания

В рассматриваемом случае известны нагрузки в узлах и напряжение источника питания. Именно такой способ задания исходной информации применяется в условиях эксплуатации при расчете и анализе режимов. Здесь источник питания - балансирующий узел. В нем заданы модуль и фаза напряжения, а неизвестны активная и реактивная мощность, т.е. $\underline{U}_\delta = \text{const}$, $\underline{S}_\delta = \text{var}$. При таком способе задания исходной информации невозможно определить неизвестные потоки мощности по участкам сети и напряжения в узлах точным методом, используя первый закон Кирхгофа и закон Ома, т.к. напряжение в конце разомкнутой сети неизвестно. Данную задачу можно решить, составляя систему нелинейных уравнений узловых напряжений и решая ее любым известным итерационным методом, - например, методом Ньютона-Рафсона. Такой подход предполагает использование специальных промышленных программ для расчета режимов сети и неудобен для понимания физической сущности протекающих процессов. Пользоваться им при ручном счете нецелесообразно в виду большой трудоемкости расчетов (количество итераций в зависимости от сложности схемы может достигать 10 и более).

Однако можно осуществить приближенный расчет режимов простых разомкнутых сетей в два этапа, пользуясь методом итераций или последовательных приближений. В этом случае достигается требуемая инженерная точность расчета (до 5%) при одной – двух итерациях в зависимости от номинального напряжения и разветвленности сети, легко понимается физическая сущность протекающих процессов в сети и осуществляется аналитический анализ режима.

Рассмотрим алгоритм расчета режима разомкнутой сети при известных нагрузках и напряжении источника питания (его еще называют расчет режима по данным начала) в два этапа на примере рис. 4.15.

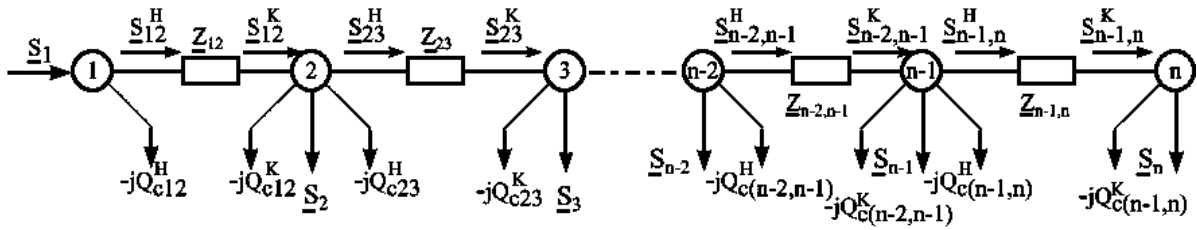


Рис. 4.15. Схема замещения разомкнутой сети для расчета по данным начала

Составляется схема замещения, в которой нагрузки узлов являются приведенными (рис. 4.15).

Первый этап заключается в определении потоков мощности по участкам сети, с учетом потерь мощности. Т.к. напряжения в узлах заранее неизвестны, то в качестве первого приближения их принимают равными номинальному значению. Расчет ведется от конца сети к началу, т.е. к головному участку.

1. Определение зарядных мощностей в начале и конце каждого участка сети:

$$Q_{cij}^H = Q_{cij}^K = \frac{1}{2} b_{0ij} \cdot l_{ij} \cdot U_{ном}^2 \quad (4.104)$$

или

$$Q_{cij}^H = Q_{cij}^K = \frac{1}{2} q_{0ij} \cdot l_{ij}, \quad (4.105)$$

где Q_{cij}^H и Q_{cij}^K – соответственно зарядная мощность начала и конца участка линии;

q_0 – погонное значение зарядной мощности, справочная величина, Мвар/км;

l_{ij} – длина участка ij .

2. Определение потока мощности в конце последнего участка сети:

$$S_{n-1,n}^K = S_{ПР(n)} - j \sum_{\substack{i=1 \\ j=i+1}}^N Q_{cij}, \quad (4.106)$$

где $S_{ПР(n)}$ – приведенная мощность последнего узла разомкнутой сети;

ij – номер линии, подходящей к последнему участку сети;

N - число линий, подходящих к последнему участку сети.

3. Определение потерь мощности на последнем участке сети:

$$\Delta \underline{S}_{n-1,n} = \frac{(\underline{P}_{n-1,n}^K)^2 + (\underline{Q}_{n-1,n}^K)^2}{U_{НОМ}^2} (\underline{R}_{n-1,n} + j\underline{X}_{n-1,n}). \quad (4.107)$$

4. Определение потока мощности в начале последнего участка сети:

$$\underline{S}_{n-1,n}^H = \underline{S}_{n-1,n}^K + \Delta \underline{S}_{n-1,n}. \quad (4.108)$$

5. Определение потока мощности в конце предпоследнего участка сети:

$$\underline{S}_{n-2,n-1}^K = \underline{S}_{n-1,n}^H + \underline{S}_{ПП(n-1)} - j \sum_{\substack{i=1 \\ j=i+1}}^N \underline{Q}_{Cij}. \quad (4.109)$$

Далее алгоритм повторяется с пункта 3 до определения потока мощности в начале головного участка.

Второй этап заключается в определении напряжений в узлах по рассчитанным на первом этапе потокам мощности и известному напряжению источника питания. Расчет ведется от начала сети к концу, т.е. от начала головного участка к последнему участку сети.

6. Определение падения напряжения на головном участке:

$$\underline{U}_{\Delta 12} = \frac{\underline{P}_{12}^H \underline{R}_{12} + \underline{Q}_{12}^H \underline{X}_{12}}{\underline{U}_1^*} + j \frac{\underline{P}_{12}^H \underline{X}_{12} - \underline{Q}_{12}^H \underline{R}_{12}}{\underline{U}_1^*} = \Delta U_{12} + j\delta U_{12}, \quad (4.110)$$

где \underline{U}_1^* - сопряженный комплекс напряжения источника питания.

7. Определение напряжения в первом узле нагрузки от источника питания:

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_1 - \underline{U}_{\Delta 12}. \quad (4.111)$$

Далее алгоритм повторяется до определения напряжения в последнем узле нагрузки сети.

При расчете напряжений в узлах рассчитываются модуль U_{i+1} и фаза $\varphi_{U_{i+1}}$ по выражениям:

$$U_{i+1} = \sqrt{(U_i - \Delta U_{i,i+1})^2 + (\delta U_{i,i+1})^2}; \quad (4.112)$$

$$\varphi_{U_{i+1}} = \arctg \frac{\delta U_{i,i+1}}{U_i - \Delta U_{i,i+1}} \quad (4.113)$$

Полученное значение напряжения в последнем узле сравнивается с первым приближением, т.е. с номинальным значением напряжения по выражению:

$$|\varepsilon| = \left| \frac{U^{(1)}_n - U_{\text{НОМ}}}{U^{(1)}_n} \right| 100\% \leq 5\%, \quad (4.114)$$

где $U^{(1)}_n$ -модуль напряжения последнего узла, полученный в результате выполнения первой итерации.

Если разница не превышает 5%, то требуемая точность расчета достигнута и вторая итерация не требуется.

В противном случае осуществляется переход ко второй итерации. В качестве второго приближения на первом этапе напряжения в узлах принимаются равными значениям, полученным на втором этапе первой итерации. И расчет повторяется, начиная с п.1.

Как правило, для сетей с номинальным напряжением до 110 кВ включительно требуемая точность расчета достигается при одной итерации. При этом можно пренебречь поперечной составляющей падения напряжения. В сетях напряжением до 35 кВ включительно не учитывают зарядные мощности линий ввиду того, что они в сто и более раз меньше зарядных мощностей линий 110 кВ, т.е. очень малы и их значения соизмеримы с погрешностью расчета.

В сетях 220 кВ требуемая точность расчета в основном достигается при выполнении двух итераций.

4.4. Расчет режимов простых замкнутых сетей

4.4.1 Кольцевые сети

Сети с одноконтурной конфигурацией называются кольцевыми. Кольцевые сети могут иметь как одинаковые номинальные напряжения всех участков, так и различные при осуществлении связи участков разных номинальных напряжений через автотрансформаторы или трехобмоточные трансформаторы соответствующих подстанций. Алгоритм расчета таких сетей един. Однако во

втором случае перед расчетом установившихся режимов параметры схемы замещения участков сети приводят к одной ступени напряжения по следующим выражениям:

$$\underline{Z}_{пр} = \underline{Z}k_T^2, \quad \underline{Y}_{пр} = \frac{\underline{Y}}{k_T^2}, \quad (4.115)$$

где $\underline{Z}_{пр}$, $\underline{Y}_{пр}$ - приведенные к базисному напряжению сопротивление и проводимость рассматриваемого элемента электрической сети;

k_T - коэффициент трансформации идеального трансформатора на пути между рассматриваемыми элементами и сетью базисной ступени напряжения.

Под базисным напряжением понимают напряжение той ступени, к которому приводят всю сеть. Как правило, это ступень более высокого напряжения.

Т.к. реальное напряжение обмоток силового трансформатора или автотрансформатора заранее неизвестно, то при первом приближении коэффициенты трансформации определяют по номинальным напряжениям трансформатора или средним номинальным напряжениям сети. В этом случае при приведении сопротивлений или проводимостей более низкой ступени напряжения (второй) к более высокой ступени (первой) коэффициент трансформации идеального трансформатора определяется следующим образом:

$$k_T = \frac{U_{ном1}}{U_{ном2}}. \quad (4.116)$$

Таким образом, кольцевая сеть имеет одинаковое номинальное напряжение и готова к расчету (см. рис. 4.16).

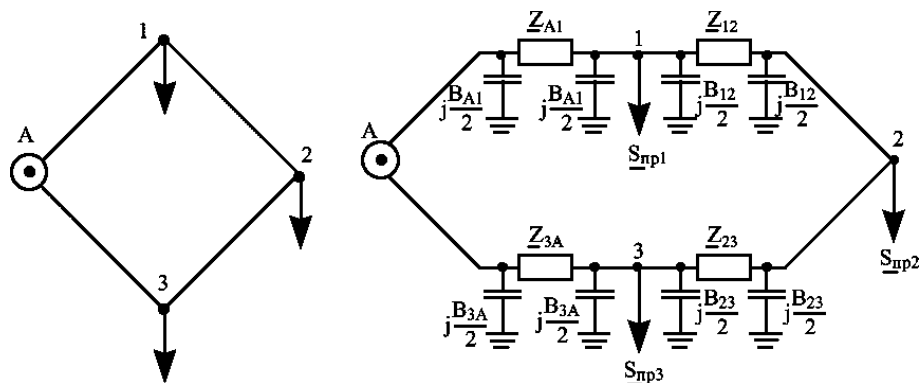


Рис. 4.16. Пример кольцевой сети и ее схема замещения

Алгоритм расчета кольцевых сетей при использовании метода последовательных приближений показан ниже.

1-й этап. Распределение потоков мощности по участкам кольцевой сети без учета потерь мощности

1. Кольцевая сеть разрезается по источнику питания и приводится к сети с двумя источниками питания, имеющими одинаковое напряжение (рис. 4.17).

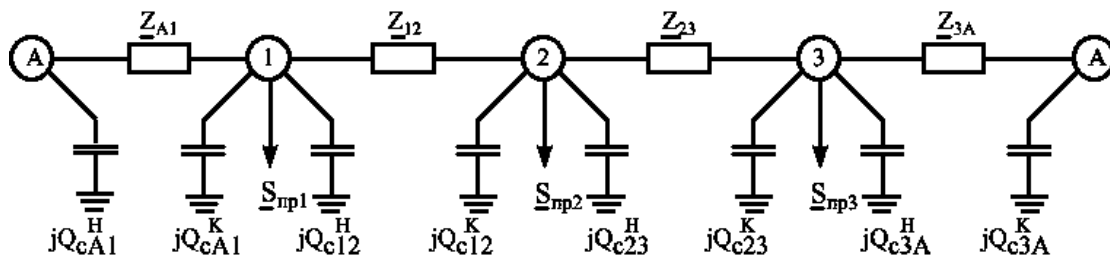
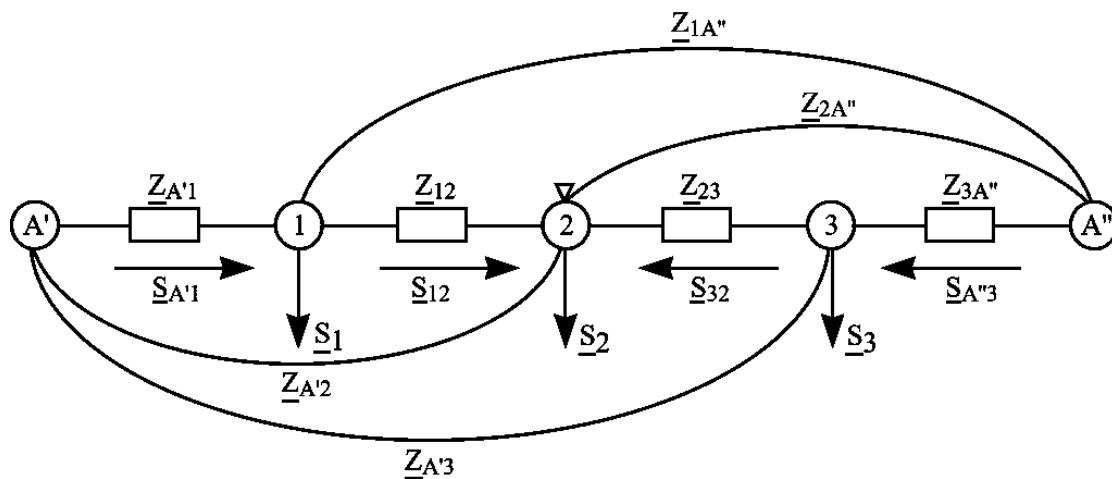


Рис. 4.17. Схема замещения кольцевой сети, разрезанной по источнику питания

2. Определяется расчетная нагрузка каждого узла по выражению (4.81).
Схема замещения кольцевой сети с расчетными нагрузками узлов подготовлена к определению потоков мощности на головных участках (см. рис. 4.18).

Под головным понимается участок сети, непосредственно примыкающий к



источнику питания.

Рис. 4.18. Схема замещения кольцевой сети с расчетными нагрузками узлов

Здесь S_i - расчетная нагрузка i - го узла.

3. Определяются потоки мощности на головных участках, при этом используется допущение об отсутствии потерь мощности на участках. В общем виде:

$$\underline{S}_{A'I} = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_i \underline{Z}_{iA''}^*}{\underline{Z}_{A'-A''}^*}, \quad (4.117)$$

$$\underline{S}_{A''n} = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_i \underline{Z}_{iA'}^*}{\underline{Z}_{A'-A''}^*} \quad (4.118)$$

или применительно к рассматриваемой схеме:

$$\underline{S}_{A'I} = \frac{\underline{S}_1 \underline{Z}_{1A''}^* + \underline{S}_2 \underline{Z}_{2A''}^* + \underline{S}_3 \underline{Z}_{3A''}^*}{\underline{Z}_{A'-A''}^*}; \quad (4.119)$$

$$\underline{S}_{A'3} = \frac{\underline{S}_1 \underline{Z}_{1A'}^* + \underline{S}_2 \underline{Z}_{2A'}^* + \underline{S}_3 \underline{Z}_{3A'}^*}{\underline{Z}_{A'-A''}^*}, \quad (4.120)$$

где \underline{S}_i - расчетная мощность нагрузки i -го узла;

$\underline{Z}_{iA'}^*$, $\underline{Z}_{iA''}^*$ - сопряженные комплексы сопротивлений от i -й точки сети до соответствующего конца (A' или A'') развернутой схемы замещения кольцевой сети при ее разрезании в точке источника питания;

$\underline{Z}_{A'-A''}^*$ - сопряженный комплекс суммарного сопротивления всех участков кольцевой сети.

Проверка правильности расчета осуществляется по следующему условию: сумма потоков мощности на головных участках равна сумме расчетных мощностей всех узлов.

4. Определяется точка потоко раздела активной и реактивной мощности. Точка потоко раздела - тот узел сети, нагрузка которого получает питание с двух сторон. Иными словами, это точка сети, в которой встречаются потоки мощности. Для нахождения точки потоко раздела используется первый закон Кирхгофа:

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{A'I} - \underline{S}_1; \quad \underline{S}_{23} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_2 \quad \text{и т.д.} \quad (4.121)$$

После точки потоко раздела мощность на участке, следующем за ней, меняет свой знак на противоположный.

С целью проверки правильности расчета поток мощности на одном из участков рассчитывается с двух сторон. При этом должно выполняться условие (см. рис. 4.18):

$$\underline{S}_{23} = - \underline{S}_{32}. \quad (4.122)$$

Точка потоко-раздела на схеме замещения обозначается ∇ .

5. Разделение кольцевой сети на две разомкнутые магистральные в точке потоко-раздела.

В данном пункте схема замещения кольцевой сети приводится к двум схемам замещения разомкнутых сетей (см. рис. 4.19).

Значения \underline{S}_{12} и \underline{S}_{32} получены в п.4 при определении точки потоко-раздела.

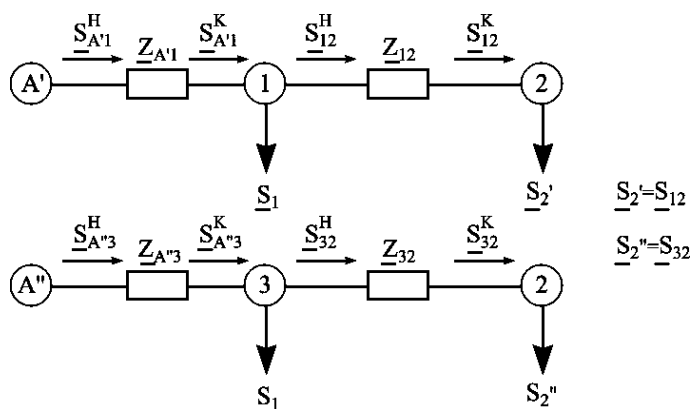


Рис. 4.19. Приведенная к двум разомкнутым схема замещения

6. Расчет двух разомкнутых сетей по алгоритму, приведенному в п.4.2.4, т.е. по методу расчета сети в два этапа (расчет разомкнутой сети по данным начала).

На первой итерации в качестве исходных приближений напряжения в узлах принимаются равными номинальному. В каждой из схем замещения, приведенных на рис. 4.19, рассчитывается напряжение в узле 2, т.е. в точке потоко-раздела. Напряжение в точке потоко-раздела должно совпадать. В противном случае осуществляется переход ко второй итерации, при этом находят среднее значение напряжения в точке потоко-раздела:

$$U_2 = \frac{U'_2 + U''_2}{2}. \quad (4.123)$$

В качестве напряжений узлов во второй итерации используются значения напряжений узлов, полученные на первой итерации, при этом напряжение узла 2 принимается равным среднему. Расчет оканчивается при достижении требуе-

мой точности, т.е. значения напряжений в точке потокораздела, определенные с двух сторон, совпадают и на двух соседних итерациях не отличаются более чем на 5%.

4.4.2. Особенности расчета режимов замкнутых сетей при двух точках потокораздела

В общем случае точки потокораздела по активной и реактивной мощности могут не совпадать. Рассмотрим особенности расчета режимов таких сетей на примере схемы, приведенной на рис. 25.

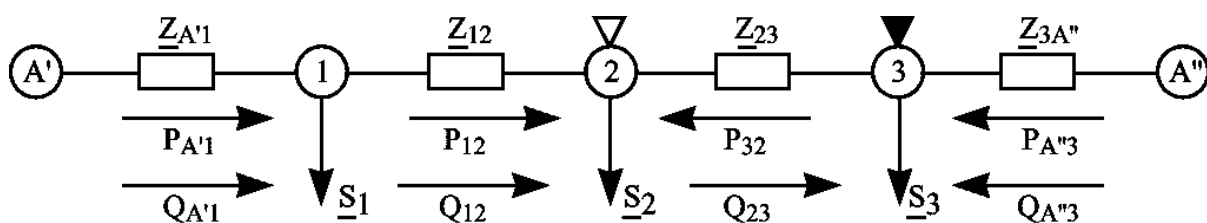


Рис. 4.20. Схема замещения простой замкнутой сети с двумя точками потокораздела

На рис.4.20 ∇ - точка потокораздела по активной мощности;

\blacktriangledown - точка потокораздела по реактивной мощности.

Чтобы разделить сеть (рис. 4.20) на две разомкнутые сети, необходимо вычислить потери мощности на участке между точками потокораздела:

$$\Delta \underline{S}_{23} = \Delta P_{23} + j\Delta Q_{23} = \frac{P_{23}^2 + Q_{23}^2}{U_{ном}^2} \underline{Z}_{23}. \quad (4.124)$$

Теперь необходимо «вырезать» участок между точками потокораздела, т.е. участок 2-3. Следовательно, потери мощности на нем нужно включить в нагрузку узлов 2 и 3 по следующим выражениям:

$$\underline{S}_{2*} = P_{12} + j(Q_{12} + \Delta Q_{23}), \quad (4.125)$$

$$\underline{S}_{3*} = P_{A'3} + \Delta P_{32} + jQ_{A'3}, \quad (4.126)$$

где потоки мощности \underline{S}_{ij} по участкам сети, без учета потерь мощности, определяются по алгоритму расчета кольцевых сетей, т.е. по выражениям (4.121).

Таким образом, рассматриваемая сеть приведена к двум разомкнутым (рис. 4.21) и может быть рассчитана по алгоритму расчета режимов разомкнутой сети при известных нагрузках и напряжениях источников питания.

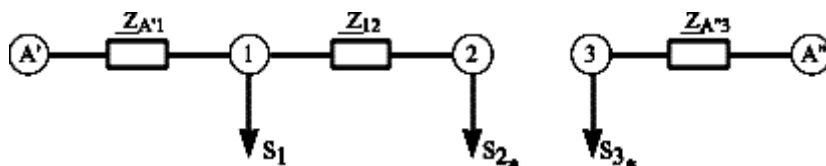


Рис. 4.21. Разделение простой замкнутой сети с двумя точками потоко раздела на две разомкнутые

4.4.3. Сети с двумя источниками питания

В общем случае два источника питания, имеющие различные фиксированные напряжения, соединяются между собой линиями с промежуточными подстанциями.

Расчет режима такой сети выполняется аналогично расчету режима кольцевой сети, но с использованием метода наложения.

В этом случае схема сети с двусторонним питанием представляется в виде двух схем:

а) схема сети с одинаковыми напряжениями источника питания, т.е. напряжение первого источника принимается равным напряжению второго (см. рис. 4.18)

$$U_{ип1} = U_{ип2}. \quad (4.127)$$

б) схема сети без промежуточного отбора мощности, в которой напряжение одного источника принимается равным нулю, а второго - разности между напряжениями источников питания. Такая схема замещения показана на рис. 4.22.

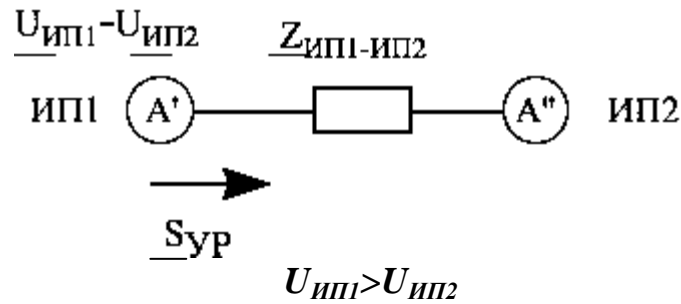


Рис. 4.22. Схема замещения сети без отбора мощности

В сети, схема которой приведена на рис. 4.22, протекает уравнивающая мощность от источника питания с большим напряжением к источнику питания с меньшим напряжением, она равна

$$\underline{S}_{ур} = \frac{U_{ИП1}^* - U_{ИП2}^*}{Z_{A'-A''}^*} \cdot U_{ном}. \quad (4.128)$$

Исходя из сказанного, алгоритм расчета сети с двухсторонним питанием следующий:

1. Рассчитываются потоки мощности на головных участках сети при равенстве напряжений источников питания по выражениям (4.117), (4.118), $\underline{S}_{Гу}$.
2. Определяется уравнивающая мощность по выражению (4.128).
3. Уточняются потоки мощности на головных участках с учетом уравнивающей мощности $\underline{S}_{ур}$.

Для головного участка, питаемого от источника с большим напряжением:

$$\underline{S}_{Гу}^{факт} = \underline{S}_{Гу} + \underline{S}_{ур}. \quad (4.129)$$

Для головного участка, питаемого от источника с меньшим напряжением:

$$\underline{S}_{Гу}^{факт} = \underline{S}_{Гу} - \underline{S}_{ур}. \quad (4.130)$$

4. Определяется точка потоко раздела. Дальнейший расчет сети сводится к алгоритму расчета кольцевой сети.

Порядок расчета различных комбинаций замкнутых и разветвленных разомкнутых сетей

При расчете реальных сетей довольно часто встречаются ситуации, когда в схеме сети сочетаются различные комбинации соединения замкнутых и разветвленных разомкнутых сетей. Наиболее типичны следующие:

- к различным узлам кольцевой сети подключены разветвленные разомкнутые сети (рис. 4.23);
- к разомкнутой сети в одном или нескольких узлах подключены кольцевые сети (рис. 4.24);
- к сети с двухсторонним питанием в одном или нескольких узлах подключены разветвленные разомкнутые сети (рис. 4.25);
- к сети с двухсторонним питанием подключена кольцевая сеть (рис. 4.26).

Последовательность расчета таких сетей показан на рис. 4.23 – 4.26.

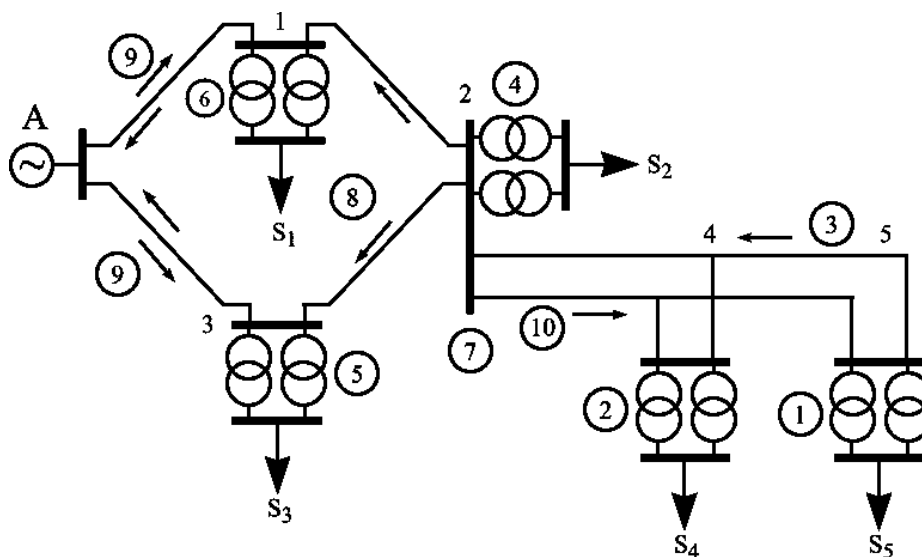


Рис. 4.23. Схема сети, содержащей кольцо и разветвленную разомкнутую сеть

Порядок расчета сети, приведенной на рис. 4.23.

1. Определение приведенной нагрузки узла 5.
2. Определение приведенной нагрузки узла 4.

-

Порядок расчета сети, приведенной на рис. 4.24.

- 132

5. Расчет напряжений в узлах разомкнутой сети по известному напряжению источника питания.
6. Расчет напряжений в узлах кольца сети по найденному напряжению третьего узла.

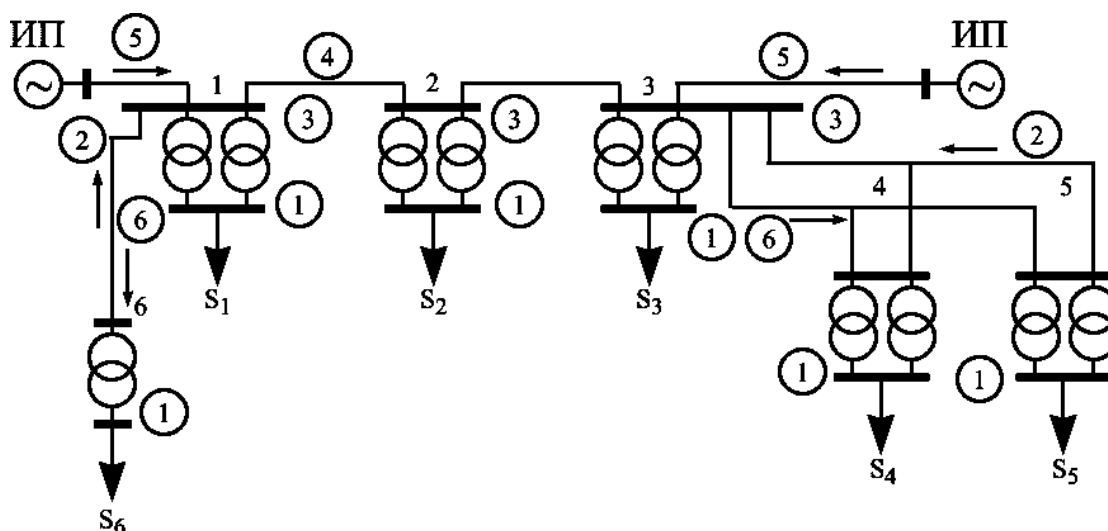


Рис. 4.25. Схема сети, содержащей магистраль с двухсторонним питанием и разомкнутую сеть

Порядок расчета сети, приведенной на рис. 4.25

1. Определение приведенной мощности нагрузки i -го узла (узел 1, 2, 3, 4, 5, 6).
2. Расчет потоков мощностей в разомкнутых участках сети 1-6 и 3-4-5.
3. Определение расчетной нагрузки узлов (узлы 1, 2, 3).
4. Расчет потоков мощности с учетом потерь в сети с двухсторонним питанием.
5. Определение напряжений в узлах магистрали с двухсторонним питанием.
6. Расчет напряжений в узлах разомкнутой сети:
 - а) в узлах 4, 5 по напряжению узла 3;
 - б) в узле 6 по напряжению узла 1.

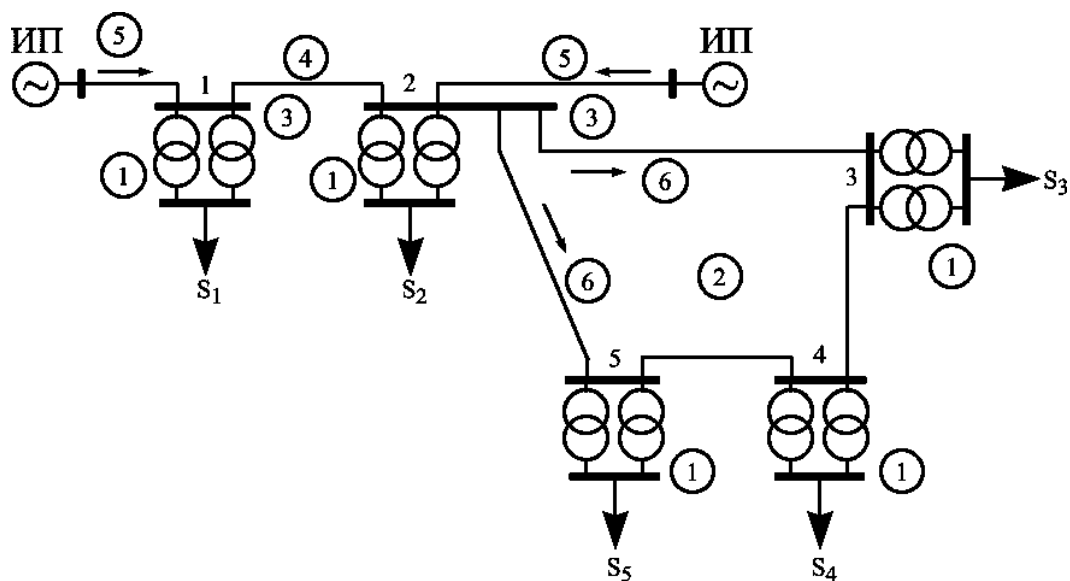


Рис. 4.26. Схема сети, содержащей магистраль с двухсторонним питанием и питаемое от нее кольцо

Порядок расчета сети, приведенной на рис. 4.26

1. Определение приведенной мощности нагрузки узлов (узлы 1, 2, 3, 4, 5).
2. Расчет потоков мощности с учетом потерь в кольце 2-3-4-5-2.
3. Определение расчетных нагрузок узлов (узел 1 и 2).
4. Расчет потоков мощности с учетом потерь в магистрали с двухсторонним питанием.
5. Определение напряжений в узлах магистрали с двухсторонним питанием.
6. Определение напряжений в узлах кольца по найденному напряжению узла 2.

Алгоритм расчета по каждому выделенному пункту приведен в разделах 2 и 3.

Примечание: порядок расчета сети (см. рис. 4.23 – 4.26) в тексте показан относительно цифр в кружках, приведенных на рисунках.

4.5 Расчет режимов сетей с разными номинальными напряжениями

4.5.1. Определение напряжения на стороне низшего напряжения подстанций

Ранее мы рассматривали методы расчета установившихся режимов в сетях одного класса номинального напряжения. В условиях эксплуатации имеется необходимость оценивать режимную ситуацию в сетях нескольких классов номинального напряжения. Для этого нужно знать как определять напряжение на стороне низкого напряжения (НН). Рассмотрим способ расчета напряжения на стороне НН подстанции (см. рис. 4.27). На рис. 4.27 силовой трансформатор представлен в виде двух элементов: первый – сопротивление трансформатора \underline{Z}_{T1} , второй – идеальный трансформатор. Идеальный трансформатор не имеет сопротивления, но обладает коэффициентом трансформации:

$$K_T = \frac{U_{Вном}}{U_{Нном}}. \quad (4.131)$$

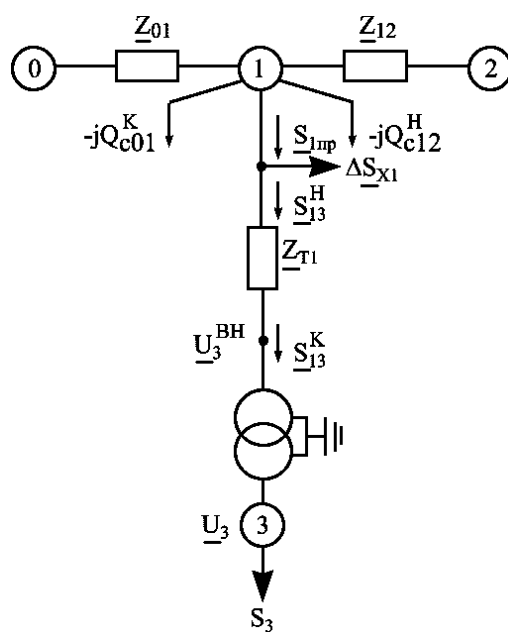


Рис. 4.27. Схема для определения напряжения на низкой стороне трансформатора [6]

Такое условное разделение силового трансформатора на его сопротивление и идеальный трансформатор применяется, когда совместно рассматривают-

ся сети высшего и низшего напряжений без приведения параметров сети к одному базисному напряжению. Расчет напряжения низкой стороны трансформатора ведется так же, как и напряжения в конце любого сопротивления.

Обозначим приведенное к стороне ВН напряжение на шинах НН - \underline{U}_3^{BH} ; действительное напряжение на шинах НН - \underline{U}_3 . Мощность нагрузки узла 3, \underline{S}_3 , известна. Тогда расчет напряжения на шинах НН подстанции осуществляется в следующем порядке:

определяется мощность, входящая в обмотку ВН силового трансформатора:

$$\underline{S}_{13}^H = \underline{S}_{13}^K + \Delta \underline{S}_{T1}, \quad (4.132)$$

где

$$\underline{S}_{13}^K = \underline{S}_3; \quad (4.133)$$

Здесь \underline{S}_3 - суммарная мощность нагрузки на шинах НН подстанции.

По известным напряжению узла \underline{U}_1 и мощности в начале участка \underline{S}_{13}^H легко определить напряжение низкой стороны трансформатора, приведенное к высокой \underline{U}_3^{BH} в конце сопротивления \underline{Z}_{T1} :

$$\underline{U}_3^{BH} = \underline{U}_1 - \frac{\underline{P}_{13}^H \cdot \underline{R}_{T1} + \underline{Q}_{13}^H \cdot \underline{X}_{T1}}{\underline{U}_1^*} - j \cdot \frac{\underline{P}_{13}^H \cdot \underline{X}_{T1} - \underline{Q}_{13}^H \cdot \underline{R}_{T1}}{\underline{U}_1^*}. \quad (4.134)$$

Модуль и фаза этого напряжения равны

$$\underline{U}_3^{BH} = \sqrt{\left(\underline{U}_1 - \frac{\underline{P}_{13}^H \cdot \underline{R}_{T1} + \underline{Q}_{13}^H \cdot \underline{X}_{T1}}{\underline{U}_1} \right)^2 + \left(\frac{\underline{P}_{13}^H \cdot \underline{X}_{T1} - \underline{Q}_{13}^H \cdot \underline{R}_{T1}}{\underline{U}_1} \right)^2}; \quad (4.135)$$

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\underline{P}_{13}^H \cdot \underline{X}_{T1} - \underline{Q}_{13}^H \cdot \underline{R}_{T1}}{\underline{U}_1 - (\underline{P}_{13}^H \cdot \underline{R}_{T1} + \underline{Q}_{13}^H \cdot \underline{X}_{T1})}. \quad (4.136)$$

Чтобы найти действительное напряжение на шинах НН подстанции, т.е. \underline{U}_3 , надо \underline{U}_3^{BH} разделить на коэффициент трансформации k_T :

$$\underline{U}_3 = \frac{\underline{U}_3^{BH}}{k_T}. \quad (4.137)$$

4.5.2. Порядок расчета сети с разными номинальными напряжениями

Рассмотрим последовательность расчета сети с разными номинальными напряжениями на примере сети с двумя номинальными напряжениями $U_{ВН}$, $U_{СН}$ (см. рис. 4.28). Здесь трехобмоточный трансформатор является трансформатором связи между сетями разного номинального напряжения. На рис. 4.29 показана схема замещения сети с идеальными трансформаторами для сети, показанной на рис. 4.28.

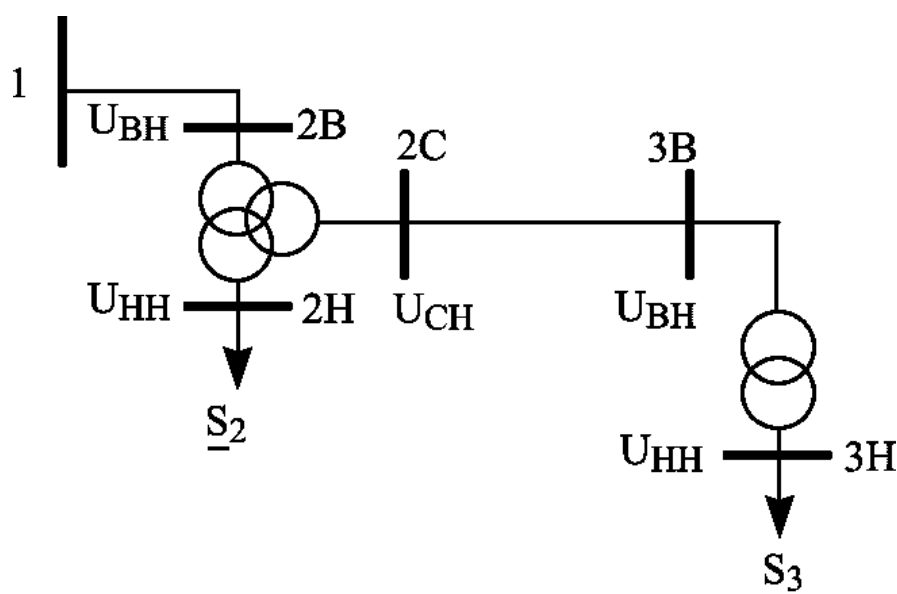


Рис. 4.28. Схема сети с двумя номинальными напряжениями [6]

Определим приведенные нагрузки узлов \underline{S}_3 и \underline{S}_2 и преобразуем схему замещения к виду, показанному на рис. 4.30.

На рис. 4.30 представлен один идеальный силовой трансформатор, соответствующий преобразованию напряжения от высокого к среднему.

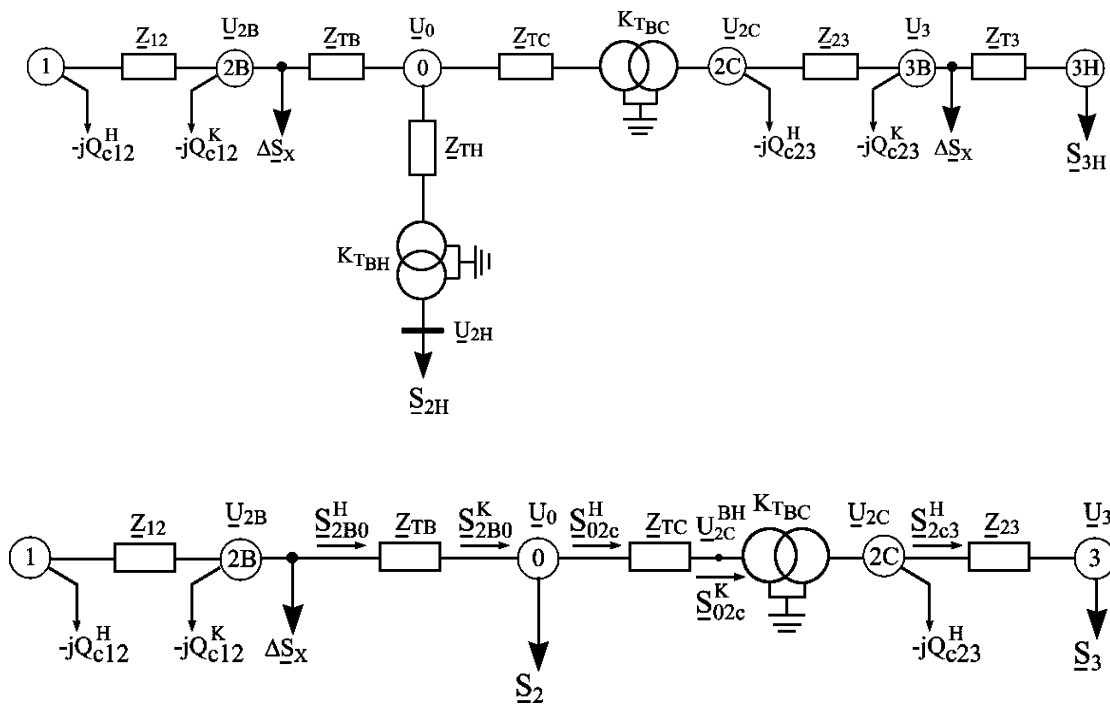


Рис. 4.29. Схема замещения сети с идеальными трансформаторами

Рис. 4.30. Преобразованная схема замещения сети

Таким образом, в схеме, приведенной на рис. 4.30, показаны \underline{Z}_{TC} – сопротивление обмотки СН трансформатора и идеальный силовой трансформатор, не имеющий сопротивления, но обладающий коэффициентом трансформации:

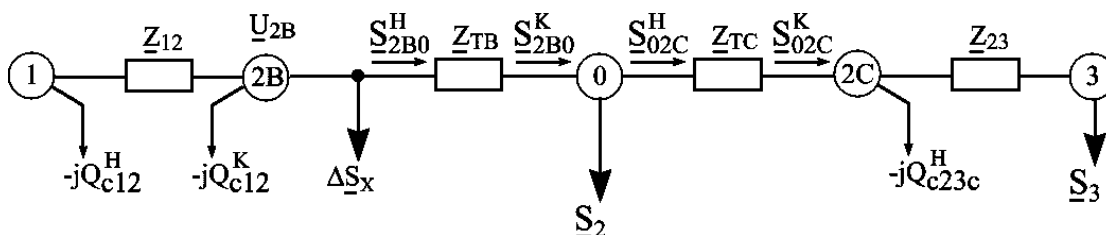
$$K_{TBC} = \frac{U_{BH}}{U_{CH}}. \quad (4.138)$$

В узле 3 приведена расчетная нагрузка.

Расчет сети с разными номинальными напряжениями можно проводить двумя способами.

Первый способ – приведение сети к одному базисному напряжению.

При этом рассчитывается режим сети, схема замещения которой показана на рис.4.31, где отсутствуют идеальные трансформаторы, но сопротивление ли-



нии 23 приведено к высокой стороне, т.е. к U_{BH} .

Рис. 4.31. Схема замещения

Приведение к ВН сопротивления осуществляется по следующему выражению:

$$\underline{Z}_{23}^B = \underline{Z}_{23} \cdot K_{TBC}^2 = \underline{Z}_{23} \cdot \left(\frac{U_{BH}}{U_{CH}} \right)^2. \quad (4.139)$$

Аналогично для проводимости: $\underline{Y}_{23}^B = \underline{Y}_{23} \cdot \frac{1}{K_{TBC}^2}.$

Этот способ часто используется при расчете токов короткого замыкания и редко - при расчете установившихся режимов электрических сетей и систем.

Второй способ – учет идеальных трансформаторов, т.е. коэффициентов трансформации при определении напряжения.

Последовательность расчета режима сети по данным конца

1. Ведется расчет режима разомкнутой сети среднего напряжения по значениям напряжения \underline{U}_3 (участок 2С-3). Определяется напряжение на шинах СН трансформатора 2 \underline{U}_{2C} (см. рис. 4.30).

2. Напряжение \underline{U}_{2C} приводится к высокой стороне:

$$\underline{U}_{2C}^{BH} = K_{Tbc} \cdot \underline{U}_{2C}, \quad (4.140)$$

а потоки мощности до и после идеального трансформатора равны между собой.

$$\underline{S}_{02c}^K = \underline{S}_{2c3}^H. \quad (4.141)$$

3. Дальнейший расчет ведется по алгоритму расчета режима разомкнутой сети на высокой стороне силового трансформатора, т.е. при известном напряжении в конце сети \underline{U}_{2c}^{BH} .

Последовательность расчета режима сети по данным начала

I этап – определение потоков мощности с учетом потерь сначала в сети СН, затем в сети ВН – так же, как для сети с одним номинальным напряжением, вплоть до определения потоков мощности в началах головных участков сети

ВН. При этом потери мощности в сети СН определяются по номинальному напряжению сети СН, а в сети ВН - по номинальному напряжению сети ВН.

II этап – определение напряжений в узлах сети ВН по заданному напряжению источника питания и рассчитанным потокам мощности в начале каждого участка сети.

Определяется напряжение в нулевой точке трансформатора U_0 :

$$\underline{U}_0 = \underline{U}_{2B} - \underline{U}_{\Delta 2B0}, \quad (4.142)$$

где $\underline{U}_{\Delta 2B0}$ – падение напряжения в обмотке ВН трансформатора.

$$\underline{U}_{\Delta 2B0} = \frac{P_{2B0}^H \cdot R_{TB} + Q_{2B0}^H \cdot X_{TB}}{U_{2B}} + j \frac{P_{2B0}^H \cdot X_{TB} - Q_{2B0}^H \cdot R_{TB}}{U_{2B}}.$$

Затем рассчитывается напряжение средней стороны, приведенное к высокой стороне

$$\underline{U}_{2C}^{BH} = \underline{U}_0 - \underline{U}_{\Delta 02C}, \quad (4.143)$$

где $\underline{U}_{\Delta 02C}$ – падение напряжения в обмотке СН трансформатора.

$$\underline{U}_{\Delta 02C} = \frac{P_{02C}^H \cdot R_{TC} + Q_{02C}^H \cdot X_{TC}}{U_0} + j \frac{P_{02C}^H \cdot X_{TC} - Q_{02C}^H \cdot R_{TC}}{U_0}.$$

После этого находится действительное напряжение средней стороны силового трансформатора.

$$U_{2C} = \frac{U_{2C}^{BH}}{K_{TBC}} = U_{2C}^{BH} \cdot \frac{U_{CH}}{U_{BH}}. \quad (4.144)$$

Затем рассчитываются напряжения в узлах сети среднего напряжения по значению \underline{U}_{2C} как напряжения источника питания.

Если в сети есть несколько различных трансформаторов связи, то коэффициенты трансформации учитываются аналогичным образом.

При расчетах установившихся режимов сложных электрических сетей и систем на ПЭВМ для расчета сетей с различными номинальными напряжениями используются уравнения узловых напряжений, учитывающие наличие в сети трансформаторов связи.

5. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

5.1. Способы, виды и принципы регулирования напряжения

Для сети одной ступени напряжения отклонение напряжения в расчетной точке сети равно:

$$\delta U_c = \delta U_{цп} + \sum_{i=1}^n \delta U_{\partial i} - \sum_{k=1}^m \Delta U_k, \quad (5.1)$$

где $\delta U_{цп}$ – отклонение напряжения в центре питания;

$\delta U_{\partial i}$ – «добавка» напряжения, создаваемая i -м средством регулирования;

n – количество средств регулирования между центром питания и приемником (расчетной точкой);

m – количество узлов;

ΔU_k – падение напряжения между центром питания и расчетной точкой на k -м участке.

Добавка напряжения $\delta U_{\partial i}$ может быть и положительной, и отрицательной.

Под **регулированием напряжения** понимают принудительное изменение режима напряжения в сети и у электроприемников с целью обеспечить нормативные требования по качеству электроэнергии или оптимальный режим по напряжению.

Различают следующие **способы регулирования напряжения** и воздействия на параметры системы и режима сети:

- регулирование напряжения в центрах питания (ЦП);
- изменение сопротивлений элементов сети;
- перераспределение потоков реактивной мощности;
- изменение коэффициентов трансформации силовых трансформаторов (СТ) с помощью регулирования напряжения под нагрузкой (РПН);

- изменение потерь напряжения в элементах сети.

При эксплуатации электрических сетей применяют следующие *виды регулирования*.

Централизованное регулирование напряжения – это регулирование напряжения в центре питания (или на источниках питания) – приводит к изменению напряжения практически во всей электрической сети.

Местное регулирование – такое регулирование, когда в процессе регулирования изменение режима достигается только в ограниченной части сети.

Местное регулирование делится на групповое и индивидуальное.

Групповое регулирование применяется для группы потребителей, например с помощью устройств переключения без возбуждения (ПБВ) трансформаторов трансформаторных подстанций (ТП). Индивидуальное регулирование применяется для отдельных электроприемников, например, для печи сопротивления.

К **принципам регулирования напряжения** относятся:

- стабилизация;
- двухступенчатое регулирование;
- встречное регулирование.

Стабилизация напряжения применяется для потребителей с ровным графиком электрической нагрузки (например, предприятия с непрерывным процессом производства). Для потребителей с двухступенчатым графиком нагрузки (например, с односменным режимом работы) используется двухступенчатое регулирование, при неравномерной нагрузке – встречное. При этом для каждого значения нагрузки будет иметь место и свое значение потерь напряжения. Чтобы отклонения напряжения не выходили за пределы допустимых значений, регулирование напряжения проводится в зависимости от тока нагрузки. Во всех остальных случаях осуществляется встречное регулирование. Встречное регулирование напряжения – это такое регулирование напряжения, при котором в часы максимальных нагрузок на шинах ЦП поддерживается повышенный уро-

вень напряжения, не ниже $1,05 U_{ном}$, а в часы минимальных нагрузок уровень напряжения – пониженный, не выше $1,0 U_{ном}$.

5.1.1. Способы регулирования напряжения

Регулирование напряжения в ЦП производится:

➤ на электростанциях за счет регулирования тока возбуждения генераторов. Изменение тока возбуждения генераторов повышает напряжение в часы максимума нагрузок и понижает в часы минимума.

➤ на шинах вторичного напряжения подстанций путем изменения коэффициента трансформации силовых трансформаторов (автотрансформаторов), с помощью синхронных компенсаторов или статических тиристорных компенсаторов. Регулирование напряжения при этом может производиться автоматически.

Регулирование напряжения изменением сопротивления элементов сети производится:

➤ при выборе сечения проводов и кабелей с учетом допустимых отклонений напряжения на зажимах электроприемника (например, в осветительных сетях, городских сетях).

➤ при использовании установок продольной емкостной компенсации.

Регулирование напряжения перераспределением потоков реактивной мощности осуществляется путем установки компенсирующих устройств (КУ) в электрических сетях, мощность и место установки которых определяется специальным расчетом. Распределение реактивной мощности в сети осуществляется из условия баланса реактивной мощности на всех уровнях напряжения. Необходимое значение реактивной мощности может вырабатываться источниками при их различном доленом участии. Изменяя долю выработки реактивной мощности различными источниками, можно изменять потери напряжения на рассматриваемом участке сети.

Физический смысл этого процесса поясняется с помощью формулы для определения потери напряжения в линии с сопротивлением $r_{\text{л}} + jx_{\text{л}}$ при мощности нагрузки $P_{\text{Н}} + jQ_{\text{Н}}$:

$$\Delta U = \frac{P_{\text{Н}} \cdot r_{\text{л}}}{U_{\text{с}}} + \frac{(Q_{\text{Н}} - Q_{\text{КУ}}) \cdot x_{\text{л}}}{U_{\text{с}}} \quad (5.2)$$

где $Q_{\text{КУ}}$ – мощность компенсирующих устройств.

Изменяя мощность компенсирующего устройства, $Q_{\text{КУ}}$, можно менять потерю напряжения, т.е. регулируемые КУ используются как местные средства регулирования напряжения. Такое регулирование в сетях напряжением выше 1 кВ осуществляется с помощью батарей конденсаторов (БК), статических компенсирующих устройств (СКУ) различного конструктивного исполнения, синхронных двигателей (СД), а в низковольтных сетях - с помощью батарей конденсаторов.

Для плавного регулирования напряжения и реактивной мощности используются статические источники реактивной мощности (ИРМ) с параллельным соединением батарей конденсаторов и управляемых реакторов. Упрощенная принципиальная схема параллельного включения реактора и не регулируемых БК в составе ИРМ приведена на рис. 5.1.

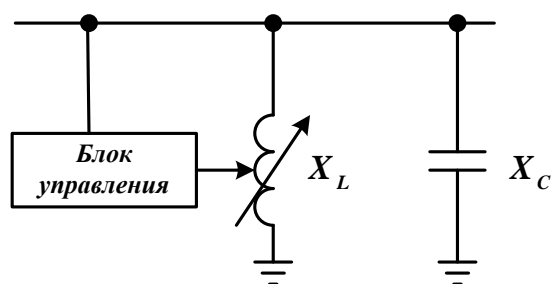


Рис. 5.1. Принципиальная схема статического ИРМ

Мощность ИРМ находится как:

$$Q_{\Sigma} = \pm(Q_{\text{L}} - Q_{\text{C}}), \quad (5.3)$$

где

$$\begin{cases} Q_C = \frac{U^2}{x_c} = const; \\ Q_L = \frac{U^2}{x_L} = var. \end{cases}$$

Преимущество такой схемы заключается в том, что напряжения реактора и БК равны напряжению сети, что позволяет наиболее полно использовать компенсирующую способность БК и включать реактор и БК в сеть без промежуточного силового трансформатора.

Регулирование напряжения на шинах подстанций и отходящих линиях осуществляется с помощью устройств РПН и линейных регуляторов, возможные расположения которых в схеме сети показано на рис. 5.2.

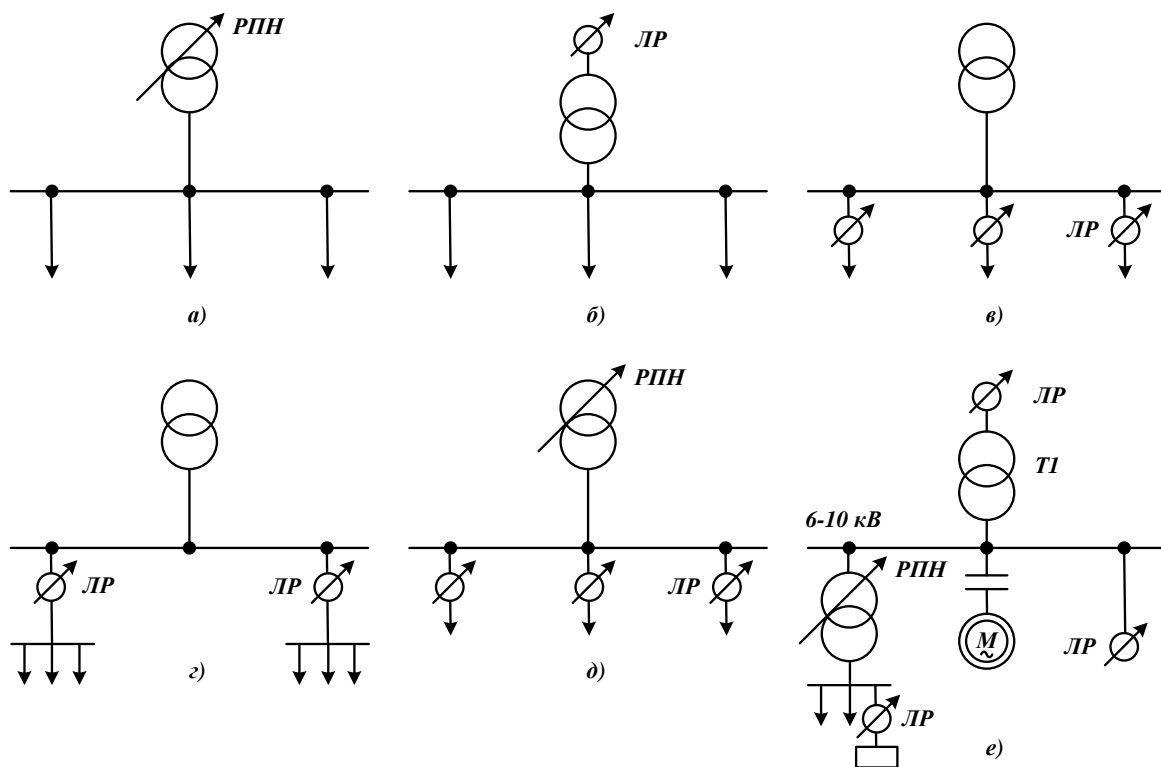


Рис. 5.2. Расположение устройств регулирования напряжения в сети

Регулирование напряжения на шинах ПС. Напряжение на шинах подстанций 6-20 кВ регулируют с помощью силовых трансформаторов с РПН, линейных регуляторов (ЛР), управляемых БК, синхронных компенсаторов (СК),

ИРМ, синхронных двигателей (СД) с автоматическим регулированием возбуждения (АРВ).

При наличии разнородных нагрузок линии группируют по возможности так, чтобы к отдельным секциям шин были присоединены линии со сходными нагрузками, т.е. графиками нагрузок.

Регулирование напряжения на отходящих линиях. Регулирование напряжения на каждой отходящей линии от шин подстанции является более совершенным и эффективным способом по сравнению с регулированием на шинах. В этом случае также используют силовые трансформаторы с РПН, линейные регуляторы и батареи конденсаторов для поперечной компенсации.

Дополнительное регулирование применяют, когда с помощью указанных способов невозможно обеспечить требуемое качество электрической энергии у некоторой части потребителей. Для этого используют линейные регуляторы и батареи конденсаторов поперечной и продольной компенсации.

Изменение сопротивлений элементов сети осуществляется путем выбора сечения проводников по допустимой потере напряжения и применением продольной компенсации реактивной мощности (последовательное включение БК в фазы линии).

При продольной компенсации реактивной мощности падение напряжения определяется по выражению:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_a \cdot R_{\text{л}} + \sqrt{3} I_p (X_{\text{л}} - X_{\text{к.у}}) = \Delta U_a + \Delta U_p. \quad (5.4)$$

Добавка напряжения, создаваемая последовательно включенными БК, пропорциональна току нагрузки и автоматически изменяется при изменении его значения практически безинерционно.

Степень компенсации индуктивного сопротивления ВЛ определяют по выражению:

$$a = \frac{X_{\text{к.у}}}{X_{\text{л}}}. \quad (5.5)$$

Изменение передаваемой реактивной мощности. Регулируя долю выработки реактивной мощности различными источниками, можно изменять потери напряжения на рассматриваемом участке сети:

$$\Delta U = \frac{P_{\text{нагр}} \cdot R_{\text{л}}}{U_{\text{ном}}} + \frac{(Q_{\text{нагр}} - Q_{\text{ку}}) \cdot X_{\text{л}}}{U_{\text{ном}}}. \quad (5.6)$$

Следовательно, снабдив компенсирующее устройство (КУ) автоматическими регуляторами, можно его использовать в целях регулирования напряжения местным способом.

Удельную мощность БК $Q_{\text{к0}}$, которую необходимо иметь для повышения напряжения в конце линии на 1%, определяют как:

$$Q_{\text{к0}} = \frac{10U_{\text{ном}}^2}{X_{\text{л}}}. \quad (5.7)$$

Изменение коэффициента трансформации распределительных силовых трансформаторов. Изменяя регулировочное ответвление силового трансформатора, изменяют добавки напряжения, получающиеся во вторичной сети по сравнению с первичной. Значение добавки определяют как:

$$E = \left(\frac{U_{2\text{ном}^*}}{U_{1\text{ном}^*}} - 1 \right) \cdot 100\%,$$

где $U_{2\text{ном}^*}$ – относительное номинальное напряжение вторичной обмотки СТ;

$U_{1\text{ном}^*}$ – относительное номинальное напряжение первичной обмотки с учетом выбранного регулировочного ответвления.

Для изменения режима напряжения в низковольтных сетях наиболее характерным средством является варьирование коэффициента трансформации трансформаторных подстанций с помощью устройства ПБВ, которое устанавливается на высокой стороне трансформатора. Устройство ПБВ имеет следующие положения: +5; +2,5; 0; -2,5; -5%. Переключения осуществляются крайне редко, так как силовой трансформатор нужно отключать от сети. Обычно пере-

ключения проводят два раза в год. Возможно регулирование напряжения с помощью устройств РПН.

5.2. Выбор ответвлений РПН трансформаторов и линейных регуляторов

5.2.1. Принцип работы устройства РПН

Трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой имеют встроенное специальное переключающее устройство - устройство РПН (рис. 5.3, а), характеризующееся определенным числом ступеней регулировочных ответвлений и диапазоном регулирования.

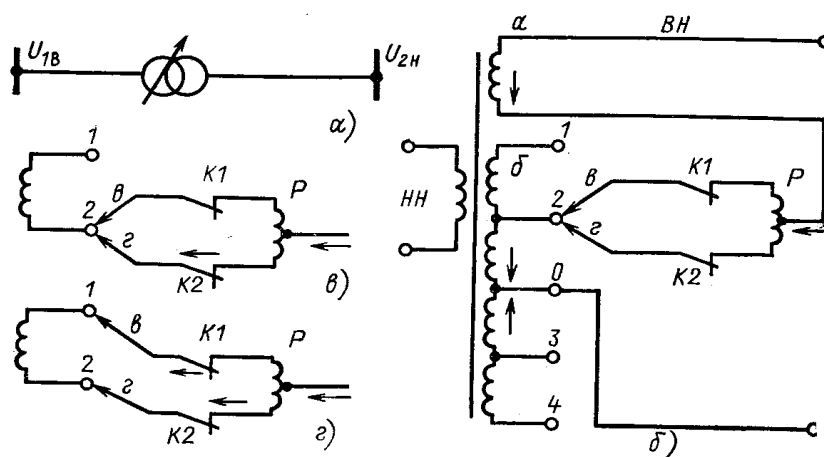


Рис. 5.3. Трансформатор с РПН:

а — условное обозначение; б — схема обмоток трансформатора с РПН;
в, г — переключение ответвлений

На рис. 5.3, б [6] изображена схема обмоток трансформатора с РПН. Обмотка ВН этого трансформатора состоит из двух частей: нерегулируемой а и регулируемой б. На регулируемой части имеется ряд ответвлений к неподвижным контактам 1, 4. Ответвления 1, 2 соответствуют части витков, включенных согласно с витками основной обмотки (направление тока указано на рис. 5.3, б стрелками). При включении ответвлений 1, 2 коэффициент трансформации трансформатора увеличивается. Ответвления 3, 4 соответствуют части витков, соединенных встречно по отношению к виткам основной обмотки. Их включе-

ние уменьшает коэффициент трансформации, так как компенсирует действие части витков основной обмотки. Основным выводом обмотки ВН трансформатора является точка 0. Число витков, действующих согласно и встречно с витками основной обмотки, может быть неодинаковым. На регулируемой части обмотки имеется переключающее устройство, состоящее из подвижных контактов в и г, контактов К1 и К2 и реактора Р. Середина обмотки реактора соединена с нерегулируемой частью обмотки а трансформатора. Нормально ток нагрузки обмотки ВН распределяется поровну между половинами обмотки реактора. Поэтому магнитный поток мал и потеря напряжения в реакторе также мала. Допустим, что требуется переключить устройство с ответвления 2 на ответвление 1. При этом отключают контактор К1 (рис. 5.3, в), переводят подвижный контакт в на контакт ответвления 1 и вновь включают контактор К1 (рис. 5.3, г). Таким образом, секция 1, 2 обмотки оказывается замкнутой на обмотку реактора Р. Значительная индуктивность реактора ограничивает уравнивающий ток, который возникает вследствие наличия напряжения на секции 1, 2 обмотки. После этого отключают контактор К2, переводят подвижный контакт г на контакт ответвления 1 и включают контактор К2.

С помощью РПН можно менять ответвления и коэффициент трансформации под нагрузкой в течение суток, выполняя, таким образом, требования встречного регулирования.

Для определения добавки напряжения, создаваемой трансформатором с РПН (линейным регулятором), необходимо выбрать нужное напряжение ответвлений (отпаяк) РПН трансформатора или линейного регулятора.

5.2.2. Выбор ответвлений РПН двухобмоточного силового трансформатора

В двухобмоточном силовом трансформаторе устройство РПН установлено на стороне ВН.

Порядок выбора ответвлений (отпаяк) РПН следующий.

1. Определение приведенного к стороне ВН напряжения стороны НН силового трансформатора

$$U_{НН}^{ВН} = U_{ВН} - \Delta U_T, \quad (5.8)$$

где $U_{ВН}$ - фактическое напряжение на стороне ВН, полученное в результате расчета режима сети высокого напряжения;

ΔU_T – модуль падения напряжения в силовом трансформаторе.

2. Определение желаемого коэффициента трансформации

$$K_{ТВН}^{жел} = \frac{U_{НН}^{ВН}}{U_{НН}^{жел}}, \quad (5.9)$$

где $U_{НН}^{жел}$ - желаемое напряжение на стороне НН силового трансформатора.

3. Выбор номера отпайки РПН.

Условием выбора номера отпайки РПН является его попадание в диапазон регулирования напряжения, т.е.

$$-N \leq n \leq +N, \quad (5.10)$$

где $\pm N$ - крайние номера отпайек РПН (приведены в справочниках, – например, $\pm 9 \times 1,78 \%$);

n - номер отпайки РПН.

Шаг (ступень) регулирования t задается в процентах, например, 1,78%.

Диапазон регулирования напряжения равен: $\pm N \cdot t$, например, $\pm 16 \%$.

Первый номер ответвления устройства РПН соответствует **наибольшему** напряжению регулировочного ответвления; **средний номер** – **номинальному** напряжению; **последний номер** – **наименьшему** напряжению регулировочного напряжения (рис. 5.4)

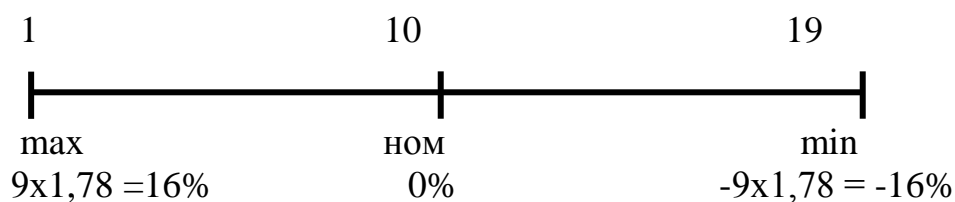


Рис. 5.4. Пояснение нумерации ответвлений РПН

Действительный коэффициент трансформации определяется выражением:

$$K = \frac{U_{ВН}^{ном}}{U_{НН}^{ном}} \cdot (1 + n \cdot t_*) = K_{ТВН}^{ном} \cdot (1 + n \cdot t_*), \quad (5.11)$$

где t_* - шаг регулирования в относительных единицах.

Если в качестве желаемого принять действительный коэффициент трансформации, т.е.:

$$K_{ТВН}^{жел} = K_{ТВН}^{ном} \cdot (1 + n_{жел} \cdot t_*), \quad (5.12)$$

то из (5.12) можно найти желаемый номер отпайки РПН для обеспечения требуемого значения напряжения на низкой стороне трансформатора:

$$n_{жел} = \left(\frac{K_{ТВН}^{жел}}{K_{ТВН}^{ном}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t_*} = \left(\frac{U_{НН}^{ВН}}{U_{НН}^{жел} \cdot K_{ТВН}^{ном}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t_*}. \quad (5.13)$$

Полученный номер отпайки округляется до ближайшего целого, $n_{станд}$.

По найденному $n_{станд}$ определяется фактическое напряжение низкой стороны $U_{НН}^{факт}$:

$$U_{НН}^{факт} = \frac{U_{НН}^{ВН}}{K_{ТВН}^{ном} \cdot (1 + n_{станд} \cdot t_*)}. \quad (5.14)$$

5.2.3. Выбор ответвлений РПН трехобмоточного силового трансформатора

В трехобмоточном силовом трансформаторе регулирование напряжения под нагрузкой выполняется в обмотке высшего напряжения (РПН устанавливается в нейтрали обмотки ВН), а обмотка среднего напряжения содержит ответвления, которые переключаются после снятия нагрузки (устройство ПБВ – переключение без возбуждения, установлено в обмотке СН). Поэтому сначала необходимо выбрать номер отпайки РПН, чтобы обеспечить желаемое напряжение на низшей стороне трансформатора, а затем рассчитывать ответвление ПБВ для обеспечения желаемого значения на средней стороне трансформатора.

Действительные коэффициенты трансформации равны:

$$K_{ТВН} = K_{ТВН}^{ном} \cdot (1 + n_p \cdot t_{p*}), \quad (5.15)$$

$$K_{ТВС} = K_{ТВС}^{ном} \cdot \frac{1 + n_p \cdot t_{p*}}{1 + n_n \cdot t_{n*}}, \quad (5.16)$$

где n_p, t_{p*} – номер отпайки и шаг регулирования устройства РПН в относительных единицах;

n_n, t_{n*} – номер отпайки и шаг регулирования устройства ПБВ в относительных единицах.

Порядок выбора

Определяется напряжение низшей стороны трансформатора, приведенное к стороне высшего напряжения:

$$U_{НН}^{ВН} = U_{ВН} - \Delta U_{ТВ} - \Delta U_{ТН}, \quad (5.17)$$

где $U_{ВН}$ – фактическое напряжение высокой стороны трансформатора, полученное в результате расчета режима сети высшего напряжения;

$\Delta U_{ТВ}, \Delta U_{ТН}$ – соответственно модули падения напряжения в обмотке ВН и обмотке НН силового трансформатора.

Рассчитывается напряжение средней стороны трансформатора, приведенное к стороне высшего напряжения:

$$U_{СН}^{ВН} = U_{ВН} - \Delta U_{ТВ} - \Delta U_{ТС}, \quad (5.18)$$

где $\Delta U_{ТС}$ – модуль падения напряжения в обмотке СН трансформатора.

Определяются желаемые коэффициенты трансформации напряжения с высокой на низкую и с высокой на среднюю стороны трансформатора.

$$K_{ТВН}^{жел} = \frac{U_{НН}^{ВН}}{U_{НН}^{жел}}; \quad K_{ТВС}^{жел} = \frac{U_{СН}^{ВН}}{U_{СН}^{жел}}, \quad (5.19)$$

где $U_{НН}^{жел}, U_{СН}^{жел}$ – соответственно желаемые напряжения низкой и средней сторон трансформатора.

Выбирается номер отпайки РПН, $n_p^{жел}$, со стороны высшего напряжения, обеспечивающий желаемое напряжение на шинах НН (трансформатор рассматривается как двухобмоточный с обмотками высшего и низшего напряжения), из выражения (5.15):

$$n_p^{жел} = \left(\frac{K_{ТВН}^{жел}}{K_{ТВН}^{ном}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t_{p*}} = \left(\frac{U_{НН}^{ВН}}{U_{НН}^{жел} \cdot K_{ТВН}^{ном}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t_{p*}}. \quad (5.20)$$

Полученный номер округляется до ближайшего целого $n_p^{станд}$.

Выбирается номер ответвления ПБВ, $n_n^{жел}$, со стороны среднего напряжения, обеспечивающий желаемое напряжение на средней стороне трансформатора, из выражения (5.5):

$$\begin{aligned} n_n^{жел} &= \left(\frac{K_{ТВС}^{ном} \cdot (1 + n_p^{станд} \cdot t_{p*})}{K_{ТВС}^{жел}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t_{n*}} = \\ &= \left(\frac{K_{ТВС}^{ном} \cdot (1 + n_p^{станд} \cdot t_{p*}) \cdot U_{СН}^{жел}}{U_{СН}^{ВН}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t_{n*}}. \end{aligned} \quad (5.21)$$

Полученный номер округляется до ближайшего целого $n_n^{станд}$.

Рассчитываются действительные значения напряжения на шинах низшего и среднего напряжения:

$$U_{НН}^{факт} = \frac{U_{НН}^{ВН}}{K_{ТВН}^{ном} \cdot (1 + n_p^{станд} \cdot t_{p*})}, \quad (5.22)$$

$$U_{СН}^{факт} = \frac{U_{СН}^{ВН} \cdot (1 + n_n^{станд} \cdot t_{n*})}{K_{ТВС}^{ном} \cdot (1 + n_p^{станд} \cdot t_{p*})}. \quad (5.23)$$

Если для обеспечения желаемого напряжения на средней стороне трансформатора не хватает диапазона регулирования устройства ПБВ, то со стороны обмотки среднего напряжения устанавливается линейный регулятор (вольтдобавочный трансформатор). Номер ответвления линейного регулятора в этом случае определяют по формуле:

$$n_{\text{ЛР}}^{\text{жсел}} = \left(\frac{U_{\text{СН}}^{\text{жсел}} - U_{\text{СН}}^{\text{факт}}}{U_{\text{ЛР}}^{\text{ном}}} \right) \frac{1}{t_{\text{ЛР}}}, \quad (5.24)$$

где $t_{\text{ЛР}}$ - шаг регулирования линейного регулятора в относительных единицах;

$U_{\text{ЛР}}^{\text{ном}}$ - номинальное напряжение линейного регулятора.

Рассчитанный номер ответвления линейного регулятора округляется до ближайшего целого, $n_{\text{ЛР}}^{\text{станд}}$.

Мощность линейного регулятора выбирается по мощности нагрузки, подключаемой к шинам СН.

Действительное значение напряжения на шинах СН при установке линейного регулятора равно:

$$U_{\text{СН}}^{\text{действ}} = U_{\text{СН}}^{\text{факт}} + n_{\text{ЛР}}^{\text{станд}} \cdot t_{\text{ЛР}} \cdot U_{\text{ЛР}}^{\text{ном}}, \quad (5.25)$$

где $U_{\text{СН}}^{\text{факт}}$ - определяется по выражению (5.23).

5.2.4. Выбор ответвлений РПН автотрансформаторов

Автотрансформаторы могут иметь устройство регулирования напряжения под нагрузкой в нейтрали или со стороны среднего либо со стороны высшего напряжения (см. рис. 5.5).

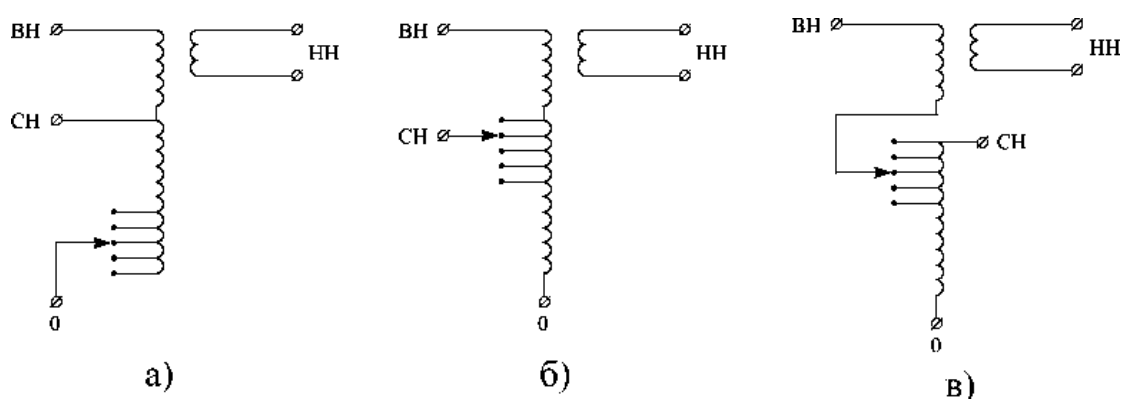


Рис. 5.5. Расположение устройства РПН в автотрансформаторе:

- а) устройство РПН расположено в нейтрали
- б) устройство РПН расположено в обмотке СН
- в) устройство РПН расположено в обмотке ВН

В автотрансформаторах регулирование напряжения во всех случаях осуществляется только на средней стороне. Чтобы получить желаемое напряжение на стороне НН автотрансформатора, нужно установить линейный регулятор со стороны низкого напряжения либо включить его в нейтраль автотрансформатора.

Номинальные коэффициенты автотрансформатора равны:

$$K_{BC}^{ном} = \frac{U_{BH}^{ном}}{U_{CH}^{ном}}; \quad K_{BH}^{ном} = \frac{U_{BH}^{ном}}{U_{HH}^{ном}} = const, \quad (5.26)$$

т.е. коэффициент трансформации напряжения с высшей стороны на низшую не регулируется.

Рассмотрим различные случаи регулирования напряжения под нагрузкой в автотрансформаторе.

Устройство РПН установлено в обмотке СН автотрансформатора.

В этом случае действительный коэффициент трансформации напряжения с высшей стороны автотрансформатора на среднюю равен:

$$K_{BC}^{факт} = \frac{U_{BH}^{ном}}{U_{CH}^{ном} \cdot (1 + n_p \cdot t_{p*})} = \frac{K_{BC}^{ном}}{1 + n_p \cdot t_{p*}}. \quad (5.27)$$

Номер отпайки РПН автотрансформатора выбирается с целью обеспечения желаемого напряжения средней стороны автотрансформатора по следующему алгоритму:

определяются напряжения средней и низкой сторон, приведенные к высшей стороне автотрансформатора, по выражениям (5.17), (5.18);

выбирается желаемый номер отпайки РПН из выражения (5.27):

$$n_{жел} = \left(\frac{K_{BC}^{ном}}{K_{BC}^{жел}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t_{p*}} = \left(\frac{K_{BC}^{ном} \cdot U_{CH}^{жел}}{U_{BH}^{ном}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t_{p*}}; \quad (5.28)$$

номер отпайки РПН округляется до ближайшего целого, $n_{станд}$;

определяются действительные уровни напряжения средней и низшей сторон автотрансформатора:

$$U_{CH}^{факт} = \frac{U_{CH}^{ВН}}{K_{BC}^{факт}} = \frac{U_{CH}^{ВН} \cdot (1 + n_{станд} \cdot t_{р*})}{K_{BC}^{ном}}; \quad (5.29)$$

$$U_{НН}^{факт} = \frac{U_{НН}^{ВН}}{K_{ВН}^{ном}}. \quad (5.30)$$

Если действительное значение напряжения не удовлетворяет желаемому, то со стороны низшего напряжения автотрансформатора устанавливается линейный регулятор (рис. 5.6), номер ответвления которого определяется по формуле:

$$n_{ЛР} = \left(\frac{U_{НН}^{жел}}{U_{НН}^{факт}} - 1 \right) \frac{1}{t_{ЛР*}} \quad (5.31)$$

и округляется до ближайшего целого, $n_{ЛР}^{станд}$.

Тогда действительное напряжение на шинах НН равно:

$$U_{НН}^{факт} = U_{НН}^{расч} + n_{ЛР}^{станд} \cdot U_{ЛР}^{ном} \cdot t_{ЛР*}, \quad (5.32)$$

где

$$U_{НН}^{расч} = \frac{U_{НН}^{ВН}}{K_{ВН}^{ном}} \quad (5.33)$$

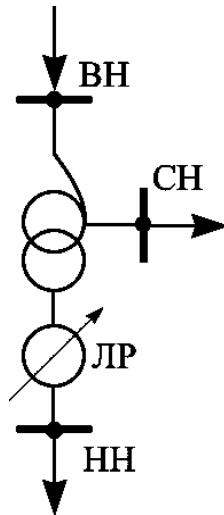


Рис. 5.6. Установка линейного регулятора со стороны НН автотрансформатора

Устройство РПН установлено в обмотке СН автотрансформатора, линейный регулятор – в нейтрали обмотки ВН автотрансформатора.

Добавочная ЭДС линейного регулятора в относительных единицах Δe_{LP*} , необходимая для обеспечения желаемого напряжения на стороне НН автотрансформатора, определяется из соотношения:

$$U_{НН}^{жел} = \frac{U_{НН}^{ВН}}{K_{ВН}^{ном} (1 + \Delta e_{LP*})} = \frac{U_{НН}^{ВН}}{K_{ВН}^{ном} (1 + n_{LP} \cdot t_{LP*})}. \quad (5.34)$$

Отсюда желаемый номер ответвления линейного регулятора равен:

$$n_{LP}^{жел} = \left(\frac{K_{ВН}^{жел}}{K_{ВН}^{ном}} - 1 \right) \frac{1}{t_{LP*}}. \quad (5.35)$$

Округляем расчетное значение до ближайшего целого, $n_{LP}^{станд}$, и определяем фактическое напряжение низкой стороны

$$U_{НН}^{факт} = \frac{U_{НН}^{ВН}}{K_{ВН}^{ном} (1 + n_{LP} \cdot t_{LP*})} = \frac{U_{НН}^{ВН} \cdot U_{НН}^{ном}}{U_{ВН}^{ном} (1 + n_{LP} \cdot t_{LP*})}, \quad (5.36)$$

где $U_{НН}^{ВН}$ определяется по выражению (5.17).

Номер отпайки РПН выбирается из выражения для определения действительного коэффициента трансформации высшего напряжения в среднем:

$$K_{BC} = K_{BC}^{ном} \frac{1 + n_p \cdot t_{p*}}{1 + n_{LP} \cdot t_{LP*}}, \quad (5.37)$$

откуда

$$\begin{aligned} n_p^{жел} &= \left(\frac{K_{BC}^{ном} (1 + n_{LP}^{станд} \cdot t_{LP*})}{K_{BC}^{жел}} - 1 \right) \frac{1}{t_{p*}} = \\ &= \left(\frac{K_{BC}^{ном} (1 + n_{LP}^{станд} \cdot t_{LP*}) \cdot U_{СН}^{жел}}{U_{СН}^{ВН}} - 1 \right) \frac{1}{t_{p*}}, \end{aligned} \quad (5.38)$$

где $U_{СН}^{ВН}$ определяется по выражению (5.18).

Полученный номер ответвления округляется до ближайшего целого, $n_p^{станд}$. Рассчитывается действительное значение напряжения на средней стороне автотрансформатора:

$$U_{СН}^{факт} = \frac{U_{СН}^{ВН} \cdot (1 + n_p^{станд} \cdot t_{p*})}{K_{BC}^{ном} \cdot (1 + n_{LP} \cdot t_{LP*})}. \quad (5.39)$$

Устройство РПН установлено в нейтрали автотрансформатора.

Действительный коэффициент трансформации между высшим и средним напряжением равен:

$$K_{BC} = \frac{U_{BH}^{ном} \cdot (1 + n_p \cdot t_{p*})}{U_{CH}^{ном} + n_p \cdot t_{p*} \cdot U_{BH}^{ном}} = \frac{K_{BC}^{ном} \cdot (1 + n_p \cdot t_{p*})}{1 + n_p \cdot t_{p*} \cdot K_{BC}^{ном}}. \quad (5.40)$$

Чтобы выбрать номер отпайки РПН, обеспечивающий желаемое напряжение средней стороны, необходимо по выражению (5.18) определить напряжение средней стороны, приведенное к высшей, U_{CH}^{BH} , затем вычислить желаемый коэффициент трансформации между высшим и средним напряжением по выражению (5.19).

Номер отпайки РПН определяется из выражения для действительного коэффициента трансформации (5.40):

$$n_p^{жел} = \frac{1 - \frac{K_{BC}^{жел}}{K_{BC}^{ном}}}{(K_{BC}^{жел} - 1) \cdot t_{p*}}. \quad (5.41)$$

Найденный номер отпайки РПН округляется до ближайшего целого $n_p^{станд}$ и по нему рассчитывается напряжение средней стороны автотрансформатора:

$$U_{CH}^{факт} = \frac{U_{CH}^{BH} \cdot \left(\frac{1}{K_{BC}^{ном}} + n_p^{станд} \cdot t_{p*} \right)}{1 + n_p^{станд} \cdot t_{p*}}. \quad (5.42)$$

Действительное напряжение на шинах НН в этом случае равно:

$$U_{HH}^{факт} = \frac{U_{HH}^{BH}}{K_{BH}^{ном} \cdot (1 + n_p^{станд} \cdot t_{p*})}. \quad (5.43)$$

Если действительное значение напряжения низкой стороны автотрансформатора не соответствует желаемому, то со стороны обмотки НН устанавливается линейный регулятор, номер ответвления которого рассчитывается по формуле (5.31).

Действительное напряжение на шинах НН при установке линейного регулятора равно:

$$U_{HH}^{действ} = U_{HH}^{факт} (1 + n_{LP}^{станд} \cdot t_{LP*}), \quad (5.44)$$

где $U_{HH}^{факт}$ определяется по выражению (5.43).

Устройство РПН установлено в обмотке ВН автотрансформатора.

Действительный коэффициент трансформации между высшим и средним напряжением равен:

$$K_{BC} = \frac{U_{ВН}^{ном} \cdot (1 + n_p \cdot t_{p*})}{U_{СН}^{ном}} = K_{BC}^{ном} (1 + n_p \cdot t_{p*}). \quad (5.45)$$

Отсюда можно определить номер отпайки РПН, обеспечивающий желаемое напряжение на средней стороне:

$$n_p^{жел} = \left(\frac{K_{BC}^{жел}}{K_{BC}^{ном}} - 1 \right) \frac{1}{t_{p*}}, \quad (5.46)$$

где $K_{BC}^{жел}$ определяется по выражению (5.19).

При округлении его до ближайшего целого, $n_p^{станд}$, действительное напряжение на шинах СН определяется как

$$U_{СН}^{факт} = \frac{U_{СН}^{ВН}}{K_{BC}^{ном} \cdot (1 + n_p^{станд} \cdot t_{p*})}. \quad (5.47)$$

Действительное напряжение на шинах НН равно

$$U_{НН}^{факт} = \frac{U_{НН}^{ВН}}{K_{ВН}^{ном} \cdot (1 + n_p^{станд} \cdot t_{p*})}. \quad (5.48)$$

Если действительное напряжение на шинах НН не соответствует желаемому, со стороны НН устанавливается линейный регулятор, номер ответвления которого определяется по выражению:

$$n_{LP}^{жел} = \left(\frac{U_{НН}^{жел} - U_{НН}^{факт}}{U_{LP}^{ном}} \right) \cdot \frac{1}{t_{LP*}}, \quad (5.49)$$

а действительное напряжение на шинах НН после установки линейного регулятора - по выражению:

$$U_{НН}^{действ} = U_{НН}^{факт} + n_{LP}^{станд} \cdot t_{LP*} \cdot U_{LP}^{ном}. \quad (5.50)$$

Таким образом, рассмотрены все возможные случаи установки РПН в автотрансформаторе в сочетании с линейным регулятором для обеспечения желаемых напряжений на сторонах СН и НН.

6. БАЛАНСЫ АКТИВНОЙ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ

6.1. Баланс активной мощности и его связь с частотой

Особенность электроэнергетических систем состоит в практически мгновенной передаче энергии от источников к потребителям и невозможности накапливания выработанной электроэнергии в заметных количествах. Эти свойства определяют одновременность процесса выработки и потребления электроэнергии. Отсюда, в каждый момент времени в системе должен соблюдаться баланс активной мощности, т.е. равенство генерируемой и потребленной мощности с учетом потерь:

$$\Sigma P_{\Gamma} = \Sigma P_{\Pi} = \Sigma P_{\Pi} + \Sigma \Delta P \quad (6.1)$$

где ΣP_{Γ} — генерируемая активная мощность станции (за вычетом мощности, расходуемой на собственные нужды);

ΣP_{Π} — суммарное потребление активной мощности;

ΣP_{Π} — суммарная активная мощность нагрузки потребителей;

$\Sigma \Delta P$ — суммарные потери активной мощности.

При неизменном составе нагрузок системы потребляемая ими мощность связана с частотой переменного тока. Снижение генерируемой активной мощности приводит к снижению частоты в сети и наоборот.

Причинами нарушения баланса мощности могут быть:

- а) аварийное отключение генератора;
- б) неожиданный рост потребления мощности;
- в) аварийное отключение линии или трансформаторов связи.

Рассмотрим две связанные системы, в которых при параллельной работе в нормальном режиме соблюдается баланс мощности:

$$\Sigma P_{\Gamma 1} + \Sigma P_{\Gamma 2} = \Sigma P_{\Pi 1} + \Sigma P_{\Pi 2}. \quad (6.2)$$

В первой системе в нормальном режиме генерация превышает потребление, т.е. система избыточна по активной мощности, во второй наоборот, генерация меньше потребления, т.е. система дефицитна по активной мощности. При аварийном отключении линии связи обе системы будут работать изолированно и баланс активной мощности в каждой из них нарушится. В первой частота возрастет, а во второй понизится. В обеих системах отклонение частоты может оказаться выше допустимых в послеаварийных режимах значений, что может привести к асинхронному режиму, выходу из строя оборудования станций, понижению производительности двигателей потребителей, нарушению технологического процесса и браку продукции. Следовательно, в электроэнергетических системах необходимо применять меры, направленные на соблюдение баланса активной мощности.

Повышение частоты выше допустимых пределов можно ликвидировать, уменьшая мощность генераторов или отключая часть из них. Понижение частоты ликвидируется с помощью ввода резерва мощности. Если частота не восстановилась, то с помощью автоматической частотной разгрузкой (АЧР), отключающей часть потребителей системной автоматикой. При этом автоматическое отключение начинается с потребителей третьей категории по надежности и т.д. В последнюю очередь отключаются наиболее ответственные потребители.

Различают горячие и холодные резервы мощности. При горячем резерве используется свободная мощность генераторов. Обычно генераторы загружаются до мощности меньше номинальной и быстро набирают нагрузку при внезапном нарушении баланса активной мощности. Холодный резерв мощности обеспечивается резервными генераторами, отключенными в нормальном режиме. Для их ввода в работу нужен длительный промежуток времени.

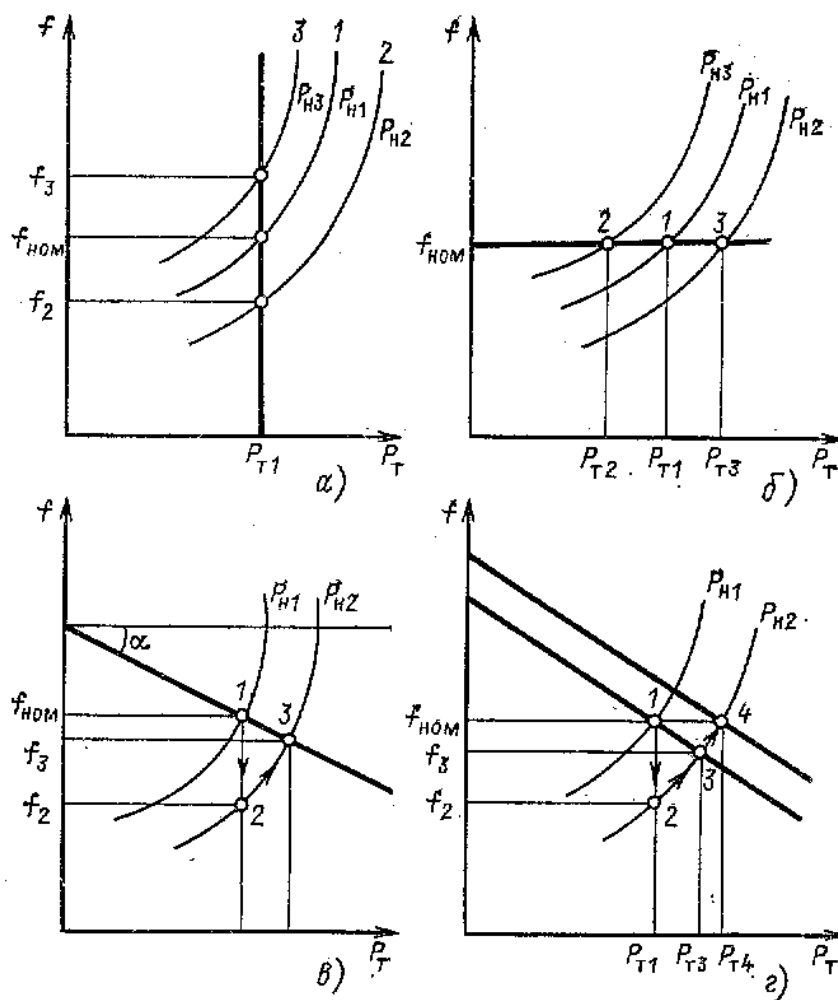
Кроме резерва мощности на электростанциях должен быть резерв энергии, т. е. запас топлива или воды.

6.2. Регулирование частоты в электроэнергетической системе

Регулирование частоты в ЭЭС требует изменения мощности, которые генераторы выдают в сеть. Мощность генераторов определяется мощностью турбин, которыми эти генераторы приводятся во вращение. Турбины являются первичными двигателями.

Рассмотрим характеристики тепловых и гидравлических турбин, определяющих изменение их мощности под действием систем регулирования.

Различают нерегулируемую турбину (мощность ее неизменна), турбину со статической характеристикой, астатической характеристикой (рис. 6.1).



1, 2, 3 – статические характеристики нагрузок по частоте

Рис. 6.1. Характеристики регуляторов скорости турбины:

а - нерегулируемая турбина; б - астатическая характеристика; в - статическая характеристика; г - вторичное регулирование частоты (АРЧ)

В случае нерегулируемой турбины её мощность $P_{т1}$ остается неизменной, и с увеличением скорости механический момент будет снижаться до значения, которое даст новое равновесие моментов сил. На рис. 6.1, а характеристика нерегулируемой турбины изображена прямой, параллельная вертикальной оси. При нагрузке $P_{н1}$ режим определяется пересечением характеристики турбины и характеристики нагрузки 1, при этом частота равна номинальной. При изменении нагрузки частота в системе принимает новое, отличное от номинального значение. Например, увеличение нагрузки от $P_{н1}$ до $P_{н2}$ приводит к уменьшению частоты от $f_{ном}$ до f_2 , что видно из пересечения характеристик турбины и нагрузки $P_{н2}$, соответствующей частоте f_2 .

В случае регулируемой турбины увеличения ее скорости вращения приведет в действие автоматический регулятор скорости (АРС), который обеспечит уменьшение подачи энергоносителя в турбину, чтобы сохранить постоянной ее скорость вращения. Принцип работы АРС основан на обратной отрицательной связи системы регулирования. Регуляторы скорости турбин оказывают стабилизирующее влияние на частоту в системе и поэтому называются первичными регуляторами частоты. Процесс изменения частоты под действием этих регуляторов называются первичным регулированием частоты.

Регуляторы скорости турбины могут иметь астатическую или статическую характеристику. При изменении электрической нагрузки под действием регулятора скорости либо восстановится номинальная частота, либо установится новая частота, близкая к номинальной. В первом случае, когда после изменения нагрузки и окончания переходного процесса регулятор восстанавливает номинальную частоту, регулирование называется астатическим (рис. 6.1, б). Если при изменении нагрузки и окончания переходного процесса устанавливается новая, отличная от номинальной, частота, то такое регулирование называется статическим (рис. 6.1, в).

Эффективность первичного регулирования частоты зависит от статизма регулятора скорости, который характеризует наклон характеристики АРС к

осям координат. Меньшему статизму соответствует более крутая характеристика регулирования, которая пересекается с характеристикой ЭЭС при большем значении частоты. При нулевом статизме регулятора (астатическое регулирование) характеристика располагается горизонтально (рис. 6.1, б) и обеспечивает частоту, равную номинальной при любом набросе мощности нагрузки ЭЭС, если, конечно, он не приведет к превышению предельной мощности турбины.

Реальные регуляторы скорости имеют статическую характеристику. Добиться астатической характеристики у регулятора практически очень трудно. Для дополнительной корректировки частоты после первичного регулирования применяется так называемое *вторичное регулирование*, в процессе которого осуществляется изменение мощности турбины уже непосредственно в зависимости от частоты переменного тока в электрической сети. В результате вторичного регулирования статическая характеристика турбины перемещается параллельно самой себе до тех пор, пока частота не станет номинальной (рис. 6.1, г).

При вторичном регулировании мощность турбины изменяется дополнительным воздействием на нее регулирующего аппарата – автоматического регулятора частоты (АРЧ), рис. 6.2. АРЧ воздействует непосредственно на АРС.

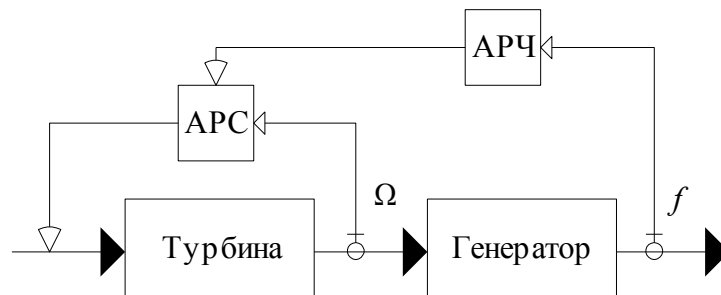


Рис. 6.2. Схема регулирования АРС и АРЧ

Коэффициент k_r , равный тангенсу угла наклона характеристики АРС к оси абсцисс, называется круизной характеристики регулирования [8]

$$k_z = -\frac{\Delta P_{z*}}{\Delta f_*}, \quad (6.3)$$

где $\Delta P_{z*} = \frac{\Delta P_z}{P_{zном}}$, $\Delta f_* = \frac{\Delta f}{f_0}$, f_0 – номинальная частота.

Крутизна регуляторов скорости турбины зависит от конструкции и настройки регулирующего устройства. Обычно коэффициент крутизны выбирают в пределах 25-50 для гидрогенераторов и 15-20 для турбогенераторов.

Статизм характеристики регулятора s есть величина, обратная коэффициенту крутизны:

$$s = \frac{1}{k_z}, \quad s_{\%} = \frac{100}{k_z} (\%).$$

Закон статического или первичного регулирования частоты можно получить из выражения (6.3)

$$\frac{\Delta f}{f_0} + \frac{1}{k_z} \cdot \frac{\Delta P_z}{P_{zном}} = 0. \quad (6.4)$$

Вторичное регулирование независимо от величины ΔP_z обуславливает равенство $\Delta f = 0$, т. е. по своему конечному эффекту вторичное регулирование эквивалентно астатическому регулированию скорости. Закон вторичного регулирования частоты имеет вид

$$\frac{\Delta f}{f_0} = 0. \quad (6.5)$$

Изменение генерирующей мощности ЭЭС при изменении частоты можно определить по выражению

$$\Delta P_z = -P_{zном} \frac{\Delta f}{f_0} k_z. \quad (6.6)$$

Здесь знак минус означает, что при уменьшении частоты ($\Delta f < 0$) мощность генератора растёт ($\Delta P_g > 0$).

Аналогично коэффициенту крутизны k_r характеристики регулирования вводится понятие коэффициента крутизны статической характеристики нагрузки ЭЭС. Фактически этот коэффициент характеризует наклон касательной к ха-

рактеристике нагрузки, проведенной в рабочей точке, и является регулирующим эффектом активной нагрузки по частоте.

Изменение активной мощности нагрузки ЭЭС с учетом потерь в сети определяется как:

$$\Delta P_n = P_n \frac{\Delta f}{f_0} k_n, \quad (6.7)$$

где P_n – суммарная мощность нагрузки (с учетом потерь в сети);

k_n – коэффициент крутизны характеристики активной мощности нагрузки

$$\text{ЭЭС: } k_n = \frac{\Delta P_{n*}}{\Delta f_*}; \Delta P_{n*} = \frac{\Delta P_n}{P_n}; \Delta f_* = \frac{\Delta f}{f_0}.$$

Знак плюс в (6. 7) означает, что с увеличением частоты ($\Delta f > 0$) мощность нагрузки растет ($\Delta P_n > 0$).

Изменение частоты, вызванное дополнительной нагрузкой ΔP , при выполнении первичного регулирования определяется как:

$$\Delta f = - \frac{\Delta P}{P_n (\rho k_z + k_n)} f_0. \quad (6.8)$$

где $\rho = \frac{P_{\text{з ном}}}{P_n}$ – коэффициент резерва

Для ЭЭС в целом, где в параллель работает много электростанций, закон первичного регулирования частоты имеет вид [8]

$$\frac{\Delta f}{f_0} + \frac{1}{k_{\Sigma}} \frac{\Delta P_{\Sigma}}{P_{\text{ЭЭС}}} = 0 \quad (6.9)$$

где k_{Σ} – средняя крутизна характеристики регулирования генерирующей мощности ЭЭС;

$P_{\text{ЭЭС}}$ – суммарная номинальная мощность генераторов электростанций ЭЭС;

$\Delta P_{ГЭ}$ - суммарное изменение генерирующей мощности ЭЭС в результате первичного регулирования.

Как и в случае простой системы с одной турбиной, в реальной системе регуляторы скорости турбин не обеспечивают поддержания заданного значения частоты. Для получения эффекта астатического регулирования следует произвести вторичное регулирование. Наиболее просто вторичное регулирование реализуется с помощью одной станции. Метод такого регулирования называется *методом ведущей станции по частоте*.

Станцию, регулирующую частоту, которая берет на себя все возникающие набросы и сбросы мощности в ЭЭС, называют балансирующей станцией.

Станция, регулирующая частоту, имеет нагрузку P_1 , нагрузка остальных станций системы равна P_{C1} . Уравнение баланса мощности имеет следующий вид:

$$P_{C1} + P_1 = \Sigma P_{II} . \quad (6.10)$$

При увеличении суммарной потребляемой нагрузки на величину ΔP_{II} частота в системе снижается до величины f_1 . Баланс мощности запишется следующим образом:

$$P_{C2} + P_2 = \Sigma P_{II} + \Delta P_{II} . \quad (6.11)$$

При снижении частоты в системе вторичные регуляторы частоты станции, регулирующей частоту, увеличат пропуск энергоносителя в турбину. Регулирующая станция принимает на себя все увеличение нагрузки:

$$\begin{aligned} P_3 &= P_1 + \Delta P_{II} , \\ P_{C1} + P_3 &= \Sigma P_{II} + \Delta P_{II} . \end{aligned} \quad (6.12)$$

Для успешного регулирования частоты станция, выбираемая в ЭЭС в качестве ведущей, должна удовлетворять определенным требованиям, главными из которых являются следующие:

- достаточно большая мощность по отношению к мощностям других электростанций данной ЭЭС;

- большой диапазон регулирования мощности – пределы, в которых возможно быстрое изменение мощности, выдаваемой электростанцией;
- достаточно большая пропускная способность линий (сечений), связывающих электростанцию с мощными узлами нагрузки и другими электростанциями, так как регулирование частоты связано со значительными изменениями мощности в линиях.

На тепловых станциях пределы изменения выдаваемой мощности определяются условиями работы котельных агрегатов и паровых турбин. Наибольшие ограничения диапазона регулирования связаны с работой котлов, которые обычно не допускают изменения уменьшения нагрузки ниже, чем на 60 % от номинальной. Снижение нагрузки котлов ограничивается опасностью погасания факела пылеугольных топок и опасностью нарушения нормальной циркуляции из-за неравномерного обогрева отдельных частей котла при уменьшении интенсивности горения. Нижняя граница регулировочного диапазона паровых турбин составляет обычно 20-30 % от их номинальной мощности. Она определяется возможностью резкого нарушения температурного режима турбины при значительном снижении нагрузки, результатом которого могут являться недопустимые температурные перенапряжения и связанные с ними повреждения машины.

Таким образом, вследствие ограничения регулировочного диапазона тепловых электростанций, в качестве станций, ведущих частоту, выбирают станции, мощность которых в два-три раза превышает величину наибольшего возможного наброса или сброса нагрузки в данной ЭЭС. Наилучшие условия для регулирования частоты имеют электростанции с конденсационными турбинами и котлами, работающими на газообразном топливе.

Регулировочный диапазон гидравлических электростанций практически близок к их установленной мощности. Поэтому мощность гидроэлектростанций, используемых для регулирования частоты, может быть значительно меньше мощности тепловых станций в условиях одной и той же ЭЭС.

В ЕЭС России в регулировании частоты и перетоков мощности по ЛЭП участвуют такие крупные гидроэлектростанции, как: Волжская, Саратовская, Волгоградская, Воткинская, Камская, Чиркейская, Верхне-Туломская, Княжегубская, Нива-3, Чиркейская, Саяно-Шушенская, Красноярская, Усть-Илимская, Зейская и Бурейская.

6.3. Баланс реактивной мощности в ЭЭС

Баланс реактивной мощности в ЭЭС можно записать так:

$$\Sigma Q_z = \Sigma Q_n = \Sigma Q_n + \Sigma Q_{cn} + \Sigma \Delta Q - \Sigma Q_c, \quad (6.13)$$

где ΣQ_z - генерируемая реактивная мощность станций;

ΣQ_n - суммарное потребление реактивной мощности в ЭЭС;

ΣQ_n - реактивная мощность потребителей;

ΣQ_{cn} - суммарная реактивная мощность собственных нужд электростанций;

$\Sigma \Delta Q$ - суммарные потери реактивной мощности в сетях;

ΣQ_c - суммарная зарядная мощность ЛЭП.

Потребителями реактивной мощности в ЭЭС являются все электроприемники переменного тока. Работа многих электроприемников, таких как асинхронные двигатели, выпрямительные установки, дуговые электропечи, газоразрядные осветительные лампы, сопровождается значительным потреблением из сети реактивной мощности.

Баланс реактивной мощности по всей системе в целом определяет уровень напряжения. При этом напряжения в узловых точках сети электрической системы отличаются друг от друга, от номинального значения и значения напряжения на шинах источников питания на величину падения напряжения, которое определяется конфигурацией сети, нагрузкой и другими факторами. Нарушение баланса реактивной мощности приводит к изменению уровня напряжения в сети. Если генерируемая реактивная мощность становится больше потребляемой, то напряжение в сети повышается. При дефиците реактивной

мощности, напряжение в сети снижается. В дефицитных по активной мощности энергосистемах уровень напряжения, как правило, ниже номинального. Недостающая для выполнения баланса активная мощность передается в такие системы из соседних энергосистем, в которых имеется избыток генерируемой мощности. Обычно энергосистемы дефицитные по активной мощности, дефицитны и по реактивной мощности. В отличие от активной мощности, реактивная мощность может вырабатываться не только на электростанциях, но и в других точках ЭЭС. В этом случае источниками реактивной мощности являются компенсирующие устройства. Размещение КУ вблизи электроприемников очень удобно для ЭЭС, так как в этом случае требуемая потребителям реактивная мощность не передается по сети, что связано с дополнительными потерями мощности, а вырабатывается в тех точках, где непосредственно имеется дефицит реактивной мощности.

Для поддержания нормального режима в ЭЭС потребление реактивной мощности должно обеспечиваться необходимой генерируемой реактивной мощностью и резервом реактивной мощности. Генерируемая реактивная мощность складывается из реактивной мощности, вырабатываемой на электростанциях (60 % всей реактивной мощности), и реактивной мощности компенсирующих устройств, размещенных в электрической сети и у потребителей (20 %). 20 % генерируемой реактивной мощности приходится на ЛЭП.

Баланс реактивной мощности должен предусматриваться отдельно для каждого характерного режима сети.

Рассмотрим, как реагирует нагрузка на изменение режима в системе. Для понимания физического процесса приведем рассуждения на примере простейшей электроэнергетической системы, представленной на рис. 6.3.

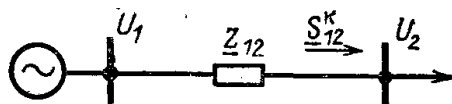


Рис. 6.3. Схема простейшей электроэнергетической системы

Предположим, что по каким-то причинам напряжение в конце линии понижается. Напряжение в конце линии определяется как (здесь не учтена поперечная составляющая падения напряжения):

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = U_1 - \frac{P_{12}^K r_{12} + Q_{12}^K x_{12}}{U_2} \quad (6.14)$$

При понижении напряжения в конце линии, U_2 , в соответствии со статическими характеристиками, приведенными на рис. 6.4, будут уменьшаться значения нагрузки P_2 и Q_2 , а также потоки мощности в конце линии P_{12}^K и Q_{12}^K . Следовательно, будут уменьшаться потери напряжения в линии, ΔU_{12} , а значение напряжения U_2 вследствие этого будет увеличиваться при условии, что напряжение источника питания U_1 поддерживается постоянным.

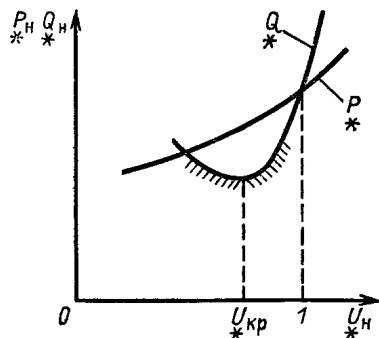


Рис. 6.4. Статические характеристики нагрузки

Все это справедливо в случае, когда $U > U_{кр} = (0,7 \div 0,8) U_{ном}$ (соответствует точке перегиба на статической характеристике).

Отсюда, нагрузка имеет положительный регулирующий эффект при $U > U_{кр}$ и отрицательный регулирующий эффект при $U < U_{кр}$. В последнем случае понижение U_2 вызывает рост потребляемой реактивной мощности Q_2 , соответственно большая реактивная мощность течет и по линии. Это вызывает увеличение потерь напряжения в линии ΔU_{12} , следовательно, уменьшается напряжение в конце линии у потребителя. В соответствии со статической характеристикой при $U < U_{кр}$ реактивная мощность нагрузки Q_2 снова растет. Это приводит к дополнительному снижению U_2 и т. д. Возникает явление, называемое ла-

виной напряжения. При такой аварии останавливаются (опрокидываются) асинхронные двигатели. Реактивная мощность асинхронных двигателей растет, баланс реактивной мощности нарушается, причем $\Sigma Q_{\Pi} \gg \Sigma Q_{Г}$, что в свою очередь приводит к снижению напряжения. Остановить снижение напряжения при этой аварии можно, лишь отключив нагрузку. В настоящее время применяются автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) на генераторах и мощных синхронных двигателях, стабилизирующие напряжение, поэтому напряжение в системе не снижается ниже критического.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Несмотря на то, что электроэнергетическая система является быстро меняющейся системой и переходит на новую технологическую платформу, базовые принципы ее формирования и функционирования остались прежними, из которых главный – технологическое единство на территории всей страны. Поэтому в учебном пособии описаны классические подходы к технологической структуре самой системы, определению режимной ситуации, регулированию частоты и напряжения, адаптированные под современное состояние электроэнергетической системы и электрических сетей. Конструктивное исполнение линий электропередачи дополнено современным оборудованием. При написании учебного пособия систематизирован и обновлен материал, приведенный в [6, 27], являющихся основными учебниками по дисциплине «Электроэнергетические системы и сети» на которых выучилось не одно поколение инженеров-электроэнергетиков.

Структура и построение учебного пособия направлены на формирование знаний в области электроэнергетических систем и электрических сетей, которые станут основой не только для понимания процессов, происходящих в современной системе, но и для их дальнейшего углубления и расширения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Беркович М. А., Комаров А. Н., Семенов В. А. Основы автоматики энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 432 с.
2. Блок В. М. Электрические сети и системы : учеб. пособие / В.М. Блок – М.: Высшая школа, 1986. – 430 с.
3. Веников В.А. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах / В.А. Веников, В.И. Идельчик, М.С. Лисеев. М.: Энергоатомиздат, 1985. 214 с.
4. Герасименко А.А., Федин В.Т. Передача и распределение электрической энергии : учеб. пособие: - М. : КНОРУС, 2012. – 648 с.
5. Зуев Э.Н. Основы техники подземной передачи электроэнергии / Э.Н. Зуев. М.: Энергоатомиздат, 1999. 256 с.
6. Идельчик В.И. Электрические системы и сети : учеб./ В. И. Идельчик. - 2-е изд., стер. - М. : Альянс, 2009. – 592 с. www.techliter.ru
7. Идельчик В.И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 288с.
8. Лыкин А.В. Электрические системы и сети : учеб. Пособие. – М.: Университетская книга; Логос, 2008. – 254 с.
9. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4—35 кВ и 110 - 1150 кВ. Т. II. / Е.Ф. Макаров. М.: Папирус ПРО, 2003. 622 с.
10. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 680с.
11. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных групп энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по

- передаче электрической энергии [Текст]. – Приказ министерства промышленности и энергетики РФ 22 февраля 2007. – № 49.
12. Основы современной энергетики в 2т. : Учеб. : рек. Мин. обр. РФ : Т2. Современная электроэнергетика / под ред. Е.В. Аметистова. – М.: Издат. дом МЭИ, 2010. – 632 с.
 13. Основные положения (концепция) технической политики в электроэнергетике России на период до 2030г [Текст]. – М.: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008.
 14. Пелисье Рене. Энергетические системы / Пер. с франц. – М.: Высш. школа, 1982. – 568 с.
 15. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов : учеб. пособие / В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.В. Паперно; Ред. В.М. Блок. - 2-е изд., перераб. и доп. - М. : Высш. шк., 1990. - 384 с.
 16. Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети: проектирование : учеб. пособие / Г. Е. Поспелов, В. Т. Федин. - 2-е изд., испр. и доп. - Минск : Высш. шк., 1988. - 308 с.
 17. Поспелов Г.Е. Компенсирующие и регулирующие устройства в электрических системах / Г.Е. Поспелов, Н.М. Сыч, В.Т. Федин. Л.: Энергоатомиздат, 1983. 112 с.
 18. Правила устройства электроустановок – 7-е изд.- М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 704с.
 19. Савина Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах : учеб. пособие / Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, Л.Н. Дудченко. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 1999.- 238 с.
 20. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов и др.; под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. М.: Энергоатомиздат, 1985. 380 с.

21. Справочник по проектированию систем электроснабжения / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990 – 576с.
22. Справочник по проектированию электрических сетей / И.Г. Карапетян, Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро; под ред. Д.Л. Файбисовича. М.: ЭНАС, 2005. 313 с.
23. Справочник по установкам высокого напряжения / Под ред. И. А. Баумштейна, С. А. Бажанова. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 768 с.
24. Солдаткина Л.А. Электрические сети и системы / Л.И. Солдаткина. М: Энергия, 1978. 216 с.
25. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35-750 кВ. Типовые решения, Энергосетьпроект, 2006 г.
26. Шаповалов И. Ф. Справочник по расчету электрических сетей.– Киев: Будівельник, 1986. – 225 с.
27. Электрические системы. Электрические сети : Учеб. для электроэнерг. спец. вузов/ ред. В. А. Веникова. -2-е изд., перераб. и доп. - М.: Высш. шк., 1998. -512 с.
28. Электротехнический справочник : В 4 т./ Под общ. ред. В.Г. Герасимов, Под общ. ред. А.Ф. Дьяков, Под общ. ред. Н.Ф. Ильинский, Гл. ред. А.И. Попов Т. 3 : Производство, передача и распределение электрической энергии : справочное издание. -2002. - 964 с.
29. Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях. / Под ред. В.А. Веникова. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 504с.
30. Электрические системы и сети в примерах и иллюстрациях: Учеб. пособие для электроэнерг. спец. / В.В. Ежков, Г.К. Зарудский, Е. Н. Зуев и др.; Под ред. В.А. Строева. – М.: Высш. школа, 1999. – 352 с.